

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**EVALUACIÓN DE LA INFLUENCIA DE PARÁMETROS
TÉRMICOS EN YACIMIENTOS DE CRUDO EXTRA-
PESADOS DE LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO A
TRAVES DE UNA SIMULACIÓN NUMÉRICA**

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por el Br. Lander C., Elba V
Para optar al Título
de Ingeniero de Petróleo

Caracas, 2019

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

EVALUACIÓN DE LA INFLUENCIA DE PARÁMETROS TÉRMICOS EN YACIMIENTOS DE CRUDO EXTRA- PESADOS DE LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO A TRAVES DE UNA SIMULACIÓN NUMÉRICA

TUTOR ACADÉMICO: Prof. Jhon Quino

TUTOR(ES) INDUSTRIAL: Msc. Richard Márquez

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por el Br. Lander C., Elba V
Para optar al Título
de Ingeniero de Petróleo

Caracas, 2019

Caracas, Junio de 2019.

Los abajo firmantes, miembros del jurado designado por el consejo de escuela de Ingeniería de Petróleo, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por la bachiller Elba Lander, titulado:

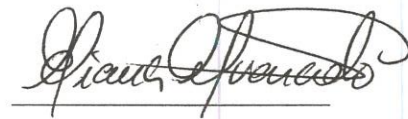
**“EVALUACIÓN DE LA INFLUENCIA DE PARÁMETROS TÉRMICOS EN
YACIMIENTOS DE CRUDO EXTRA-PESADOS DE LA FAJA
PETROLÍFERA DEL ORINOCO A TRAVES DE UNA SIMULACIÓN
NUMÉRICA”**

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



Ing. Sandro Gasbarri

Jurado



Ing. Eliana Alvarado

Jurado



Ing. Jhon Quino

Tutor Académico



Msc. Richard Márquez

Tutor Industrial

Lander C., Elba V.

EVALUACIÓN DE LA INFLUENCIA DE PARÁMETROS TÉRMICOS EN YACIMIENTOS DE CRUDO EXTRA- PESADOS DE LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO A TRAVES DE UNA SIMULACIÓN NUMÉRICA

**Tutor académico: Ing. Jhon Quino. Tutor industrial: Msc. Richard
Márquez.**

Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Petróleo. 2019.

**Palabras claves: Capacidad calorífica volumétrica, Conductividad térmica,
Simulación de yacimientos, Sistema integral, Sistema discreto, Faja
Petrólfera del Orinoco.**

Resumen. Este trabajo especial de grado plantea una metodología para realizar simulaciones que permita evaluar la influencia de los parámetros térmicos sobre un sistema de yacimiento caracterizado de forma discreta y continua, entendiéndose por sistema discreto, el escenario donde cada uno de los componentes del sistema (arena, agua y crudo) son estudiados por separado, mientras que el sistema continuo, representa el sistema roca-fluido evaluado como un elemento. Los parámetros térmicos estudiados son la capacidad calorífica volumétrica y la conductividad térmica con datos de pruebas experimentales de muestras crudo extra-pesado de 8,9 °API provenientes de la empresa mixta Petrocarabobo de la Faja Petrolífera del Orinoco. Este estudio fue desarrollado en PDVSA-INTEVEP, se obtuvieron los datos de los parámetros térmicos mediante pruebas experimentales con la metodología de la calorimetría y Resonancia Magnética Nuclear, por otro lado, se presentan valores obtenidos de forma teórica a través de ecuaciones y literatura para los valores de parámetros térmicos de los fluidos. Se desarrolló con el simulador comercial *STARS*® de la empresa *CMG*, se realizó un modelo de laboratorio. Para la validación de los datos experimentales se estudiaron las ecuaciones de conductividad térmica que ofrece el simulador y se seleccionó la que mejor se adaptaba al estudio.

AGRADECIMIENTOS

A Dios por ser mi guía, fuerza y sustento, quien peleó mis batallas, me cubrió con su manto y gracia.

A la Universidad Central de Venezuela (UCV) por ser la casa que vencié mis sombras, obligó a crecer intelectualmente sin dejar a un lado mi crecimiento personal, a forjar mi carácter y ser una mujer que anhela retribuir a su país la formación recibida. Por tantos hermanos ucevistas que estuvieron, están y estarán.

A mis Tutores Industriales los Msc. Richard Márquez y Benigno Hernández por dar más que de conocimiento científico, su apoyo, consejos, cuidados y exhortaciones fueron lo necesario para convertirme en la profesional que anhelaba ser. A mi Tutor Académico Jhon Quino por permitirme ser su primera Tesista

A mi familia, padres, hermanos, tíos, primos y amigos que me apoyaron en este largo proceso y celebran los frutos de la perseverancia y el esfuerzo.

El conjunto de personas admirables que hace vida en PDVSA-INTEVEP por su trato tan grato en especial aquellas que me auxiliaron dentro y fuera de la sala de simulación.

A todos los profesores que formaron parte de mi vida académica y todas las personas que abrieron sus puertas y dispusieron de su valioso tiempo para compartirlo conmigo.

ÍNDICE

LISTA DE FIGURAS	XI
LISTA DE TABLAS	XIV
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I:.....	3
EL PROBLEMA	3
1.1 PLANTEAMIENTO DE PROBLEMA.....	3
1.2 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN	3
1.2.1 Objetivo general	3
1.2.2 Objetivos específicos	4
1.3 JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN	4
1.4 ALCANCE DE LA INVESTIGACIÓN	5
1.5 LIMITACIONES	6
CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO.....	8
2.1 ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN	8
2.2 BASES TEÓRICAS	11
2.2.1 Yacimiento	12
2.2.1.1 Yacimientos consolidados.....	12
2.2.1.2 Yacimientos no consolidados.....	12
2.2.2 Fluidos contenidos en los yacimientos.....	12
2.2.2.1 Agua de formación.....	12
2.2.2.2 Hidrocarburos (Crudo).....	13
2.2.3 Grados API.....	13
2.2.4 Crudos Extra-pesados	13
2.2.5 Recuperación Térmica	14
2.2.5.1 Clasificación de los procesos de recuperación térmica.....	15

2.2.5.1.1 Inyección de fluidos calientes	15
2.2.5.1.2 Recuperación de petróleo por inyección de agua caliente	16
2.2.6 Propiedades petrofísicas de la roca	16
2.2.6.1 Porosidad (ϕ)	17
2.2.6.2 Permeabilidad (K)	17
2.2.6.3 Saturación del fluido	17
2.2.6.4 Tapón	18
2.2.7 Propiedades térmicas en los yacimientos	18
2.2.7.1 Calor específico (Ce).....	18
2.2.7.2 Capacidad calorífica volumétrica (Cv)	18
2.2.7.3 Difusividad térmica (α).....	19
2.2.7.4 Conductividad térmica (K).....	19
2.2.7.4.1 Conductividad térmica del petróleo	20
2.2.7.4.2 Conductividad térmica del agua.....	20
2.2.8 Calorimetría.....	21
2.2.9 Transferencia de calor	21
2.2.9.1 Métodos de transferencia de calor.....	22
2.2.9.1.1 Conducción	22
2.2.9.1.2 Radiación.....	22
2.2.9.1.3 Convección.....	22
2.2.10 Resonancia Magnética Nuclear (RMN)	23
2.2.11 Simulación de yacimientos	23
2.2.11.1 Etapas para la simulación de yacimientos.....	24
2.2.11.2 Mecanismos de desplazamiento	25
2.2.11.3 Propiedades petrofísicas.....	26
2.2.11.4 Propiedades PVT de los fluidos	26
2.2.11.5 Datos de producción.....	27
2.2.11.6 Simulador de recuperación térmica.....	28
2.2.11.7 Descripción de la herramienta de simulación numérica	28
2.2.11.7.1 BUILDER®	28

2.2.11.7.2 STARS®	29
2.2.11.7.3 RESULTS®	29
2.2.12 Sistema integral	29
2.2.13 Sistema discreto	29
2.2.14 Modelo integral	30
2.2.15 Modelo discreto.....	30
2.2.16 Premisas a considerar para el estudio de los parámetros térmicos	30
2.2.16.1 Ecuación de cálculo de la capacidad calorífica volumétrica total.....	31
2.2.16.1.1 Ecuaciones de cálculo de conductividad térmica total.....	31
2.2.16.1.2 Simple	32
2.2.16.1.3 Complex	32
2.2.16.1.4 Temper	33
2.2.16.1.4.1 Tabla de dependencia de temperatura (THCONTAB).....	33
CAPÍTULO III:.....	35
ÁREA DE ESTUDIO.....	35
3.1 DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO	35
3.1.1 Faja Petrolífera del Orinoco	35
3.1.2 Área de Carabobo.....	36
3.1.3 Características geológicas	36
3.1.4 Estratigrafía regional.....	37
3.1.5 Miembro Morichal	37
3.1.6 Características sedimentológicas	39
CAPÍTULO IV:.....	40
MARCO METODOLÓGICO	40
4.1 TIPO DE LA INVESTIGACIÓN	40
LA MODALIDAD DE LA INVESTIGACIÓN CUMPLE CON LAS CARACTERÍSTICAS	
DEL TIPO EVALUATIVO.	40
4.2 DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN	40

4.3 PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO	41
4.3.1 Revisión bibliográfica	42
4.3.2 Recopilación y obtención de los datos para la simulación.....	43
4.4 CARACTERIZACIÓN DE LOS FLUIDOS.....	49
4.5 USO DE STARS®.....	55
4.5.1 Construcción del mallado.....	55
4.5.2 Sección propiedades petrofísicas	56
4.5.3 Sección de propiedades térmicas de la roca.....	56
4.5.3.1.1 Validación de las ecuaciones de conductividad.....	60
4.5.4 Sección de componentes	60
4.5.4.1 Densidades	60
4.5.4.2 Viscosidades de la fase líquida	61
4.5.4.3 General	64
4.6 SECCIÓN DE ROCA-FLUIDO.....	65
4.7 SECCIÓN DE CONDICIONES INICIALES	66
4.8 SECCIÓN NUMÉRICA	67
4.9 SELECCIÓN DE POZOS Y DATOS RECURRENTES	67
4.10 DATO DE SALIDA I/O CONTROL.....	71
4.11 SENSIBILIDADES.....	71
4.11.1 Sensibilidad de la conductividad térmica total.....	72
4.11.1.1 Variación de los parámetros en tres celdas	72
4.11.2 Sensibilidad de la Capacidad Calorífica Volumétrica	72
4.12 EFECTO DE HABILITAR THCONTAB EN UN MODELO DISCRETO	73
4.13 EFECTO DE HABILITAR THCONTAB EN UN MODELO INTEGRAL.....	73
4.14 CONTRASTE AL COMPRAR MODELO DISCRETO CON MODELO INTEGRAL	73
4.15 CONTRASTE AL COMPRAR MODELO DISCRETO CON THCONTAB CON MODELO INTEGRAL THCONTAB	73
CAPÍTULO V.....	74
ANÁLISIS DE RESULTADOS	74

5.1 SENSIBILIDADES	74
5.1.1 Sensibilidad de la Conductividad Térmica	74
5.1.1.1 Sensibilidad en la conductividad térmica del agua	75
5.1.1.2 Sensibilidad en la conductividad térmica del petróleo.....	76
5.1.1.3 Sensibilidad en la conductividad térmica de la roca	77
5.1.1.3.1 Variación de los parámetros en tres celdas	80
5.1.2 Sensibilidad de la Capacidad Calorífica Volumétrica	82
5.2 EFECTO DE HABILITAR THCONTAB EN UN MODELO DISCRETO	87
5.3 EFECTO DE HABILITAR THCONTAB EN UN MODELO INTEGRAL.....	88
5.4 CONTRASTE AL COMPRAR MODELO DISCRETO CON MODELO INTEGRAL	90
5.5 CONTRASTE AL COMPRAR MODELO DISCRETO CON THCONTAB CON MODELO INTEGRAL THCONTAB	91
CONCLUSIONES.....	93
RECOMENDACIONES.....	95
BIBLIOGRAFÍA.....	96
ANEXOS	99

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 2.1. VISCOSIDAD DEL CRUDO VS TEMPERATURA. FUENTE: PUERTA (2015).....	15
FIGURA 2.2. INYECCIONES DE AGUA CALIENTE. FUENTE: BRICEÑO (2015).....	16
FIGURA 2.3. GRÁFICA TASAS DE FLUIDOS EN FUNCIÓN DEL TIEMPO (SEPÚLVEDA, 2005).....	28
FIGURA 3.1. FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO. FUENTE: PUERTA (2015).....	35
FIGURA 3.2. ÁREA DE CARABOBO Y SUS LÍMITES TERRITORIALES. FUENTE: PUERTA (2015).....	36
FIGURA 3.3. CUENCAS PETROLÍFERAS DE LA REPÚBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA. FUENTE: PUERTA (2015).....	37
FIGURA 3.4. CONFIGURACIÓN ESTRUCTURAL. FUENTE: ARCHIVOS DE PETROINDEPENDENCIA S.A.	38
FIGURA 4.1. FASES DE LA METODOLOGÍA APLICADA.....	42
FIGURA 4.2. SISTEMA PARA CONFINAMIENTO DE MUESTRAS DE ROCA NO CONSOLIDADAS. FUENTE: INTEVEP, S.A. CENTRO DE INVESTIGACIÓN Y DESARROLLO, FILIAL DE PETRÓLEOS DE VENEZUELA, S.A.	44
FIGURA 4.3. PROCESO COMPLETO DE EMPAQUE DE MUESTRAS. FUENTE: PDVSA-INTEVEP.	44
FIGURA 4.4. RESONADOR MARAN ULTRA DRX 2. FUENTE: PDVSA-INTEVEP.	46
FIGURA 4.5. INSTRUMENTO PARA LA REALIZACIÓN DE LA PRUEBA CALORIMÉTRICA. FUENTE: PDVSA-INTEVEP.	46
FIGURA 4.6. EQUIPO DE LIMPIEZA DE MUESTRAS DEAN-STARS: A) ANTES DE LA LIMPIEZA DE MUESTRA Y B) DURANTE LA LIMPIEZA DE MUESTRAS.	48
FIGURA 4.7. DENSÍMETRO DIGITAL MARCA ANTON PAAR MODELO DMA 35N. FUENTE: PDVSA- INTEVEP	50
FIGURA 4.8. RETROVISCO RV 20/30, MARCA HAAKE. FUENTE: PDVSA-INTEVEP.	51
FIGURA 4.9. DIAGRAMA DE UN SIMULADOR FÍSICO DE YACIMIENTOS. FUENTE: INTEVEP, S.A. CENTRO DE INVESTIGACIÓN Y DESARROLLO, FILIAL DE PETRÓLEOS DE VENEZUELA, S.A.	52
FIGURA 4.10. ESQUEMA DEL PROCEDIMIENTO EXPERIMENTAL PARA LA DETERMINACIÓN DE CURVAS DE PERMEABILIDAD RELATIVA POR EL MÉTODO DE ESTADO NO ESTACIONARIO. FUENTE: DÍAZ (2014).....	53
FIGURA 4.11. EFECTO DE LA VARIACIÓN DE LA TEMPERATURA SOBRE LAS CURVAS DE PERMEABILIDAD RELATIVA PARA MUESTRAS DEL CAMPO PETROCARABOBO.....	54
FIGURA 4.12. TRANSFORMACIÓN DEL ÁREA TRANSVERSAL PARA LA CONSTRUCCIÓN DEL MALLADO.	56

FIGURA 4.13. VENTANA PARA INGRESAR LOS DATOS DE COMPRESIBILIDAD DE LA ROCA Y PRESIÓN DE POROSIDAD DE REFERENCIA	57
FIGURA 4.14. VENTANA DE LAS PROPIEDADES TÉRMICAS	58
FIGURA 4.15. VENTANA DE LAS PÉRDIDAS DE CALOR POR LAS ROCAS ADYACENTES	58
FIGURA 4.16. DENSÍMETRO DIGITAL MARCA ANTON PAAR MODELO DMA 4500M. FUENTE: PDVSA-INTEVEP.	61
FIGURA 4.17 VENTANA PARA INSERTAR LA DENSIDAD DE LOS FLUIDOS.	61
FIGURA 4.18. CURVA DE LA VISCOSIDAD DEL CRUDO	64
FIGURA 4.19. VENTANA DE LA SECCIÓN DE COMPONENTES PARA INTRODUCIR LOS VALORES DE REFERENCIA EN LA SUBSECCIÓN GENERAL	65
FIGURA 4.20. CURVA DE PERMEABILIDAD	66
FIGURA 4.21. VENTANA DE LA SECCIÓN DE CONDICIONES INICIALES, SE MUESTRA EL VALOR DE PRESIÓN Y PROFUNDIDAD DE REFERENCIA SUMINISTRADA AL SIMULADOR	67
FIGURA 4.22. VENTANA DE CONSTRAINS DEL POZO INYECTOR.	68
FIGURA 4.23. VENTANA PARA DESCRIPCIÓN DEL FLUIDO DE INYECTADO.	69
FIGURA 4.24. HISTÓRICO DE PRODUCCIÓN EMPLEADO PARA EL MODELO	70
FIGURA 4.25. VENTANA DE CONSTRAINS DEL PROZO PRODUCTOR.	71
FIGURA 5.1. INFLUENCIA DE LA VARIACIÓN DEL VALOR DE CONDUCTIVIDAD DEL AGUA EN LA TEMPERATURA	76
FIGURA 5.2. INFLUENCIA DE LA VARIACIÓN DEL VALOR DE CONDUCTIVIDAD DEL PETRÓLEO EN LA TEMPERATURA	77
FIGURA 5.3. INFLUENCIA DE LA VARIACIÓN DEL VALOR DE CONDUCTIVIDAD DE LA ROCA EN LA TEMPERATURA	78
FIGURA 5.4. INFLUENCIA DE LA VARIACIÓN DEL VALOR DE CONDUCTIVIDAD DE LA ROCA EN LA CAPACIDAD	79
FIGURA 5.5. INFLUENCIA DE LA VARIACIÓN DEL VALOR DE CONDUCTIVIDAD DE LA ROCA EN EL AVANCE DE.....	80
FIGURA 5.6. SATURACIÓN Y CAPACIDAD DE $KR = 0.00010 \text{ J/cm}^3 \cdot \text{min}^\circ\text{C}$	81
FIGURA 5.7. TEMPERATURA Y CONDUCTIVIDAD DE $KR = 0.00010 \text{ J/cm}^3 \cdot \text{min}^\circ\text{C}$	81
FIGURA 5.8. VARIACIÓN DE LA SATURACIÓN DEL AGUA Y DE LA CAPACIDAD CALORÍFICA VOLUMÉTRICA AL REALIZAR LA SENSIBILIDAD DE LA CAPACIDAD CALORÍFICA VOLUMÉTRICA EN EL MODELO DISCRETO <i>COMPLEX THCONTAB</i>	84
FIGURA 5.9. VARIACIÓN DE LA TEMPERATURA Y LA CONDUCTIVIDAD TÉRMICA AL REALIZAR LA SENSIBILIDAD DE LA CAPACIDAD CALORÍFICA VOLUMÉTRICA EN EL MODELO DISCRETO <i>COMPLEX THCONTAB</i>	85

FIGURA 5.10. VARIACIÓN DE LA SATURACIÓN DEL AGUA Y DE LA CAPACIDAD CALORÍFICA VOLUMÉTRICA AL REALIZAR LA SENSIBILIDAD DE LA CAPACIDAD CALORÍFICA VOLUMÉTRICA EN EL MODELO INTEGRAL <i>COMPLEX THCONTAB</i>	86
FIGURA 5.11. VARIACIÓN DE LA TEMPERATURA Y LA CONDUCTIVIDAD TÉRMICA AL REALIZAR LA SENSIBILIDAD DE LA CAPACIDAD CALORÍFICA VOLUMÉTRICA EN EL MODELO INTEGRAL <i>COMPLEX THCONTAB</i>	87
FIGURA 5.12. CONTRASTE ENTRE LA CONDUCTIVIDAD TOTAL DE UN MODELO DISCRETO <i>COMPLEX</i> Y UN MODELO DISCRETO <i>COMPLEX</i> CON <i>THCONTAB</i>	88
FIGURA 5.13 CONTRASTE DE LA CONDUCTIVIDAD TOTAL DE UN MODELO INTEGRAL <i>COMPLEX</i> Y LA CONDUCTIVIDAD TOTAL Y DE LA ROCA DE UN MODELO INTEGRAL CON <i>THCONTAB</i>	89
FIGURA 5.14. COMPARACIÓN ENTRE LAS CURVA DE LA CONDUCTIVIDAD, CAPACIDAD CALORÍFICA, TEMPERATURA Y SATURACIÓN TOTAL DE UN MODELO DISCRETO <i>COMPLEX</i> CON UN MODELO INTEGRAL <i>COMPLEX</i>	91
FIGURA 5.15. COMPARACIÓN ENTRE LAS CURVA DE LA CONDUCTIVIDAD TOTAL DE UN MODELO DISCRETO <i>COMPLEX THCONTAB</i> Y UN MODELO INTEGRAL <i>COMPLEX THCONTAB</i>	92

LISTA DE TABLAS

TABLA 2.1. GRAVEDAD API DE LOS HIDROCARBUROS.....	13
TABLA 2.2 POROSIDAD DE LOS MINERALES DE YACIMIENTOS.....	17
TABLA 2.3 VALORES DE CONDUCTIVIDAD TÉRMICA DEL AGUA.....	21
TABLA 4.1 VALORES DE LAS DIMENSIONES DE LAS MUESTRA A ESTUDIAR.....	43
TABLA 4.2 CONDICIONES EMPLEADAS EN LA TÉCNICA DE RMN.....	45
TABLA 4.3 COMPOSICIÓN DE LA SALMUERA.....	50
TABLA 4.4 DIMENSIONES DE LA MUESTRA EN FORMA DE CILINDRO.....	55
TABLA 4.5 DIMENSIONES DE LAS CELDAS DEL MALLADO.....	56
TABLA 4.6 INFORMACIÓN PETROFÍSICA DE LA MUESTRA.....	56
TABLA 4.7 VARIACIÓN DE LOS VALORES DE CONDUCTIVIDAD DE LA ROCA, AGUA Y PETRÓLEO CON RESPECTO A LA TEMPERATURA Th_{CONTAB} USADA EN EL MODELO DISCRETO.....	59
TABLA 4.8 VARIACIÓN DE LOS VALORES DE CONDUCTIVIDAD DE LA ROCA, AGUA Y PETRÓLEO CON RESPECTO A LA TEMPERATURA Th_{CONTAB} USADA EN EL MODELO INTEGRAL.....	59
TABLA 4.9. VALORES POR DEFECTOS DEL SIMULADOR.....	60
TABLA 4.10 VISCOSIDAD DE LOS FLUIDOS CON SU RESPECTIVA TEMPERATURA.....	63
TABLA 4.11 MODIFICACIONES EN LA SECCIÓN NUMÉRICA.....	67
TABLA 5.1 VALORES DE CONDUCTIVIDAD TÉRMICA DE STAR Y OBTENIDO EXPERIMENTALMENTE.....	75
TABLA 5.2 SENSIBILIDADES DE LA CONDUCTIVIDAD TÉRMICA.....	75
TABLA 5.3 VALORES DE CAPACIDAD CALORÍFICA VOLUMÉTRICA DE STAR Y OBTENIDO EXPERIMENTALMENTE.....	82
TABLA 5.4 SENSIBILIDADES DE LA CAPACIDAD CALORÍFICA VOLUMÉTRICA DE LA ROCA.....	82

INTRODUCCIÓN

Debido a la merma de crudos livianos y medianos a nivel mundial y nacional, aunado a los altos costos de la energía y la necesidad de restituir la reserva, se está incentivando a la empresa petrolera nacional, a explotar de forma eficiente las reservas de crudos pesados y extra-pesados a un ritmo más acelerado, los cuales se caracterizan según la API (American Petroleum Institute) por ser poseedores de altas viscosidades, dificultando así el proceso de explotación y extracción. (PDVSA, 2010)

Dadas las reservas que de estos tipos de crudos en Venezuela se presentan en la Faja Petrolífera del Orinoco (FPO), se ha establecido como reto, el trabajar en mejorar e innovar en tecnologías a nivel de exploración y explotación, con la finalidad de garantizar la mayor optimización de los recursos, proteger la integridad del yacimiento y disminuir el impacto ambiental. Entre los aspectos más importantes a tener en cuenta, destaca la necesidad de contar con una correcta caracterización del yacimiento, ya que ésta brinda la información básica necesaria para definir la tecnología más adecuada para el proceso de explotación del yacimiento. (Doumat, 2016)

En particular, para el caso de los yacimientos de crudos pesados y extra-pesados, existen diversas tecnologías para su extracción y explotación de acuerdo a un proceso de recuperación mejorada de hidrocarburos (RMH), dentro de las cuales destacan aquellos basados en métodos térmicos (Ferrer, 2009). Para la aplicación de estos métodos en particular, es necesario contar con una evaluación de las propiedades térmica del yacimiento, la cual usualmente poco se ejecuta pero que, resulta de gran importancia ya que permite conocer cómo ocurre la transferencia de calor en el sistema, dadas las dificultades presentadas principalmente por las altas viscosidades encontradas en estos tipos

de crudos. Es por ello, que la estimación de propiedades térmicas del yacimiento como: difusividad térmica, calor específico, capacidad calorífica y conductividad térmica, debe ser realizada previo a la selección de la tecnología a implementar para la extracción del crudo, con la finalidad de conocer su influencia en las propiedades de interacción roca-fluido que toman vida en el yacimiento al implementar dichas tecnologías.

Los parámetros térmicos de los yacimientos asociados a la Empresa Mixta Petrocarabobo a considerar en este trabajo son obtenidos de las pruebas de laboratorio empleando las técnicas de Resonancia Magnética Nuclear (RMN) y Calorimetría, estos serán utilizados para evaluar su impacto en la transferencia de calor mediante una simulación numérica empleando el software Stars® de la empresa canadiense CMG (Computer Modelling Group). Así, en función a lo anteriormente expuesto, en este estudio se plantea evaluar el efecto de las propiedades térmicas sobre un sistema de yacimiento de forma discreta y continua, entendiéndose por evaluación discreta, el escenario donde cada uno de los componentes del sistema (arena, agua y crudo) son estudiados por separado, mientras que el continuo, representa el sistema roca-fluido evaluado como un solo elemento.

CAPÍTULO I:

EL PROBLEMA

1.1 Planteamiento de problema

La caracterización de los yacimientos contempla en términos generales todos aquellos estudios previos que se realizan para conocer las propiedades del sistema roca-fluido a fin de optimizar los consiguientes procesos y por ende, entre otros aspectos, mitigar los costos durante la explotación. A nivel térmico, los fenómenos asociados a esta caracterización son actualmente determinados de forma empírica a condiciones ideales o por técnicas que finalmente sólo estiman la conductividad térmica de las rocas, razón por la cual se plantea en este trabajo evaluar la influencia de parámetros térmicos obtenidos de forma discreta y continua para un yacimiento petrolífero de arena no consolidada y crudo extra-pesado asociado al Bloque Carabobo de la Faja Petrolífera del Orinoco bajo una metodología experimental de tipo evaluativa, a través del simulador numérico CMG Stars®.

1.2 Objetivos de la investigación

1.2.1 Objetivo general

Evaluar el impacto de parámetros térmicos obtenidos de forma discreta y continua para un yacimiento asociado a la Faja Petrolífera del Orinoco a través de simulación numérica.

1.2.2 Objetivos específicos

- Recopilar la información disponible de análisis experimentales en propiedades térmicas de yacimientos de la FPO así como las de propiedades básicas y de interacción roca fluidos.
- Construir el modelo de simulación numérica para representar los fenómenos térmicos.
- Evaluar los escenarios de simulación resultantes de considerar las variables térmicas de forma discreta y continua.
- Cotejar el impacto de los fenómenos térmicos sobre los resultados obtenidos en las simulaciones ejecutadas para los escenarios planteados (discreto y continuo).

1.3 Justificación de la investigación

En la Faja Petrolífera del Orinoco, los pozos están asociados a crudos pesados y extra-pesados, con viscosidades altas entre 1.000 y 13.000 cP aproximadamente para el crudo vivo y viscosidades de hasta más de 1.000.000 cP para el crudo muerto, lo cual dificulta las pruebas experimentales a nivel de laboratorio. Dadas estas condiciones, es necesario estudiar las tecnologías existentes que tienen lugar en el proceso de extracción de crudo debido a las dificultades que se presentan al desplazar un fluido de tan alta viscosidad a través del medio poroso que constituye el yacimiento (PDVSA, 2006).

La tecnología más empleada para estos tipos de crudos y que ha brindado buenos resultados, es la aplicación de métodos térmicos con el fin de disminuir la viscosidad del petróleo para facilitar su movilidad a través del medio poroso. Es por ello que, surge la necesidad de profundizar en el estudio de los fenómenos térmicos y así garantizar la eficiencia de la aplicación de energías

adicionales para obtener una mayor explotación y producción que beneficie los intereses de las compañías petroleras generando mayores ingresos.

Entre los fenómenos térmicos más relevantes que toman lugar durante estos procesos, es importante resaltar la difusividad térmica, la cual brinda información de la propagación de energía a través de un medio (Cengel, 2011); el calor específico, que indica la cantidad de calor necesaria a aplicar para que un cuerpo eleve su temperatura un grado; la capacidad calorífica, que indica la cantidad de calor necesaria para aumentar un grado centígrado la temperatura de un volumen de sustancia determinado y por último, la conductividad térmica que muestra la capacidad de un cuerpo para conducir el calor a través de él (Cengel, 2011).

Debido a que la evaluación experimental de estas propiedades térmicas es compleja y costosa dentro de la industria petrolera, en los últimos años se ha recurrido a ecuaciones empíricas como las reportadas por (Seto et. al., 1991), en esta investigación se plantea emplear los parámetros térmicos generados a través de técnicas de análisis como RMN y calorimetría, en una simulación numérica con Stars® de CMG, con el fin de estudiar la respuesta ante un sistema en el que se evaluaron las propiedades térmicas de forma discreta y continua, para a su vez demostrar la pertinencia del uso de la tecnología RMN y calorimetría para determinar dichas propiedades térmicas.

1.4 Alcance de la investigación

Evaluar los parámetros térmicos obtenidos de forma continua y discreta a través de una simulación numérica de yacimiento que permita determinar el impacto de cada una de las variables térmicas sobre la dinámica de los fluidos en consideración, para cada una de las condiciones indicadas: continua y discreta; así como establecer cuál de estas dos condiciones experimentales en la

evaluación de los parámetros térmicos es más rentable y efectivo para el estudio de fenómenos térmicos: difusividad térmica, calor específico, capacidad calorífica y conductividad térmica.

1.5 Limitaciones

Como una de las principales limitaciones del trabajo se presenta el posible vencimiento de la licencia del software de simulación de yacimientos empleado en la investigación (Stars® de CMG). De igual manera, la disponibilidad de parámetros experimentales que aporten información de los fenómenos térmicos sobre sistemas de yacimientos que permitan obtener una caracterización más amplia de la influencia de los mismos sobre los resultados de la simulación.

Además se debe tener en consideración los siguientes aspectos:

- Los datos de las propiedades se obtienen de pruebas de laboratorio para crudo extra-pesados de la FPO.
- Los datos utilizados corresponden a resultados de experimentos a saturación de agua irreducible (Swirr) 8.5 % sin presencia de gas en el sistema.
- Los modelos existentes en los simuladores representan correlaciones desarrolladas con petróleo convencional mientras que en este estudio se utiliza petróleo extra-pesado. Tanto en las ecuaciones de mezclas de las fases líquida y gaseosa como en la dependencia con temperatura de las propiedades térmicas.
- La evaluación del comportamiento integral implica asignación de la propiedad igual para todas las fases presentes mientras que la discreta especifica los valores individuales.

- Se realiza una verificación del efecto de la variación de las propiedades térmica en el comportamiento transitorio de la temperatura y la diferencia al considerar los enfoques discreto e integral.
- El estudio no pretende ser riguroso ni presentar el estado del arte de las propiedades térmicas involucradas en el flujo de fluidos.
- No se estudia el efecto de la temperatura en las curvas de permeabilidad relativa.

CAPÍTULO II:

MARCO TEÓRICO

2.1 Antecedentes de la investigación

Anand et. al., (1973) *“Predicting Thermal Conductivities of formations From Other Know Properties”*

Obtuvieron correlaciones para la estimación de la conductividad térmica de areniscas saturadas de líquido con un conocimiento de la conductividad de la arenisca seca y de las propiedades del fluido que la satura.

La conductividad térmica de la roca seca ha mostrado ser función de la densidad, el espacio poral, el tamaño y tipo de grano, cementación y composición mineral. La conductividad térmica de materiales que tienen estructura cristalina como el cuarzo, decrece con el incremento de temperatura.

Zierfuss y Van der Vliet realizaron estudios para arenas consolidadas donde establecieron que la conductividad térmica aumentaba si la permeabilidad y la porosidad aumentaba.

Guiados por la correlación de Tikhomirov (para rocas secas) se obtuvieron una familia de curvas descritas por la ecuación de Somerton (para las areniscas saturadas) que toma en cuenta la variación de la temperatura. Los cambios de fase afectan la conductividad, pero esto es un efecto de la saturación del fluido en lugar de un efecto de temperatura en sí.

La compresión es una fuerza opuesta a la presión de poro, si la presión de poro disminuye entonces gobernara la compresión y aumentara la conductividad térmica porque causara mayor contacto. La presión de poro puede estar asociada al comportamiento del fluidos contenido en los poros y la reducción de la presión de poro puede deberse a la vaporización de alguno de los fluidos y

esto puede causar la reducción de la conductividad térmica, sin embargo, esto se atribuye a un efecto de saturación y no de presión de poro en sí.

Somerton et. al., (1974) “*Thermal Behavior of Unconsolidated Oil Sands*”

La conductividad térmica de las arenas petrolíferas no consolidadas han sido medidas y correlacionadas con otras propiedades físicas del sistema roca-fluido, donde se ha determinado que el fluido mojante tiene un efecto dominante en el valor de la conductividad y además el sólido con mayor porcentaje en la composición de la roca.

Explica que para las arenas consolidadas la conductividad térmica de la arena saturada con salmuera es de 2 a 3 veces mayor que la conductividad térmica de la arena seca. Mientras que para las arenas no consolidadas las arenas saturadas de salmuera son de 6 a 8 veces la conductividad térmica de la arena seca.

Los efectos de la variación de la temperatura en la conductividad térmica para las arenas no consolidadas son relativamente pequeños y pueden ser evaluados con una simple ecuación lineal, igualmente los efectos de la variación de la presión. La conductividad térmica de la roca seca es baja por el contacto entre granos la fase mojante aumenta la conexión y así aumenta la conductividad.

En las arenas es importante también el efecto de la porosidad y la conductividad de los sólidos aunque presenta menor importancia la conductividad también es afectada por: el tamaño de granos, forma y distribución, permeabilidad y resistividad eléctrica son los factores más relacionados la conductividad térmica, pero solo en cuanto a otras propiedades como el tamaño de los poros, la forma y la tortuosidad, que a su vez se relacionan con la conductividad térmica.

Desarrollaron un modelo matemático para predecir que la conductividad de algunas rocas saturadas incrementa casi linealmente con el aumento de la fase mojante y hay una gran disminución de la conductividad entre la saturación de

agua connata y el 100 por ciento de la saturación del fluido no mojante. Chu añadió el término de saturación en la ecuación.

Maiquiza (2008) *“Estudio de recuperación mejorada de petróleo por inyección de agua caliente en un yacimiento de crudos pesados de un campo del oriente ecuatoriano”*

Se presenta el método de recuperación mejorada de petróleo por inyección de agua caliente, además, incluye las propiedades térmica de las rocas y de los fluidos y sus respectivas ecuaciones.

Los mecanismos de recuperación de petróleo en un yacimiento de crudos pesados por inyección de agua caliente se debe al mejoramiento de la movilidad del petróleo como resultado de la reducción de su viscosidad debido al incremento de la temperatura, durante el análisis del proyecto consiguió mejorar la relación de movilidad de 7,457 a la temperatura inicial del yacimiento de 200°F a un valor de 3.831 a una temperatura de 328°F. Los mecanismos de recuperación del crudo durante los procesos de recuperación mejorada dependen de las propiedades que tenga el crudo, es decir si se trata de un crudo liviano, pesado o extra-pesado. Al mejorar la relación de movilidad con la inyección de agua caliente se consigue mejorar la eficiencia de desplazamiento de 0.512 a 0.542. Un proceso de inyección de agua caliente se debe aplicar en yacimientos donde la viscosidad sea relativamente alta mayor a 50 Cp.

Al realizar una comparación entre el modelo de inyección convencional de agua y la inyección de agua caliente la eficiencia en la recuperación de petróleo es un poco menor del doble en la inyección de agua caliente.

Briceño (2015) *“Transferencia de calor en los yacimientos petroleros y sus ecuaciones de estado”*

Las consideraciones generales para estudiar la transferencia de calor mediante procesos térmicos son: presión, porosidad, espesor de la arena, movilidad del petróleo. Las propiedades térmicas más importantes de los fluidos desde el punto de vista térmico: viscosidad, densidad, calor específico, conductividad térmica, conductividad térmica de líquidos y gases, conductividad térmica de rocas, capacidad calorífica de rocas saturadas. Trata la transferencia de calor mediante la utilización de calentadores de fondo: (inyección de fluidos calientes y combustión in situ) y los mecanismos de transferencia de calor en la formación conducción y convección.

Doumat (2016) *“Evaluación de las propiedades térmicas del yacimiento no consolidado campo Petrocarabobo de la Faja Petrolífera del Orinoco”*

El objetivo de este trabajo fue evaluar las propiedades térmicas del yacimiento petrolífero no consolidado asociado del Campo Petrocarabobo de la Faja Petrolífera del Orinoco, considerando las técnicas de RMN y calorimetría, a fin estudiar el comportamiento de la transferencia de calor en este yacimiento. Se realizó una comparación de los resultados obtenidos en un rango de temperatura entre 50 y 200°C para el sistema de yacimiento con fluidos y para el sistema de yacimiento sin fluidos, evaluando: la difusividad térmica, el calor específico, la capacidad calorífica y la conductividad térmica.

2.2 Bases teóricas

En las bases teóricas se describen principios, definiciones y suposiciones que sirven de soporte para evaluar la influencia de las propiedades térmicas involucradas en el flujo de fluidos en el yacimiento mediante la transferencia de masa (flujo de fluidos) y energía al sistema (conducción de calor).

2.2.1 Yacimiento

Un yacimiento puede ser definido como una unidad geológica de volumen limitado, porosa y permeable, capaz de contener hidrocarburos líquidos y/o gaseosos, a través de la cual estos fluidos pueden desplazarse para ser recuperados, bajo presiones existentes o aplicadas externamente. Está constituido por dos elementos fundamentales: el medio recipiente y los fluidos almacenados en ese medio. Implica la correlación de dos aspectos básicos para la industria petrolera: las consideraciones geológicas y las propiedades de los fluidos contenidos en el yacimiento (Escobar, 2004).

2.2.1.1 Yacimientos consolidados

Son aquellos que por lo general tienen mayor cantidad de material cementante que permite que el nivel de cohesión entre los granos sea elevado, es decir, que los granos estén fuertemente compactados, sumado al efecto de soterramiento (Araujo, 2004).

2.2.1.2 Yacimientos no consolidados

Son aquellos que suelen tener poco material de matriz (material de cementación) que mantenga unido los granos de arena y por lo general, también se conoce con el nombre de arenas poco consolidadas, constituidas por formaciones terciarias jóvenes (Araujo, 2004).

2.2.2 Fluidos contenidos en los yacimientos

Las rocas de yacimiento contienen agua de formación, petróleo y gas, siendo los dos últimos fluidos, compuestos orgánicos (Carbono e Hidrógeno), normalmente denominados hidrocarburos (Araujo, 2004).

2.2.2.1 Agua de formación

Es agua salada atrapada en los intersticios de los sedimentos de un yacimiento durante su deposición. También se conoce como agua intersticial o agua connata. El agua de formación resulta ser de 3 a 4 veces más salina que el agua de mar y contiene en promedio 3,5 % en peso o 35.000 ppm de Cloruro de

Sodio (NaCl). Entre los iones predominantes en las sales disueltas presentes en las aguas de formación se encuentran: Na^+ , K^+ , Mg^{++} , Ca^{++} , Ba^{++} , Li^+ , Cl^- , NO_3^- , $\text{CO}_3^{=}$, HCO_3^- y $\text{SO}_4^{=}$ (Araujo, 2004).

2.2.2.2 Hidrocarburos (Crudo)

Los hidrocarburos son compuestos formados por cadenas lineales o ramificadas de carbonos unidas por enlaces de hidrógeno. De acuerdo a las condiciones de presión y temperatura del yacimiento, los hidrocarburos pueden encontrarse en estado líquido o gaseoso. Además, en el medio poroso de la roca, el crudo puede estar acompañado por trazas de oxígeno, nitrógeno, azufre y ciertos metales como el vanadio, hierro, níquel, cobre, entre otros (Bear, 1972). Éstos se clasifican en livianos, medianos, pesados y extra-pesados según sus dos propiedades más relevantes (densidad y gravedad °API), como se muestra en la Tabla 2.1 (Araujo, 2014).

Tabla 2.1. Gravedad API de los Hidrocarburos.

Crudo	Densidad (g/cm ³)	°API
Extra-pesado	> 1	<10
Pesado	1.0 - 0.92	10.00 - 22.30
Mediano	0.92 - 0.87	22.30 - 31.10
Ligero	0.87 - 0.83	31.10 - 39.00
Súper Ligero	< 0.83	>39

Fuente: Araujo, (2004)

2.2.3 Grados API

Es una escala de medición utilizada para hidrocarburos basándose en su peso específico es decir, con relación al agua con la cual se define la calidad del crudo (liviano, mediano, pesado, extra-pesado) (PDVSA, 2010).

2.2.4 Crudos Extra-pesados

El término se refiere a todo tipo de crudo cuya densidad medida en Gravedad API es menor que 10°API, es más pesado que el agua y su viscosidad libre de

gas está por debajo de los 10.000 cP a temperatura de yacimiento y a presión atmosférica. Posee además, un contenido aproximado de azufre de 3,5 %, y un contenido de metales de aproximadamente 488 ppm (V, Ni, entre otros). Debido a estas características el crudo extra-pesado tiene problemas de movilidad tanto en el yacimiento como en la superficie.

Tanto los crudos pesados como los extra-pesados se caracterizan, entre otras cosas, por contener una elevada porción de fracciones de hidrocarburos de alto peso molecular y tener un mayor contenido de heteroátomos indeseables (S, N, O, entre otros).

En el oriente de Venezuela, se encuentran las mayores reservas de este tipo de crudo en el mundo, depósito conocido actualmente como Faja Petrolífera del Orinoco. En dicho depósito, las propiedades y calidades de los fluidos varían considerablemente de norte a sur, pudiéndose encontrar hacia el norte crudos pesados de unos 17°API y al sur crudos extra-pesados de hasta 4°API. (Fiorillo, 1987)

2.2.5 Recuperación Térmica

Proceso por el cual, intencionalmente, se introduce calor dentro de las acumulaciones subterráneas (yacimiento) de compuestos orgánicos, con el propósito de producir hidrocarburos a través de los pozos.

En el caso de petróleos viscosos, se utiliza calor para mejorar la eficiencia de desplazamiento y su nivel de extracción. La reducción de la viscosidad del petróleo que acompaña al incremento de temperatura, permite no solo que el petróleo fluya más fácilmente sino también resulta en una relación de movilidad más favorable durante el desplazamiento de petróleo con agua. (Briceño, 2015)

La figura 2.1 representa un ejemplo gráfico de la viscosidad que puede presentar un crudo en el yacimiento y la que adquiriría posteriormente al aplicar

algún proceso térmico que le agregue un diferencial de temperatura extra al yacimiento.

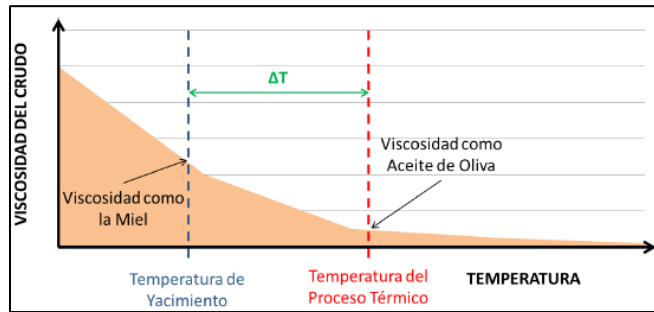


Figura 2.1. Viscosidad del crudo vs Temperatura. Fuente: Puerta (2015)

Los beneficios obtenidos con los métodos térmicos son la reducción de la saturación del crudo residual a consecuencia de la expansión térmica, aumento de la eficiencia areal por efecto de la mejora en la razón movilidad, destilación con vapor y craqueo térmico.

2.2.5.1 Clasificación de los procesos de recuperación térmica

Los procesos térmicos de extracción utilizados hasta el presente se clasifican en dos tipos: aquellos que implican la inyección de un fluido caliente en el yacimiento y los que utilizan la generación de calor en el propio yacimiento. A estos últimos se les conoce como “Procesos In Situ”, entre los cuales, cabe mencionar el proceso de Combustión In Situ. También se pueden clasificar como Desplazamientos Térmicos o Tratamientos de Estimulación Térmica (Briceño, 2015).

2.2.5.1.1 Inyección de fluidos calientes

Los procesos de inyección de fluidos calientes envuelven la inyección de fluidos previamente calentados en yacimientos relativamente fríos. La variedad de fluidos incluyen los más comunes como el agua (tanto líquida como en forma de vapor) y el aire, hasta otros gases de combustión y solventes (Briceño, 2015).

2.2.5.1.2 Recuperación de petróleo por inyección de agua caliente

La inyección de agua caliente es un proceso térmico de desplazamiento, es probablemente el proceso térmico de recuperación más simple y seguro, En algunos casos, dependiendo de las características del yacimiento, puede ser el más económico y ventajoso; el proceso consiste en inyectar agua caliente a través de un cierto número de pozos y producir el petróleo por otros. Los pozos de inyección y producción se perforan en arreglos, tal como en los procesos de inyección convencional de agua (waterflooding) o la inyección continua de vapor.

La inyección de agua caliente involucra el flujo de dos fases, agua y petróleo. En este sentido, los elementos de la inyección de agua caliente son relativamente fáciles de describir, ya que se trata básicamente de un proceso de desplazamiento en el cual el petróleo es desplazado inmisiblemente tanto por agua caliente como fría. Se aplican a crudos relativamente viscosos, permitiendo así mejorar las condiciones de desplazamiento desde yacimiento hasta la superficie (Briceño, 2015).

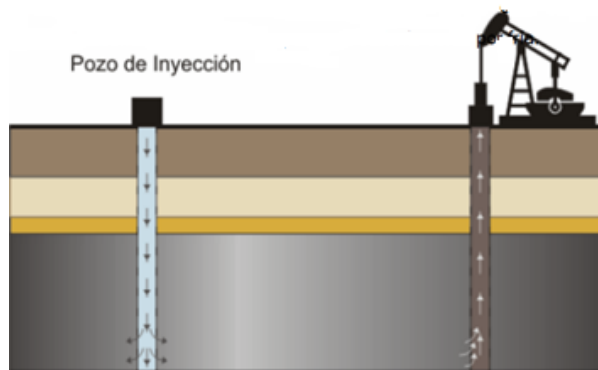


Figura 2.2. Inyecciones de agua caliente. Fuente: Briceño (2015)

2.2.6 Propiedades petrofísicas de la roca

Las características básicas de la roca de yacimiento incluyen la permeabilidad y la porosidad, las cuales indican el comportamiento que puede describir la roca al interactuar con los fluidos de yacimientos (Araujo, 2004).

2.2.6.1 Porosidad (ϕ)

La porosidad es una medida del espacio vacío existente entre granos dentro de la roca expresada como una fracción (o porcentaje) del volumen total de la roca. Representa el porcentaje del volumen total de la roca que está constituido por el espacio poroso, en la Tabla 2.2 se reportan algunos valores de porosidad de los minerales que conforman los sistemas de yacimientos. (Araujo, 2004)

Tabla 2.2 Porosidad de los minerales de yacimientos.

Material	Porosidad (%)
Arena	25 - 50
Limo	25 - 50
Arcilla	40 - 70
Basalto Fracturado	5 - 50
Dolomita	0 - 20
Roca Cristalizada Fracturada	0 - 10
Roca Cristalina Densa	0 - 5

Fuente: Araujo, (2004)

Los yacimientos con baja porosidad tienden a no ser explotables desde el punto de vista económico, siendo valores comunes de porosidad para formaciones consolidadas entre 10 y 25% llegando hasta 50% o más en arenas no consolidadas (Araujo, 2004).

2.2.6.2 Permeabilidad (K)

La permeabilidad de un medio poroso es la habilidad que presenta éste para dejar pasar un fluido a través de sus poros interconectados y/o red de fracturas, es decir, es una característica de la roca. Como la permeabilidad depende de la continuidad de los poros, no existe en teoría una única relación entre la porosidad absoluta de una roca y su permeabilidad (Araujo, 2004).

2.2.6.3 Saturación del fluido

Fracción del volumen poroso ocupado por cada uno de los fluidos presentes (Araujo, 2004). Se identifica S_w como saturación de agua y S_o saturación de petróleo.

2.2.6.4 Tapón

Es una muestra de un núcleo de arena no consolidada, que es tomada de la formación rocosa y que tiene forma similar a un cilindro empacada de tal manera facilitando así su manipulación y permitiendo el análisis experimental de la misma (Araujo, 2004).

2.2.7 Propiedades térmicas en los yacimientos

Las propiedades térmicas son de gran importancia debido a que son una parte fundamental en el estudio de transporte de energía en forma de calor en sistemas roca-fluidos, aplicado en la predicción de la explotación de yacimientos petrolíferos. Las propiedades más importantes son las que se describen a continuación:

2.2.7.1 Calor específico (Ce)

Es la cantidad de calor que debe suministrarse a una unidad por masa para elevar su temperatura en un grado. Puede determinarse a través de correlaciones o encontrarse tabulada Chevertenkov et. al., (2013). Su unidad de medida es energía en forma de calor entre unidad de masa por temperatura, en escala de laboratorio las unidades son J/Kg °C. Se calcula con la siguiente ecuación:

$$Ce = \frac{((M_{vc} * C_{evc}) + (M_t * C_{et} * T_{it}))}{M_s * (T_s - T_e)} \quad (\text{Ec.1})$$

Donde:

Ce, calor específico (J/Kg °C); M_{vc} , masa del vaso calorimétrico (Kg); C_{evc} , calor específico del vaso calorimétrico (J/Kg °C); M_t , masa del termómetro (Kg); C_{et} , calor específico del termómetro (J/Kg °C); T_e , temperatura (°C) y T_s , temperatura del sólido (°C).

2.2.7.2 Capacidad calorífica volumétrica (Cv)

Es la cantidad de calor que debe suministrarse a la unidad de volumen para elevar su temperatura en un grado. Puede determinarse a través de correlaciones, o encontrarse tabulada (Maiquiza, 2008). Su unidad de medida es

energía en forma de calor entre unidad de volumen por temperatura, en escala de laboratorio las unidades son (J/cm³°C). Su expresión matemática:

$$Cv = \rho * Ce \quad (\text{Ec.2})$$

Donde:

Cv , capacidad calorífica (J/cm³°C); ρ , densidad (Kg/cm³); Ce , Calor específico (J/Kg °C).

2.2.7.3 Difusividad térmica (α)

Esta determina la velocidad con la que se desplaza un frente de temperatura a través del medio. Chevertenkov et. al., (2013). Su unidad es medida es de área entre tiempo, a escala de laboratorio. Las unidades son (m²/s). Para obtener su valor se emplea la siguiente ecuación:

$$\alpha = \frac{k}{\rho Ce} \quad (\text{Ec.3})$$

Donde:

α , difusividad térmica del material (m²/s); K , conductividad térmica (J/cm·min°C); ρ , densidad del material (Kg/cm³) y Ce , calor específico (J/Kg °C).

2.2.7.4 Conductividad térmica (K)

Es una propiedad del material que indica la cantidad de calor transferida por unidad de tiempo a través del material por unidad de área transversal normal un gradiente unitario de temperatura, bajo condiciones de estado estacionario y en la ausencia de cualquier movimiento de fluido o partículas. En general, la conductividad térmica de cualquier material varía con la presión y la temperatura. En muchos cálculos de ingeniería de yacimientos, los valores promedio sobre las condiciones esperadas son adecuados, a menos que exista un cambio de fase Prats (1987). Su unidad de medida es energía en forma de calor entre unidad de longitud por unidad de tiempo por temperatura, en escala

de laboratorio las unidades son (J/cm·min°C). Se calcula mediante la siguiente operación:

$$K = \alpha * \rho * Ce \quad (\text{Ec.4})$$

Donde:

K , conductividad térmica (J/cm·min°C); α , difusividad térmica del material (m²/s); ρ , densidad del material (Kg/cm³) y Ce , calor específico (J/Kg °C).

2.2.7.4.1 Conductividad térmica del petróleo

Se obtiene mediante una relación propuesta por Cragoe (ecuación 5) para fracciones de petróleos y mezclas de hidrocarburos en general.

$$Ko = \frac{0.0677(1-0.000(T-32))}{\sqrt{\gamma_o}} \quad (\text{Ec.5})$$

Donde: Ko , conductividad térmica, (BTU/hr·pie·°F); T , temperatura, (°F); γ_o , gravedad específica del petróleo. Posteriormente llevado a las unidades de laboratorio.

2.2.7.4.2 Conductividad térmica del agua

Se obtiene a partir de una interpolación con los valores reportados en una tabla en la página web de la facultad de ingeniería de la Universidad de Buenos Aires.

Tabla 2.3 Valores de conductividad térmica del agua

Temperatur °C	Densidad ρ (Kg/m ³)	Calor específico c_p J/Kg°C	Conductiv. térmica "k" W/m°C
0	999,9	4226	0,558
20	998,2	4182	0,597
40	992,3	4178	0,633
60	983,2	4181	0,658
80	971,8	4194	0,673
100	958,4	4211	0,682
120	943,1	4245	0,685
140	926,1	4279	0,687
160	907,6	4338	0,682
180	887,0	4413	0,678
200	864,8	4501	0,665
220	840,5	4606	0,656
240	812,2	4752	0,639
260	784,0	4944	0,614
280	750,8	5204	0,583
300	712,5	6594	0,543

2.2.8 Calorimetría

La calorimetría se basa en la medición del calor a través del principio en que dos sustancias que inicialmente están a diferentes temperaturas buscarán estabilizarse térmicamente sin cambiar de fase o composición, transfiriendo calor dentro del sistema hasta alcanzar una temperatura de equilibrio, esta se puede realizar a través de un recipiente adiabático, donde la energía no puede atravesar el sistema, aunque este tipo de sistemas no existen en la realidad, lo más parecido es un termo. Un calorímetro es una especie de olla con tapa, conserva bien el frío y el calor (Fourty, 2013).

Se usa la medición del calor para evaluar el calor específico (a través de la ecuación 1) y una vez obtenido el calor específico a través de la calorimetría se puede determinar la capacidad calorífica (mediante la ecuación 2) de una sustancia sólida o líquida.

2.2.9 Transferencia de calor

Es un, proceso por el que se intercambia energía en forma de calor entre distintos cuerpos, o entre diferentes partes de un mismo cuerpo que están a distinta temperatura y fluye en el sentido de regiones de altas temperaturas a regiones de bajas temperaturas. El calor se transfiere mediante convección,

radiación o conducción. Aunque estos tres procesos pueden tener lugar simultáneamente, puede ocurrir que uno de los mecanismos predomine sobre los otros dos (Briceño, 2015).

2.2.9.1 Métodos de transferencia de calor

Por definición, calor es la energía que se transfiere como resultado de una diferencia o gradiente de temperatura. Matemáticamente es una cantidad vectorial, que fluye en el sentido de regiones de altas temperaturas a regiones de bajas temperaturas. (Maiquiza, 2008). Los mecanismos básicos de transferencia de calor son:

2.2.9.1.1 Conducción

Es la transferencia de calor de una parte de un cuerpo a alta temperatura, a otra parte del mismo, a menor temperatura, o de un cuerpo a alta temperatura a otro cuerpo a menor temperatura, en contacto físico con él. La ley física que describe el calor por conducción se conoce como la primera Ley de Fourier, propuesta en 1822 (Briceño, 2015).

2.2.9.1.2 Radiación

Es el proceso por el cual el calor es transferido por ondas electromagnéticas. (Briceño, 2015).

2.2.9.1.3 Convección

La transferencia de energía en forma de calor se da desde una superficie hacia un fluido (gas o líquido) en movimiento o del fluido en movimiento hacia la superficie en contacto con él, o de una parte de fluido en movimiento a mayor temperatura hacia otra parte del mismo fluido a menor temperatura. Si el movimiento del fluido se debe a la aplicación de alguna fuerza (bomba, abanico, etc.), se dice que existe convección forzada. Si el fluido se mueve por diferencia de densidades debido a diferencias de temperaturas, se dice que hay convección libre (Maiquiza, 2008). Ejemplo: flujo de agua caliente, vapor que condensa en dirección del flujo.

2.2.10 Resonancia Magnética Nuclear (RMN)

La RMN se basa en la respuesta de los núcleos de hidrógeno cuando son expuestos a un campo magnético de alta homogeneidad. Su principio físico consta de un núcleo de un elemento cuando es colocado bajo el efecto de un campo magnético, este se puede alinear en la misma dirección del campo o en contra de él, diferenciándose dos estados de energía, en donde el nivel de baja energía también es denominado estado de equilibrio. Debido a que la diferencia entre ambos estados de equilibrio es muy pequeña, ciertas perturbaciones hacen que los átomos cambien fácilmente de un estado de energía a otro (se crea una situación de resonancia), emitiendo cierta cantidad de radiación en este proceso, siendo estas ondas lo que se capta en una herramienta de RMN, lo cual constituye el principio físico de su funcionamiento.

El núcleo de hidrógeno se puede considerar como una barra imantada, cuyo eje magnético está alineado con el eje del momento rotacional del núcleo. Cuando no existe la influencia de ningún campo magnético, los núcleos están alineados al azar. El hidrógeno posee momento magnético, y es un elemento abundante en los fluidos contenidos en el espacio poroso de las rocas. Las herramientas de RMN desarrolladas hasta ahora para la evaluación de formaciones son aplicadas a la manipulación de núcleos de hidrógeno, el cual posee un solo protón Grillo et. al. (2014).

2.2.11 Simulación de yacimientos

La simulación de yacimientos es una ciencia que combina la física, la matemática, la geología, la ingeniería de yacimientos y programación de computadores para desarrollar herramientas que pronostiquen el comportamiento de los yacimientos de hidrocarburos bajo diferentes condiciones de operación (Sepúlveda, 2005).

Esta ciencia es indispensable para obtener predicciones aproximadas del desarrollo de un yacimiento. Dicha necesidad nace del hecho que un proyecto de recuperación de un campo de hidrocarburos, involucra una inversión de

cientos de millones de dólares y presenta varios riesgos que están asociados con el desarrollo seleccionado y por tanto se precisa la evaluación y minimización de dichos riesgos. Los factores que contribuyen al riesgo incluyen:

- Complejidad del yacimiento debido a las propiedades de heterogeneidad y anisotropía de las rocas.
- Variaciones regionales del flujo de fluidos y características de las curvas de permeabilidades relativas.
- Complejidad del mecanismo de recobro de hidrocarburos.
- Aplicabilidad de otros métodos predictivos limitados e inapropiados.

2.2.11.1 Etapas para la simulación de yacimientos

Para la creación de un modelo de simulación de yacimientos que permita predecir el comportamiento del flujo de fluidos en el medio poroso se requiere generar una representación del yacimiento a partir de datos geológicos, geofísicos y de ingeniería para crear el modelo estático. Posteriormente integrar esta información geológica con la descripción de comportamiento termodinámico de los fluidos para estimar los volúmenes en sitio y finalmente lograr aproximar el comportamiento del yacimiento a través de un modelo dinámico que permita evaluar distintos escenarios de explotación de las reservas del yacimiento.

En el modelo estático está conformado por diversos sub-modelos los cuales se trabajan por separado y luego se unirán para formarlo:

- Modelo estructural: este describe la geometría del yacimiento como fallas, discontinuidad en las capas, límites del yacimiento.
- Modelo sedimentológico y estratigráfico: características de la formación productora, límites del yacimiento, características del acuífero, ambiente sedimentario predominante.

- Modelo petrofísico: contiene los datos de porosidad, permeabilidad, volumen de arcilla, saturación irreducible de agua y saturación de agua movable (Sepúlveda, 2005).
- Modelo geomecánico: constituye una recolección de los datos necesarios para efectuar predicciones cuantitativas y cualitativas del comportamiento esfuerzo-deformación de la roca yacimiento. Estos datos incluyen los esfuerzos presentes en el subsuelo, la presión de poro, las propiedades elásticas, la resistencia y la estructura de las rocas, y datos numéricos, tales como la presencia de un intenso fracturamiento natural (Cook 2016).
- El modelo dinámico: se encarga de estudiar la hidráulica de los fluidos dentro del medio poroso, el comportamiento de las presiones, la producción y el efecto de cada una de las variables involucradas en el proceso, permitiendo identificar el mejor escenario para la producción eficiente del yacimiento (Sepúlveda, 2005).

Primero se identifican las condiciones iniciales y de frontera del modelo de simulación, luego se realiza una inicialización para reproducir las condiciones originales de los fluidos presentes en el yacimiento; posteriormente se ejecuta el ajuste histórico, esto para comprobar la calidad del modelo, una vez realizado esto se puede llevar a cabo las respectivas predicciones del comportamiento del modelo en el futuro (Sepúlveda, 2005).

2.2.11.2 Mecanismos de desplazamiento

Para obtener una descripción física del yacimiento real es necesario conocer el mecanismo de desplazamiento predominante (compresibilidad de la roca, liberación de gas en solución, segregación de gas gravitacional, empuje por capa de gas y empuje hidráulico) de acuerdo a esto, el modelo debe representar esta caída de presión en el yacimiento (Sepúlveda, 2005).

2.2.11.3 Propiedades petrofísicas

Las propiedades petrofísicas se determinan en el laboratorio con pequeños núcleos obtenidos del yacimiento estas deben ser representativas del yacimiento. Para asegurar una mayor precisión en estos datos se puede obtener información complementaria de estas propiedades. Dicha información la proporcionan los registros geofísicos y los análisis de prueba de presión. Además, existen correlaciones numéricas para la obtención de estas propiedades y pueden ser de utilidad en cuando no se tengan datos disponibles (Sepúlveda, 2005).

Los datos petrofísicos que se necesitan para efectuar una simulación son:

- Porosidades.
- Permeabilidades.
- Saturaciones de agua, petróleo y gas.
- Presión capilar entre diferentes interfaces.
- Permeabilidad relativa al agua, petróleo y al gas.
- Compresibilidad de la formación.

2.2.11.4 Propiedades PVT de los fluidos

Las propiedades de los fluidos son también obtenidas en el laboratorio por medio de muestras obtenidas de los pozos. Para poder lograr una descripción termodinámica aceptable deben de realizarse tomas de muestras válidas y representativas del fluido de yacimiento, posteriormente someter las muestras a condiciones de presión, volumen y temperatura que imiten las condiciones del subsuelo para reproducir el comportamiento de los fluidos que permitan realizar pronósticos de producción durante la simulación numérica (Sepúlveda, 2005).

Las propiedades de los fluidos que generalmente se requieren en un trabajo de simulación son:

- Factores de volumen del agua, del petróleo y del gas (B_w , B_o , B_g)

- Relación de solubilidad del gas en el petróleo y en el agua (R_{so} , R_{sw})
- Viscosidades del agua, del petróleo y del gas (μ_w , μ_o , μ_g)
- Compresibilidad del agua, del petróleo y del gas (C_w , C_o , C_g)
- Comportamiento de fases
- Presión de saturación.

2.2.11.5 Datos de producción

Cuando se trata de hacer un ajuste del modelo con la historia del yacimiento, se requieren conocer el método de producción y la declinación de la presión. Estos datos de producción que se necesitan para cada pozo, se pueden desglosar en los siguientes puntos:

- Flujo de petróleo vs. Tiempo
- Flujo de gas vs. Tiempo
- Flujo de agua vs. Tiempo
- Presiones vs. Tiempo

Además es preciso contar con los índices de productividad y si es el caso, con los índices de inyección de los pozos que integran el yacimiento. En la práctica generalmente se cuenta con un registro completo de la tasa de producción de petróleo de cada pozo, pero no pasa lo mismo con los datos de producción de gas y de agua, cuya información la mayoría de las veces es limitada. Por ello, se necesita que con los datos disponibles se elabore una gráfica como la que se presenta en la Figura 2.3 que permita interpolando, obtener una información más completa.

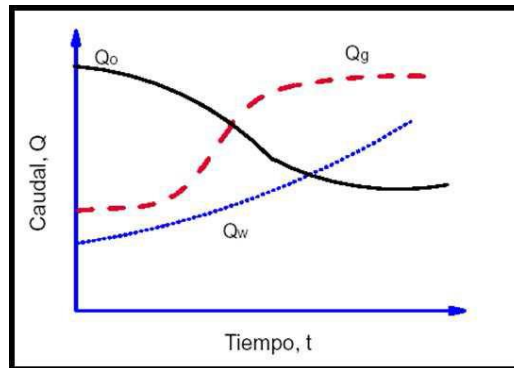


Figura 2.3. Gráfica tasas de fluidos en función del tiempo (Sepúlveda, 2005).

2.2.11.6 Simulador de recuperación térmica

Este tipo de modelo se utiliza para simular el comportamiento de los yacimientos sujetos a algún proceso de recuperación mejorada, por medio de métodos térmicos cuyo objetivo principal es proporcionar energía calorífica al petróleo con el fin de disminuir su viscosidad y de esta forma, facilitar su flujo hacia los pozos productores. Este tipo de métodos puede clasificarse en:

- Inyección de fluidos calientes, que pueden ser agua caliente o vapor
- Combustión en sitio
- Calentamiento electromagnético.

Los simuladores que se emplean para este tipo de procesos, son complejos, pues requieren el uso de correlaciones que describan las propiedades PVT de los fluidos para n-componentes como función de la presión, de la temperatura y de la composición (Sepúlveda, 2005).

2.2.11.7 Descripción de la herramienta de simulación numérica

Por sus siglas en inglés “*Computer Modelling Group*” (CMG), es una empresa de simulación de yacimientos canadiense la cual cuenta con diferentes *softwares* para la simulación de diferentes tipos de yacimientos:

2.2.11.7.1 BUILDER®

Es el pre-procesador en 2D y 3D, está basada en *MS-Windows* que puede ser usada para crear los datos de entrada *dat* (*aset*) para los simuladores, los cuales

son *IMEX*®, *GEM*® y *STARS*®, soportados por *Builder*. Este cubre todas las áreas de los datos de entrada, en una interfaz sencilla para el usuario, incluyendo crear e importar celdas y propiedades de celda, localizando pozos, importando los datos de producción o creando modelos de fluidos, propiedades roca-fluidos y condiciones iniciales. A continuación se describe el empleado en este trabajo.

2.2.11.7.2 STARS®

Por sus siglas en inglés “*Steam, Thermal, and Advanced Proceses, Reservoir Simulator*”, es el simulador pseudocomposicional utiliza valores-k, térmico e isotérmico, químico y geomecánico, usados para analizar yacimientos estimulados por químicos e ideal para modelar procesos de recuperación avanzada que implica la inyección de vapor, solventes, aire y químicos. Su cinética de reacción robusta y capacidades geomecánicas lo hacen el simulador de yacimientos más completo y flexible disponible en el mercado para modelar los procesos de recuperación mejorada de petróleo y gas.

2.2.11.7.3 RESULTS®

Es un post-procesador donde se permite la visualización y animación de los resultados en 2D y 3D como gráficos y videos (CMG, 2015).

2.2.12 Sistema integral

Es aquel sistemas donde el valor de conductividad fue obtenido al estudiar un tapón saturado de fluidos (agua a saturación de agua residual y el resto del volumen poroso ocupado por petróleo), es decir, representa el sistema roca-fluido evaluado como un elemento

2.2.13 Sistema discreto

El escenario donde cada uno de los componentes del sistema (arena, agua y crudo) son estudiados por separado para obtener el valor de conductividad térmica de cada elemento.

2.2.14 Modelo integral

Es aquel modelo que se genera en el simulador al introducir un único y mismo valor de conductividad térmica para cada uno de los elementos presentes (fluidos y roca). Es decir, la conductividades térmicas son iguales ($K_r = K_o = K_w$) y es el valor obtenido del sistema integral.

2.2.15 Modelo discreto

Es aquel modelo que en el que se asigna el respectivo valor de conductividad térmica a cada fase o elemento presente.

2.2.16 Premisas a considerar para el estudio de los parámetros térmicos

- De los cuatro parámetros térmicos propuesto para estudiar (calor específico, capacidad calorífica volumétrica, difusividad térmica y conductividad térmica), se realiza la introducción directa al simulador de capacidad calorífica volumétrica y conductividad térmica e indirectamente de calor específico y difusividad térmica, ya que estos valores son necesarios para la obtención de los parámetros a introducir.
- El simulador solo admite el valor de capacidad calorífica volumétrica de la roca sin fluidos.
- Es importante acotar que para efecto del presente trabajo de investigación se ha estudiado solo el caso de saturación de la muestra con agua y petróleo. Por lo tanto no se hace referencia a las ecuaciones ni *keywords* que representan a la fase gaseosa o sólida.
- Al realizar el estudio de RMN y calorimetría para la obtención de los parámetros térmicos (del sistema no consolidado con fluido), la muestra se encontraba a la saturación de agua y petróleo inicial y no se verificó si ocurrió alguna variación de la saturación del agua por efecto del aumento de temperatura (evaporación) tampoco fue estudiado la

variación de los valores de parámetros térmicos al realizar el aumento de la saturación de agua (barrido de la prueba de desplazamiento) considerándose dicha variable en el cálculo de la conductividad total del sistema.

- El simulador emplea las siguientes ecuaciones para el cálculo de capacidad calorífica total y de conductividad térmica total.

2.2.16.1 Ecuación de cálculo de la capacidad calorífica volumétrica total

La capacidad calorífica volumétrica total se calcula con STARS® mediante una ponderación (por volumen) de las capacidades caloríficas de las fases presentes en el sistema se introduce el valor de la capacidad de la roca y el valor de las capacidades de los fluidos es calculado internamente por el simulador a partir de los datos PVT, donde calcula los calores específicos que obtiene a través de las entalpías y lo multiplica por los valores de densidad. Se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$Cv_{total} = (1 - \varphi_v) \cdot Cv_r + \varphi_f (S_w \cdot Cv_w + S_o \cdot Cv_o) \quad (\text{Ec.6})$$

Dónde:

Cv_r , capacidad calorífica volumétrica de la roca; Cv_w , capacidad calorífica volumétrica del agua; Cv_o , capacidad calorífica volumétrica del petróleo; φ_v , corresponde a la porosidad del vacío (sólido más fluidos); φ_f , corresponde a la porosidad de los fluidos (fluidos solamente).

2.2.16.1.1 Ecuaciones de cálculo de conductividad térmica total

Para el cálculo de la conductividad térmica total **THCONMIX* existen 3 métodos o ecuaciones que se utilizan para mezclar las conductividades térmicas de la roca y de las fases. Las opciones de mezclado afectan los valores de conductividad térmica de la roca y fases. A continuación se presentan las opciones que posee el simulador para realizar este cálculo:

2.2.16.1.2 Simple

Al habilitar esta opción se pueden introducir los valores de forma integral (asignando el mismo valor de conductividad a los elementos presentes, en este caso, roca *thconr*, agua *thconw* y crudo *thcono*), para especificar una conductividad térmica constante (independiente de la porosidad, saturación y temperatura). Este escenario resulta apropiado cuando la conducción térmica no aporta de manera significativa al proceso de recuperación, por ej., casos a escala de campo con gradientes de temperatura modestas entre bloques.

De lo contrario para el caso de los modelos discretos se asigna el respectivo valor de conductividad de cada elemento (rocas y fases).

La ecuación de mezclado ponderada por volumen **SIMPLE* de la conductividad térmica es

$$K_{mix} = \varphi_f(K_w S_w + K_o S_o) + (1 - \varphi_v)K_r \quad (\text{Ec.7})$$

Dónde:

K_w , conductividad térmica del agua; K_o , conductividad térmica del petróleo; K_r , conductividad térmica de la roca.

2.2.16.1.3 Complex

La palabra clave **COMPLEX* especifica el mezclado de las conductividades térmicas de la roca y las fases. Al contrario que el caso *Simple* se requiere especificar las respectivas propiedades térmicas para cada fase presente.

Mezcla no lineal

Las conductividades térmicas se ponderan mediante uso de la correlación de Anand (1973). El valor de la conductividad térmica de la mezcla de líquido-roca (k_{L-r}) se expresa de la siguiente manera.

$$k_{L-r} = \frac{(S_o k_o + S_w k_w)}{(S_o + S_w)} * \left(\frac{k_r}{(S_o k_o + S_w k_w)} \right)^{0.28 - 0.757 * \log_{10} \phi - 0.057 * \log_{10} \left(\frac{k_r}{(S_o k_o + S_w k_w)} \right)} \quad (\text{Ec.8})$$

2.2.16.1.4 Temper

La opción **TEMPER* especifica el tipo de mezclado **COMPLEX* con una corrección de temperatura adicional. Somerton (1974) realiza una corrección por efecto de temperatura. En el simulador STARS® esta modificación se puede realizar después de calcular el valor de la conductividad térmica de la mezcla de líquido-roca. La unidad de κ se expresa en J/m-día-°K y la unidad de temperatura es (°K)

$$k = k_{L-r} - 1.7524 \times 10^{-5} (T - T_r) (k_{L-r} - 119616) k_{L-r}^{-0.64} k_{L-r} (1.8 \times 10^{-3} \cdot T)^{-3.6784 \times 10^{-6} \cdot k_{L-r}} \quad (\text{Ec.9})$$

Donde:

T, valor de la temperatura respectivo a cada espacio de tiempo (°K); Tr, temperatura de referencia (°K).

Temperatura que corresponde a los siguientes datos de entrada:

1. Datos de densidad líquida (**MOLDEN*, **MASSDEN* o **MOLVOL*),
2. Datos de entalpía de la fase líquida y fase gas (**CPLI*, **CPGI*, etc.),
3. Capacidad de formación de calor (**ROCKCP*),
4. Datos de conductividad (*thconr*, *thconw*, *thcono*).

Esta opción de dependencia de temperatura se considera obsoleta y ha sido reemplazada efectivamente por la palabra clave **THCONTAB*.

2.2.16.1.4.1 Tabla de dependencia de temperatura (*THCONTAB*)

Es una opción que se encuentra en la misma ventana donde se ingresa los valores de conductividad de cada fase (ver la parte inferior de la figura 4.14). Al habilitarla permite seleccionar si los valores de conductividad a ingresar son isotrópicos o anisotrópicos. Al seleccionar la opción conductividad isotrópica

permite especificar los valores de conductividad de roca, agua, petróleo, gas y sólido (K_r , K_w , K_o , K_g y K_s) correspondiente a cada valor de temperatura considerando que conserva la misma magnitud en cualquier dirección. Al seleccionar la opción conductividad anisotrópica permite además de especificar los valores de conductividad en las direcciones i , j , k , de cada fase a una respectiva temperatura se puede considerar la variación de la magnitud en las distintas direcciones espaciales.

No se puede usar las palabras claves **THCONMIX* **TEMPER* con esta opción. Si solamente hay una fila, la conductividad térmica no varía con la temperatura. Las entradas de temperatura deben colocarse en orden creciente y espaciada de manera uniforme.

Al habilitar **THCONTAB* se especifica valores de la roca y de todos los fluidos, esto anula y reemplaza los valores especificados por las palabras claves *thconr*, *thconw* y *thcono*.

CAPÍTULO III:

ÁREA DE ESTUDIO

3.1 Descripción del área de estudio

3.1.1 Faja Petrolífera del Orinoco

La Faja Petrolífera del Orinoco (FPO) se encuentra localizada en el área central de la República Bolivariana de Venezuela y se extiende entre los estados Monagas, Anzoátegui y Guárico a unos 450 Km de Caracas, Distrito Capital de la República. Como puede observarse en la figura 3.1, en la actualidad se encuentra dividida en cuatro (4) áreas de producción denominadas: Boyacá, Junín, Ayacucho y Carabobo, con una extensión total de 55.314 Km² (de los cuales 11.555 Km² se encuentran bajo producción de crudo extra-pesado) y limita al sur con el río Orinoco (Puerta, 2015).

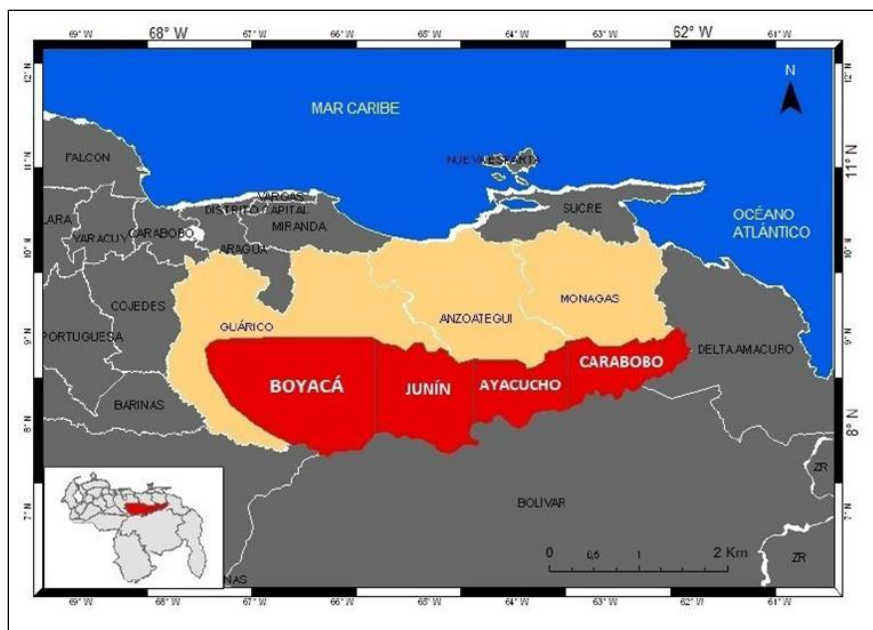


Figura 3.1. Faja Petrolífera del Orinoco. Fuente: Puerta (2015)

3.1.2 Área de Carabobo

El área correspondiente a Carabobo consiste en una franja que se extiende desde el sureste del Estado Anzoátegui cubriendo toda la parte meridional del estado Monagas, con una longitud de alrededor de 160 Km por unos 45 Km de ancho. Como puede apreciarse en la Figura 3.2, el área Carabobo limita al norte con las llanuras sureñas del estado Monagas, al sur con el río Orinoco, al este con el estado Delta Amacuro y al oeste con el área Ayacucho de la Faja Petrolífera del Orinoco (Puerta, 2015).

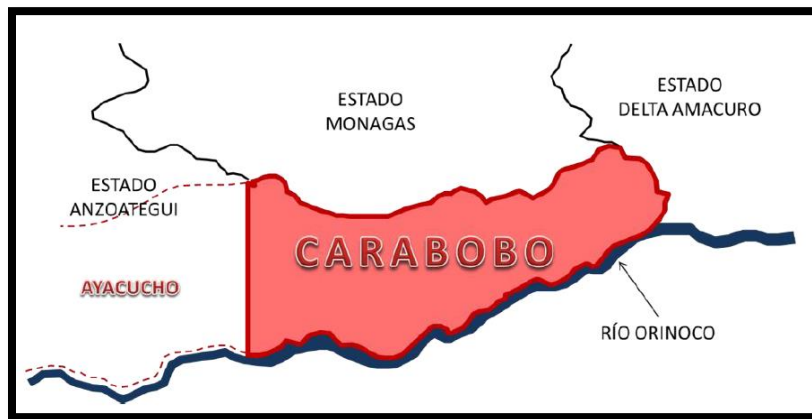


Figura 3.2. Área de Carabobo y sus límites territoriales. Fuente: Puerta (2015)

3.1.3 Características geológicas

El área de Carabobo forma parte del flanco sur de la cuenca sedimentaria oriental de

Venezuela. Ésta es una cuenca asimétrica cuyo eje mayor va en dirección este-oeste, su origen se remonta al período Paleozoico y que en los períodos siguientes fue adquiriendo su configuración actual, completándose desde el Terciario hasta el presente (Puerta, 2015).

La Cuenca Oriental de Venezuela constituye la segunda cuenca petrolífera en importancia para el país, entre las cuatro existentes, y está delimitada hacia el norte por la Cordillera de la Costa, al sur por el Macizo Guayanés, al este por la

plataforma del Delta del Orinoco y al oeste por el lineamiento de El Baúl, tal y como se puede apreciar en la figura 3.3.



Figura 3.3. Cuencas Petrolíferas de la República Bolivariana de Venezuela. Fuente: Puerta (2015)

3.1.4 Estratigrafía regional

La columna estratigráfica de Carabobo comienza con un complejo ígneo-metamórfico de edad pre-cámbrica que se constituye como Basamento. Le sigue en contacto discordante la Formación Oficina de edad Mioceno Inferior a Medio con sus cuatro miembros como son: Morichal, Yabo, Jobo y Pilón; siguiendo la Formación Freites de edad Mioceno Superior y por último las Formaciones Las Piedras-Mesa que corresponden al Plioceno-Pleistoceno y que no es posible diferenciarlas en el área (Puerta, 2015).

3.1.5 Miembro Morichal

Es el más profundo de todos, representado por una secuencia de arenas transgresivas cuarzosas de color marrón, de grano medio con pobre escogimiento, poco consolidadas, intercaladas con capas de lutitas y limolitas con presencia de intervalos de carbón. Hacia la base del intervalo existen arenas masivas poco consolidadas asociadas a un ambiente fluvial donde pueden encontrarse espesores importantes, mientras que en la sección media y superior

se observan arenas intercaladas con lutitas y limolitas con presencia de carbones que fueron depositados en un ambiente deltaico en el que los espesores de arena son menores. Hacia el este de Carabobo el miembro Morichal se va reduciendo hasta desaparecer y acuñarse contra el Alto de Uverito. El contacto inferior es discordante con el basamento ígneo-metamórfico al sur y con el Cretácico al norte y concordante en el tope con el miembro Yabo de la misma formación (Puerta, 2015).

A continuación se muestra en la figura 3.4 la columna estratigráfica tipo para el área de Carabobo, presentado en profundidad y edad geológica

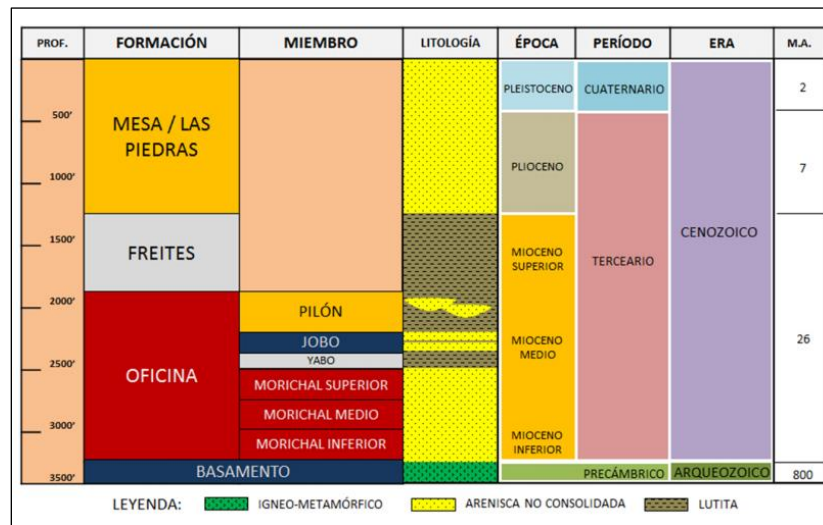


Figura 3.4. Configuración Estructural. Fuente: Archivos de Petroindependencia S.A.

En cuanto a la configuración estructural se interpreta, mediante información sísmica, que consiste en un suave e irregular homoclinal fallado de rumbo este-oeste a norestesuroeste con un buzamiento general al norte-noroeste, con un ángulo que oscila entre 2° y 4°. Fallas de tipo normal afectan principalmente al basamento y la parte inferior de la Formación Oficina por lo que se interpreta que éstas se originaron antes de la sedimentación de las formaciones terciarias y se reactivaron con cada evento tectónico que ocurrió desde el Mioceno hasta el presente, así como también se formaron nuevas fallas que afectan únicamente la secuencia sedimentaria. El fallamiento principal tiene orientación noreste-

suroeste y buzamientos al suroeste y sureste. También se observan algunas fallas de orientación noroeste-sureste, esteoeste y norte-sur, con buzamientos de orientación variable. Las fallas del basamento se formaron antes de la sedimentación de las formaciones terciarias y se reactivaron con cada evento tectónico que ocurrió al norte de Venezuela, entre las placas Caribe y Sudamérica, desde el Mioceno al presente, así como también, se formaron nuevas fallas que solo afectan a la secuencia sedimentaria. El desplazamiento vertical de las fallas que afectan el basamento y la parte inferior de la secuencia sedimentaria varía de 50 a 200 pies (Puerta, 2015).

3.1.6 Características sedimentológicas

Los principales yacimientos del área de Carabobo corresponden a las unidades inferior, medio y superior del miembro Morichal de la Formación Oficina, dicha sección posee desde 200 hasta 1100 pies de espesor a lo largo de toda el área. Estas arenas fueron originadas de las tierras altas de Guayana al Sur del Orinoco en donde los ríos que fluían hacia el norte arrastraron las arenas y fueron depositadas como una sucesión de canales fluviales, deltas y ambientes marinos someros. La zona más profunda, Morichal Inferior, es un depósito fluvial de arenas que por lo general presenta una orientación Norte-Sur. Morichal Medio por su parte es una unidad de arena de origen fluvio-deltaico que se acuña hacia la zona central de las áreas sur y noreste. La unidad Superior es una sección de arena deltaica a marino somera que predomina en las áreas sur y este de Carabobo. En el caso de los miembros Jobo y Pilón, éstos también poseen acumulaciones de hidrocarburos importantes pero se consideran como secundarias en el área de la empresa mixta (Puerta, 2015).

CAPÍTULO IV:

MARCO METODOLÓGICO

4.1 Tipo de la investigación

La modalidad de la investigación cumple con las características del tipo evaluativo.

Según el autor (Zapata, 2013), define:

“Proceso sistemático, diseñado intencional y técnicamente, de recogida de información valiosa, válida y fiable, orientado a valorar la calidad y los logros de un programa como base para la posterior toma de decisiones de mejora tanto del programa, como del personal implicado y, de modo indirecto, del cuerpo social en el que se encuentra inmerso.”

En esta investigación se plantea emplear los parámetros térmicos generados a través de técnicas de análisis RMN y calorimetría, en una simulación numérica con Stars® de CMG, con el fin de estudiar la respuesta ante un sistema en el que se evaluaron las propiedades térmicas de forma discreta y continua, para a su vez demostrar la pertinencia del uso de la tecnología RMN y calorimetría para determinar dichas propiedades térmicas.

4.2 Diseño de la investigación

La investigación se fundamenta bajo los principios de un diseño experimental.

Según el autor Arias (2012), define:

“El diseño experimental es aquel donde el investigador manipula una variable experimental no comprobada, bajo condiciones estrictamente controladas. Su objetivo es describir de qué modo y porque causa se produce o puede producirse un fenómeno. Busca predecir el futuro, elaborar pronósticos que una vez confirmados, se convierten en leyes y generalizaciones tendentes a incrementar el cúmulo de conocimientos pedagógicos y el mejoramiento de la acción educativa.”

Entonces al realizar los distintos tipos de simulaciones con los respectivos análisis de sensibilidad, se está realizando experimentos con el fin de evaluar la influencia del fenómeno físico de transferencia de calor mediante el simulador STARS® alimentado por los datos obtenidos de pruebas de laboratorio, utilizando mediciones de propiedades térmicas de un sistema continuo y discreto para la predicción del comportamiento del yacimiento al aplicar métodos de recuperación mejorada.

4.3 Procedimiento metodológico

El presente estudio está conformado en esencia por cinco fases las cuales a su vez se componen internamente en diferentes etapas que cumplen con funciones vitales para alcanzar de manera eficaz el objetivo general de la investigación. En la Figura 4.1, es posible observar el avance del estudio de acuerdo a sus (5) fases.

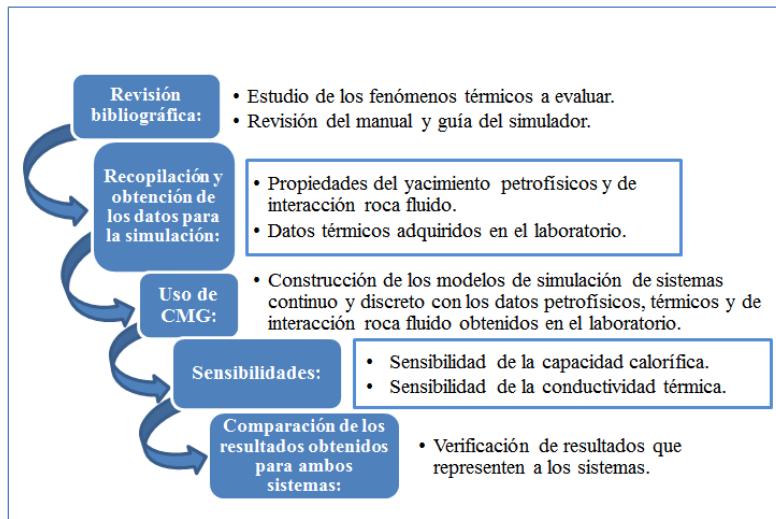


Figura 4.1. Fases de la metodología aplicada

4.3.1 Revisión bibliográfica

En esta fase se llevó a cabo una revisión bibliográfica necesaria para la comprensión y realización de la investigación, todo relacionado a los métodos de recuperación térmicos, simulación numérica de yacimientos y parámetros térmicos.

El material bibliográfico consultado comprende publicaciones, libros, revistas, y manuales técnicos de diversas fuentes nacionales e internacionales como: PDVSA, PDVSA-INTEVEP, SPE, SCHLUMBERGER, entre otros. Trabajos especiales de grado de universidades nacionales como la UCV, LUZ, y UNEF e internacionales como la USCO y EPN también aportaron valiosa información. Además, fue indispensable el estudio de manuales y guías como los de FEDUPEL para la redacción y metodología de redacción del trabajo y CMG del cual se obtuvieron las instrucciones para el uso de la herramienta y las ecuaciones que emplea el simulador.

4.3.2 Recopilación y obtención de los datos para la simulación

A continuación, se presentan los procedimientos ejecutados por (Doumat, 2016) donde se obtuvieron los datos necesarios para alimentar el simulador, por ello se presenta una explicación amplia de todo el proceso.

➤ Preparación del tapón para la simulación física

El tapón fue tomado directamente de cortes de núcleos pertenecientes al Campo Petrocarabobo, utilizando un cilindro metálico, para la toma de muestra, estos estaban a una presión de yacimiento de 1400 psi. Se trabajó con núcleos uniformes, que no estuviesen agrietados, ya que las grietas son consideradas una alteración del medio poroso, debido a que es un espacio donde se puede almacenar fluido y no es natural del sistema. En la Tabla 4.1, información de la muestra tomada.

Tabla 4.1 Valores de las dimensiones de las muestra a estudiar.

Profundidad (Pies)	Longitud (cm)	Diámetro (cm)	Área (cm ³)
3117	4.15	3.76	11.10

Antes de ser sometida a las pruebas la muestra debe ser sometida a la presión de confinamiento empleando para ello un sistema coreholder (celda, topes, manga de vitón) como se muestra en la Figura 4.2. El sistema se coloca dentro de la celda de confinamiento, se añade agua hasta cubrirlo completamente y se acopla la rosca superior de la celda. Luego, a través de la bomba de inyección automática (tipo jeringa, modelo Teledyne Isco 500D) se comienza a proporcionar presión mediante el llenado de la celda con el fluido de confinamiento (agua) hasta alcanzar el valor deseado (en este caso 1400 lpc), y una vez alcanzado este valor, se detiene la bomba y se retira la muestra de la celda.

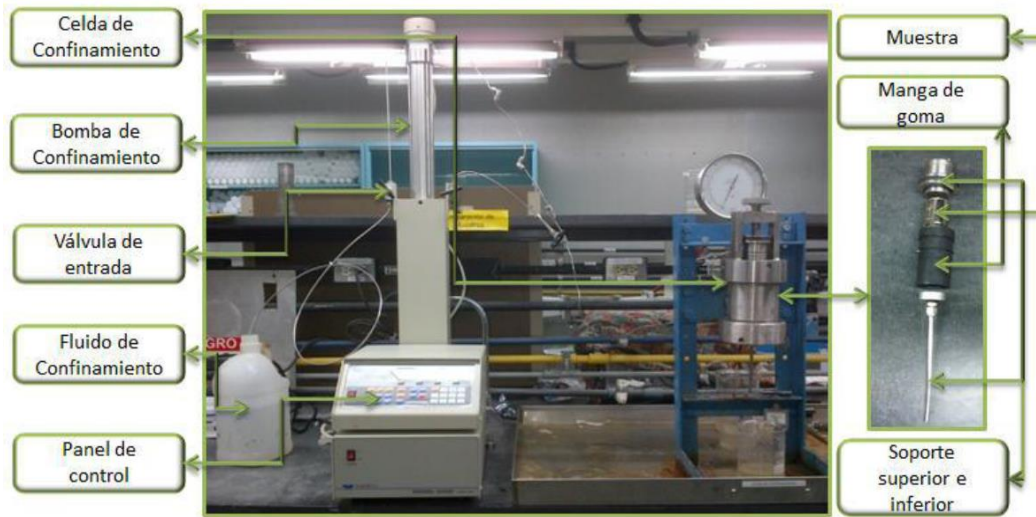


Figura 4.2. Sistema para confinamiento de muestras de roca no consolidadas. Fuente: Intevep, S.A. Centro de Investigación y Desarrollo, Filial de Petróleos de Venezuela, S.A.

Una vez confinadas, la muestra se empaqueta con material termoencogible (ya que no ejerce influencia sobre los resultados obtenidos en las pruebas realizadas). Para esto fue necesario cortar un pedazo del material, en forma cilíndrica de aproximadamente 5 cm de longitud y 4 cm de diámetro, el material se adaptó al tapón con ayuda de un soporte metálico que se ajustó al tamaño de la muestra a empaquetar (Figura 4.3).

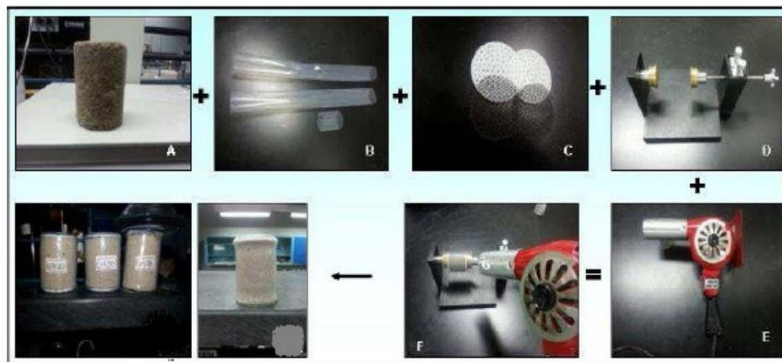


Figura 4.3. Proceso completo de empaque de muestras. Fuente: PDVSA-Intevep.

La dimensión de este cilindro de muestra (tapón) se debe ajustar al portamuestra (coreholder o celda triaxial) del simulador físico de yacimientos

en el que posteriormente se realizarán las etapas de desplazamiento de fluidos (máximo 7,0 cm de longitud por 3,7 cm de diámetro).

➤ **Definición de las condiciones de ensayo para RMN**

Una vez preparados los tapones se definieron las condiciones de ensayo (T2, TAU, min. diff. y Ns), las cuales se establecieron a partir de pruebas empleando la técnica de RMN en el equipo RMN-Maran DRX 2 (Figura 4.4), a fin de obtener los valores de difusividad térmica del sistema en consideración.

Donde:

T2: Es el tiempo de relajación necesario para reorientar los protones en la dirección del campo magnético perturbador (90°-180°).

TAU (τ): Es el tiempo secuencial necesario para el reenfoque de los protones en el plano transversal en el que se encuentran desorientados.

Mínimo coeficiente de difusión (min. diff): Es el tiempo mínimo requerido para visualizar la curva de difusión.

Numero de barridos (Ns): Número de veces que el equipo recorre la muestra.

Tiempo de corrida (Tc): Tiempo que el equipo tarda en escanear la muestra.

En la determinación de estos parámetros se utilizó como punto de apoyo los valores reportados por Halliburton (2001) para cada variable (ANEXO A). En la Tabla 4.2, se reportan los valores de las variables que se establecieron en las pruebas de RMN, con los cuales se logró determinar de forma óptima los tiempos de ejecución para la metodología.

Tabla 4.2 Condiciones empleadas en la técnica de RMN

T2 (ms)	TAU	min. Diff (m ² /sec x 10 ⁹)	Ns	Tc (min)
100 - 500	8.5	0.25	20	1:41

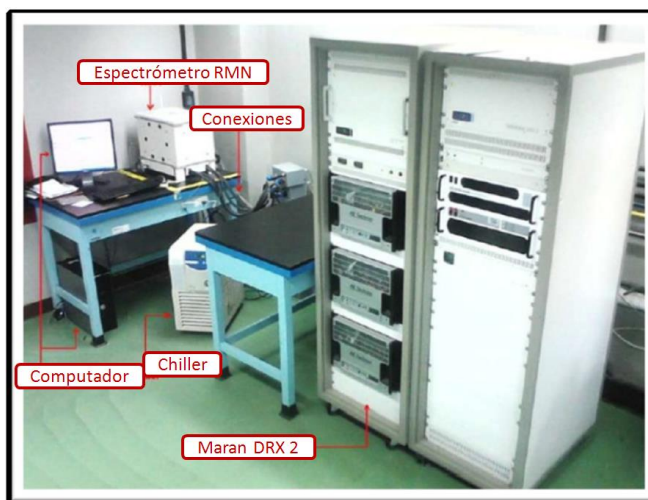


Figura 4.4. Resonador Maran Ultra DRX 2. Fuente: PDVSA-Intevep.

➤ Definición de las condiciones de ensayo para calorimetría

Una vez realizadas las pruebas de RMN se realizaron pruebas para definir los demás parámetros térmicos empleando la técnica de calorimetría, con el fin de obtener la temperatura de equilibrio (T_e) y posteriormente determinar el calor específico y la capacidad calorífica. Para ejecutar esta técnica se necesitó un vaso térmico, una termocupla (marca thermoline), agua destilada y el tapón del yacimiento petrolífero los cuales se muestran en la Figura 4.5.



Figura 4.5. Instrumento para la realización de la prueba calorimétrica. Fuente: PDVSA-Intevep.

➤ Determinación de las propiedades térmicas

Definidas las condiciones de ensayo para las técnicas de RMN (para la obtención directa de difusividad térmica) y calorimetría (obtención de calor

específico al aplicar la ecuación 1), se estimaron los otros fenómenos térmicos asociado a la muestra tapón, capacidad calorífica volumétrica al multiplicar el calor específico por la densidad y la conductividad térmica producto de la multiplicación de la difusividad, la densidad y el calor específico. Se generó una ecuación por cada muestra representativa para cada propiedad térmica, lo que sirvió finalmente para interpolar cada parámetro térmico en el rango de temperatura estudiado (50°C – 200°C) saturado y no saturado de fluidos. Se observó una gráfica de cada fenómeno térmico en función del rango de temperatura.

➤ **Estimación de las propiedades térmicas en sistemas no consolidados con fluidos**

Para la estimación de las propiedades térmicas en sistemas de yacimientos petrolíferos no consolidados con fluido (agua de formación y crudo pesado), se evaluó el efecto de la temperatura:

Temperatura: en las pruebas de evaluación térmica se consideró las temperaturas de 50, 100, 120 y 200 °C. Ese cambio de temperatura genera una variación considerable en la viscosidad del crudo, al igual que en las propiedades térmicas de los sistemas de yacimientos.

Presión: las pruebas ejecutadas fueron realizadas a la presión atmosférica

Saturación de agua residual: se trabajó a condición real del yacimiento con un Swirr entre 8.5 %, garantizando la saturación de agua de formación lo más similar a la del yacimiento.

Luego de obtenidos los datos, se procedió a realizar una gráfica en Excel de los parámetros térmico en del caso no consolidado, asociado a Petrocarabobo.

➤ **Estimación de las propiedades térmicas en sistemas no consolidados sin fluidos**

Para poder estimar las propiedades asociadas a no consolidados sin fluidos se ejecutaron los pasos descritos anteriormente que se realizaron para la muestra saturada pero previamente el tapón fue sometido a un proceso de limpieza para eliminar los residuos de crudo y fluidos de perforación. Mediante un equipo de extracción Soxhlet o Dean-Stark (Figura 4.6). Utilizando los solventes adecuados para remover hidrocarburos y extracción de sales del agua de formación.



Figura 4.6. Equipo de limpieza de muestras Dean-Stark: A) antes de la limpieza de muestra y B) durante la limpieza de muestras.

Después de limpiar el tapón se determinaron las propiedades térmicas bajo estas condiciones, a fin de conocer la influencia que ejerce la composición mineralógica de la formación. Se evaluó el efecto de la temperatura a condiciones de yacimiento.

➤ **Determinación de la conductividad térmica de los fluidos**

Se determinó con la ecuación 5 la conductividad del petróleo y con la Tabla 2.3 la conductividad del agua.

➤ **Determinación de propiedades petrofísicas**

Un paso fundamental consiste en la estimación del volumen poroso, porosidad y permeabilidad absoluta al aire empleando el equipo CMS 300 automatizado. Este sistema obtiene los valores de volúmenes porosos basándose en la Ley de Boyle, $[P][V] = \text{constante}$, para una presión de confinamiento dada. El procedimiento consiste en ingresar al sistema la cantidad de muestras a medir, junto con las características/identificación de cada una de ellas (longitud, diámetro y peso). Indicando la presión a la cual se realizarán las mediciones, los resultados obtenidos son: volumen poroso, porosidad, permeabilidad al aire y permeabilidad corregida por efecto Klinkenberg.

➤ **Preparación del agua de formación sintética**

La preparación del agua de formación sintética consistió en la disolución de sales inorgánicas (Bicarbonato de sodio, Sulfato de Sodio, Cloruro de Sodio, Cloruro de Calcio di-hidratado, Cloruro de Magnesio hexa-hidratado, Carbonato de Sodio, Cloruro de Potasio, y Cloruro de Bario di-hidratado) en agua destilada. Primeramente, se burbujeó el agua destilada con dióxido de carbono (CO_2), para evitar la precipitación de sales. Posteriormente se realiza a una agitación constante burbujeando Dióxido de Carbono para evitar la precipitación de carbonatos, evitando la pérdida de condiciones óptimas de disolución (Carrero, 2011).

4.4 Caracterización de los fluidos

➤ **Formulación de la salmuera:**

Se prepararon dos litros de salmuera para los cuales fue necesaria la siguiente cantidad de sales que se muestran en la Tabla 4.3, en el orden que se presentan para que no se precipite ningún compuesto:

Tabla 4.3 Composición de la salmuera

Sal	Cantidad (g)
NaHCO ₃	8.13
Na ₂ SO ₄	0.01
NaCl	31.07
CaCl ₂ x2H ₂ O	1.76
MgCl ₂ x6H ₂ O	2.63
Na ₂ CO ₃	0.00
KCl	0.00
BaCl ₂ x2H ₂ O	0.36

➤ **Densidad del agua de formación.**

Para determinar la densidad del agua de formación asociada al campo Petrocarabobo se usó el densímetro DMA 35N Antón Paar (Figura 4.7), la técnica consiste en introducir el agua de formación en un capilar (en este caso a una temperatura de 80 °C) y de forma automática arroja el valor de la densidad en g/cm³ y la temperatura de medición en °C.



Figura 4.7. Densímetro digital marca Anton Paar modelo DMA 35N. Fuente: PDVSA-Intevep

➤ **Viscosidad del crudo extra-pesado**

Para determinar la viscosidad del crudo se empleó un retrovisco RV 20/30 (figura 4.8) que opera por medio de la rotación de un cilindro, el cual se sumerge en el material a analizar midiendo la resistencia de esta substancia a una velocidad seleccionada. La muestra de crudo fue integrada al sistema

automático de medición, y el equipo realizó la medición de la viscosidad en un rango de temperatura de 40 – 264 °C, arrojando valores de viscosidad en cP para cada valor de temperatura.



Figura 4.8. Retrovisco RV 20/30, MARCA HAAKE. Fuente: PDVSA-Intevp.

➤ **Determinación de curvas de permeabilidad relativa**

Esta metodología consiste en realizar una prueba a condiciones de yacimiento (presión, temperatura y velocidad de flujo) una prueba que reproduzca la manera cómo se mueven los fluidos en el yacimiento de forma tal que se puedan ajustar los parámetros necesarios a fin de obtener una reproducción más real de las propiedades de interacción roca fluido presente en los yacimientos.

Mediante este método se efectúa el desplazamiento de los fluidos a través del medio poroso de acuerdo al método no estacionario (dinámico), el cual considera el desplazamiento de un fluido por otro (Araujo, 2004).

Las pruebas de desplazamiento de fluidos en medio poroso se realizan en tapones de roca real (arena) de yacimiento limpios instalados en una celda porta-núcleos tipo Hassler colocada en un horno a la temperatura de trabajo (en este estudio, 68 °C). El sistema se denomina simulador físico de yacimientos y

consta de una celda porta-núcleos, dos cilindros de tipo pistón (contenedores de fluidos: agua y crudo), dos bombas de inyección tipo jeringa (una para confinar a presión constante y otra para inyección a tasa constante), un sistema de transductores de presión, válvulas y horno para mantener todo el sistema a la temperatura de trabajo, ver Figura 4.9.

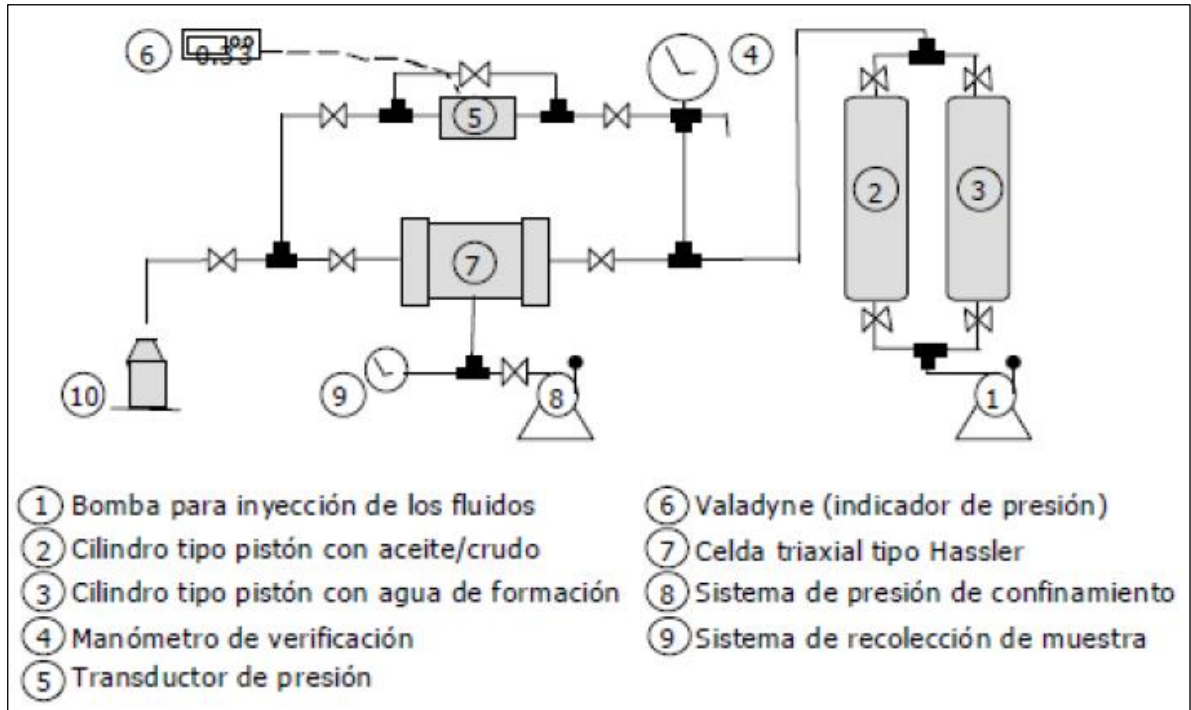


Figura 4.9. Diagrama de un simulador físico de yacimientos. Fuente: Intevep, S.A. Centro de Investigación y Desarrollo, Filial de Petróleos de Venezuela, S.A.

El procedimiento seguido se detalla a continuación (Figura 4.10):

Inyección de agua de formación hasta saturación 100% del medio poroso y estabilización del diferencial de presión (P1) para el cálculo de la permeabilidad al agua a la temperatura de trabajo en cada caso.

Etapas de drenaje primario: Inyección de petróleo a tasa de flujo de referencia constante (0,05 cm³/min) hasta estabilización del diferencial de presión (P2) y se contabiliza el volumen máximo de agua recuperado. Se determina la

permeabilidad efectiva al petróleo (K_o) a condición de saturación de agua irreducible (S_{wir}).

Etapas de imbibición: Inyección de agua de formación a tasa de flujo de referencia constante y recolección de volúmenes de fluido producido (crudo y agua) en diferentes etapas (menor a mayor volumen) registrando en cada oportunidad el diferencial de presión correspondiente (de acuerdo al siguiente esquema, P3, P4, P5, P6, etc.). Se determina la permeabilidad efectiva al agua (K_w) a condición de saturación de petróleo residual (S_{or}).

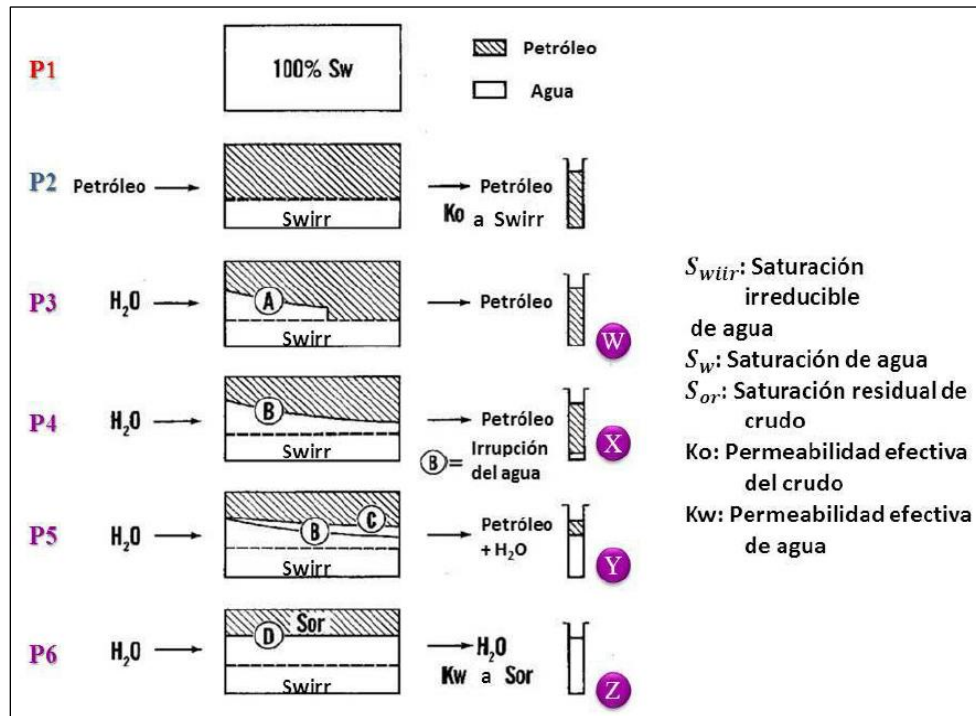


Figura 4.10. Esquema del procedimiento experimental para la determinación de curvas de permeabilidad relativa por el método de estado no estacionario. Fuente: Díaz (2014)

Para la generación de las curvas de permeabilidad relativa mediante el método convencional se analizaron los datos obtenidos de acuerdo a la metodología de cálculo denominada modelo híbrido (MDC) que combina cálculos matemáticos que abarcan el método JBN (comportamiento de flujo fraccional) y el uso de correlaciones de Willie y Corey & Asociados. Márquez et. al., (2014) tanto para

el proceso de drenaje como imbibición, de manera de obtener las curvas de permeabilidades relativas para cada muestra de yacimiento estudiada.

➤ **Efecto de la variación de la temperatura sobre las curvas de permeabilidad relativa**

Entre los aspectos destacables se puede resumir que, adicional al efecto principal que incide en la disminución de la viscosidad del petróleo, al aumentar la temperatura, se evidenció también: reducción de la saturación residual de petróleo (S_{or}), aumento de la saturación de agua irreducible (S_{wi}), desplazamiento del punto de cruce ($K_{rw}=K_{ro}$ @ S_w) a valores mayores de saturación de la fase mojante (agua) y, disminución de la K_o (permeabilidad efectiva al crudo), Figura 4.11.

La condición de mojado inferida muestra que las arenas analizadas tienden a ser más afines por el agua a medida que la temperatura aumenta.

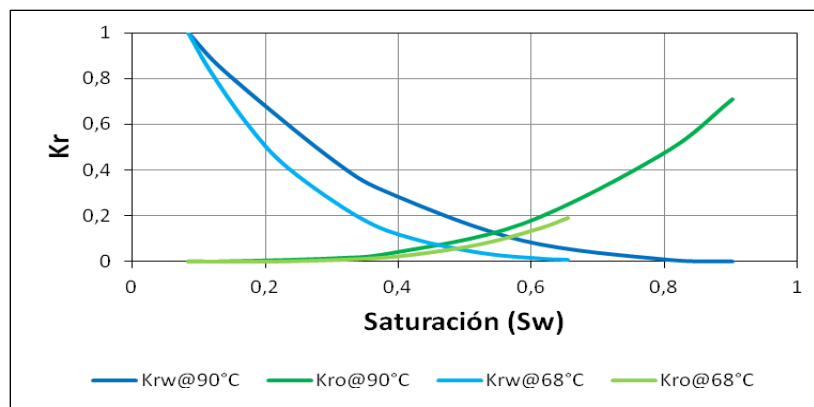


Figura 4.11. Efecto de la variación de la temperatura sobre las curvas de permeabilidad relativa para muestras del Campo Petrocarabobo.

➤ **Elaboración del modelo de simulación en Stars®**

A partir de este punto se explica una serie de procedimientos realizados para la construcción de los modelos numéricos para simular una prueba de desplazamiento con agua caliente a nivel laboratorio, se definieron las matrices

de sensibilidades donde se evaluaron los parámetros térmicos de forma discreta e integral.

4.5 Uso de Stars®

Una vez recolectado los valores petrofísicos, los parámetros térmicos y evaluados los fenómenos de interacción roca fluido se procedió a organizar los datos en el orden que deben ser introducidos en el simulador. El simulador numérico empleado es Stars® de CMG, siendo requerido para su utilización el reconocimiento de su interfaz y de los datos requeridos para su ejecución, así como la justificación de la realización de las pruebas descritas y de otros valores suministrados en campo.

La herramienta Builder de CMG se empleó como un pre-procesador para la construcción de la malla, considerando unidades de laboratorio y porosidad singular, la fecha inicial del proyecto es el 10 de octubre del 2018 hasta el 21 de agosto y se considero un modelo de fluidos *Black Oil* de dos fases.

4.5.1 Construcción del mallado

Se escogió el sistema de mallado cartesiano, por lo que las dimensiones cilíndricas de la muestra (Tabla 4.4) debió ser convertida a una geometría cartesiana equivalente (paralelepípedo) con las dimensiones que indica la Tabla 4.5, respetando los valores de área transversal y de longitud, en este caso, el área del círculo fue trasformada a la de un cuadrado como se muestra la Figura 4.12.

Tabla 4.4 Dimensiones de la muestra en forma de cilindro

Dimensiones del cilindro			
Diámetro (cm)	Área (cm ²)	Altura (cm)	Volumen (cm ³)
3.76	11.1	4.16	46.13

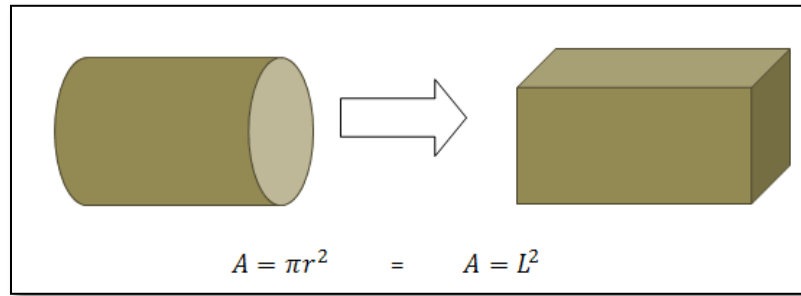


Figura 4.12. Transformación del área transversal para la construcción del mallado.

Establecimiento de tamaño y cantidad de las celdas: para el mallado se colocaron 50 celdas en dirección I, 1 celda en dirección J, 1 celda en dirección K, cuyas dimensiones se muestran en la Tabla 4.5.

Tabla 4.5 Dimensiones de las celdas del mallado

Información de las celdas	Dirección						Volumen Total
	I		J		K		
	Numero	Tamaño	Numero	Tamaño	Numero	Tamaño	
M 18	50	0.0831	1	3.3322	1	3.3322	46.1356

4.5.2 Sección propiedades petrofísicas

Las propiedades de la Tabla 4.6 fueron colocadas en la sección de “Array Property” estas fueron suministradas por PDVSA-Intevep obtenidas a través de la realización de las pruebas descritas anteriormente en los laboratorios de interacción roca-fluido.

Tabla 4.6 Información petrofísica de la muestra

Propiedades Petrofísicas	
Tope de la arena (cm)	0
Espesor de la arena (cm)	3.33
Porosidad (%)	37.89
Permeabilidad (mD) (I J K)	4104.17

4.5.3 Sección de propiedades térmicas de la roca

En esta sección se encuentran tres pestañas donde se realiza en suministro de los datos térmicos requeridos por el modelo, estas pestañas son: compresibilidad de la roca

Figura 4.13, en la que se incorporan los valores de compresibilidad de la roca y de la presión de poro de referencia.

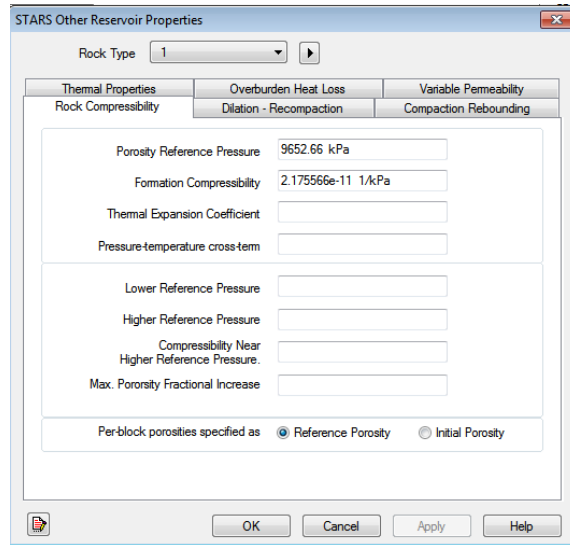


Figura 4.13. Ventana para ingresar los datos de compresibilidad de la roca y presión de porosidad de referencia

En la pestaña de propiedades térmicas se suministran los valores de capacidad calorífica volumétrica de la roca, se selecciona el tipo de mezclado para la conductividad, se aplica o no la herramienta de la tabla de dependencia de temperatura para la conductividad térmica *Thcontab* y se especifica que se considera una conductividad térmica isotrópica

Figura 4.14.

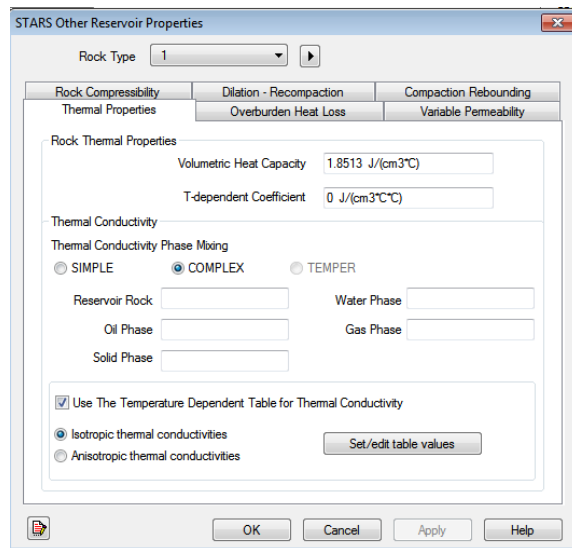


Figura 4.14. Ventana de las propiedades térmicas

En la figura 4.15 se muestra la pestaña de pérdida de calor por las rocas adyacentes en la que se indica que no hay pérdidas de calor especificando que las rocas suprayacente e infrayacente no poseen la propiedad de conductividad térmica (valor cero) ni capacidad calorífica volumétrica.

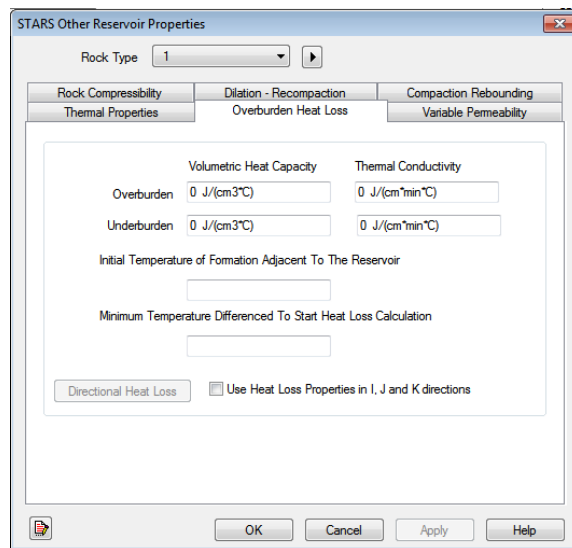


Figura 4.15. Ventana de las pérdidas de calor por las rocas adyacentes

Se considera propiedades térmicas isotrópicas en las distintas direcciones (I, J, K) ya que no se disponen de información de laboratorio que permita concluir lo contrario.

Las conductividades térmicas isotrópicas dependientes de la temperatura se definen mediante una tabla como se puede ver en la Tabla 4.7. La primera columna se refiere a la temperatura T (C|F), las columnas $thconr$, $thconw$ y $thcono$.

Tabla 4.7 Variación de los valores de conductividad de la roca, agua y petróleo con respecto a la temperatura $Thcontab$ usada en el modelo discreto.

T °C	Kr J/(cm·min°C)	Kw J/(cm·min°C)	Ko J/(cm·min°C)
50	0.023083	0.387300	0.068139
60	0.019678	0.391200	0.067761
70	0.017184	0.396000	0.067383
80	0.015281	0.400000	0.067005
90	0.013778	0.403200	0.066626
100	0.012559	0.405600	0.066248
110	0.011550	0.407200	0.065870
120	0.010700	0.408000	0.065492
130	0.009973	0.408000	0.065114
140	0.009344	0.407200	0.064736
150	0.008794	0.405600	0.064357

Para el modelo integral como se observa en la tabla 4.8 se asignó el mismo valor a todas las fases a la misma temperaturas obtenido de las pruebas experimentales de la muestra saturada, estos valores de conductividad aumenta proporcionalmente con la temperatura.

Tabla 4.8 Variación de los valores de conductividad de la roca, agua y petróleo con respecto a la temperatura $Thcontab$ usada en el modelo integral.

T °C	Kr J/(cm·min°C)	Kw J/(cm·min°C)	Ko J/(cm·min°C)
50	0.003150	0.003150	0.003150
60	0.005700	0.005700	0.005700
70	0.008350	0.008350	0.008350
(Tr) 80	0.011100	0.011100	0.011100
90	0.013950	0.013950	0.013950
100	0.016900	0.016900	0.016900
110	0.019950	0.019950	0.019950
120	0.023100	0.023100	0.023100

130	0.026350	0.026350	0.026350
140	0.029700	0.029700	0.029700
150	0.033150	0.033150	0.033150

4.5.3.1.1 Validación de las ecuaciones de conductividad

Una vez estudiadas todas las ecuaciones que emplea el simulador para el cálculo de la conductividad y de la capacidad calorífica volumétrica se realizó una validación comparando los valores arrojados por las ecuaciones programadas con las gráficas de los archivos de salida del simulador, para ello se utilizó como herramienta Microsoft Excel.

4.5.4 Sección de componentes

Se especificó que la muestra se encontraba saturada por dos fluidos, (agua y un pseudocomponente de crudo muerto), se les asignaron los valores de peso molecular, densidad y viscosidad, para el resto de las propiedades se asignó “0”, de esta manera el simulador asigna los valores por defecto que se muestran en la Tabla 4.9.

Tabla 4.9. Valores por defectos del simulador

Propiedad	Componentes		Unidad
	Water (Acuoso)	Dead_Oil (Oleico)	
Temperatura Crítica	374.15	0	°C
Presion Crítica	22048	0	kPa
Peso Molecular	0.01802	0.06 (Valor Asignado)	kg/gmol
Valores de la constante de equilibrio liquido-vapor (K)	$\frac{1}{P} \left(\frac{T}{115.1} \right)^{4.44444}$ T(°F) y P(psi)	si $k_{v1i} = k_{v2i} = k_{v3i}$ = K = 0	
Entalpia	Tabla de agua interna del libro Gas Processors Suppliers Association (1980)	0.5	Btu/lb-F

4.5.4.1 Densidades

El valor de la densidad del agua fue suministrada a 80°C (temperatura de referencia). La densidad del crudo fue calculada en los laboratorios de PVT con el densímetro digital Anton Paar modelo DMA 4500M, (figura 4.16) el rango

de temperatura considerado esta entre 40 y 60 °C por las limitaciones del equipo, posteriormente el valor a 80°C fue obtenido mediante extrapolación. En la figura 4.17 se muestra los valores los valores de densidad introducidos en Stars® para la simulación.



Figura 4.16. Densímetro digital marca Anton Paar modelo DMA 4500M. Fuente: PDVSA-Intevp.

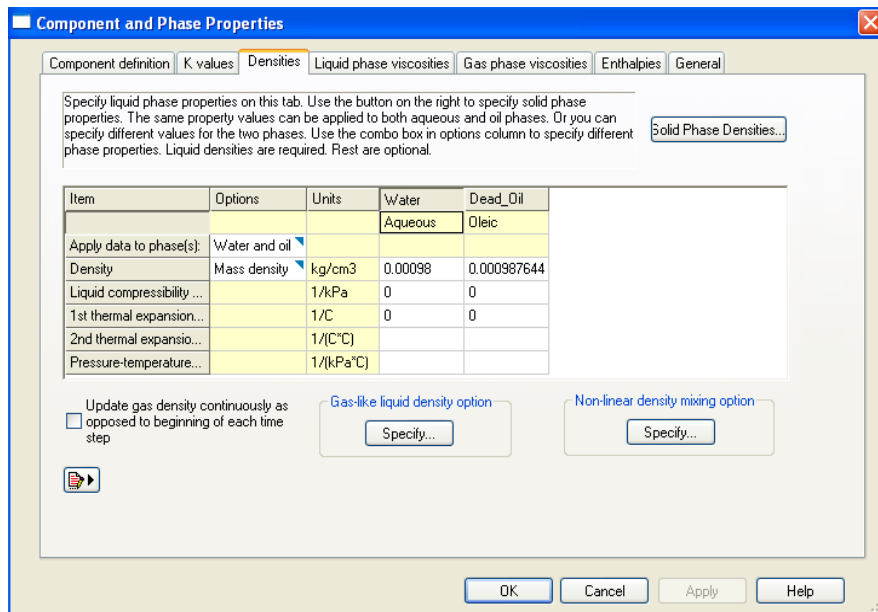


Figura 4.17 Ventana para insertar la densidad de los fluidos.

4.5.4.2 Viscosidades de la fase líquida

El valor de densidad del agua fue proporcionado por la Empresa Mixta, para determinar la viscosidad del crudo se empleó un retrovisco RV 20/30. En la

Tabla 4.10 Viscosidad de los fluidos con su respectiva temperatura se presenta los valores de viscosidad de los fluidos con su respectiva temperatura a ser ingresados en el simulador y la respectiva. Curva de la viscosidad del crudo curva de la viscosidad del crudo se ilustra en la Figura 4.18. En cuanto a la viscosidad del agua es un valor constante y las viscosidades de la fase gaseosa no se habilito esta sección ya que no se considera fase gaseosa presente en el medio.

Tabla 4.10 Viscosidad de los fluidos con su respectiva temperatura

Temperatura (°C)	Viscosidad del agua (cP)	Viscosidad del crudo (cP)
40	0.97	34637.65
44	0.97	22136.66
48	0.97	14550.53
52	0.97	9804.08
56	0.97	6752.98
60	0.97	4743.89
64	0.97	3392.09
68	0.97	2464.66
72	0.97	1817.06
76	0.97	1357.55
80	0.97	1026.66
84	0.97	785.18
88	0.97	606.73
92	0.97	473.35
96	0.97	372.59
100	0.97	295.71
104	0.97	236.51
108	0.97	190.54
112	0.97	154.54
116	0.97	126.14
120	0.97	103.58
124	0.97	85.54
128	0.97	71.01
132	0.97	59.25
136	0.97	49.68
140	0.97	41.84
144	0.97	39.39
148	0.97	38
152	0.97	36.99
156	0.97	36.99
160	0.97	36.99
164	0.97	36.99
168	0.97	36.98
172	0.97	36.98
176	0.97	36.98
180	0.97	36.98
184	0.97	36.98
188	0.97	36.98
192	0.97	36.98
196	0.97	36.98

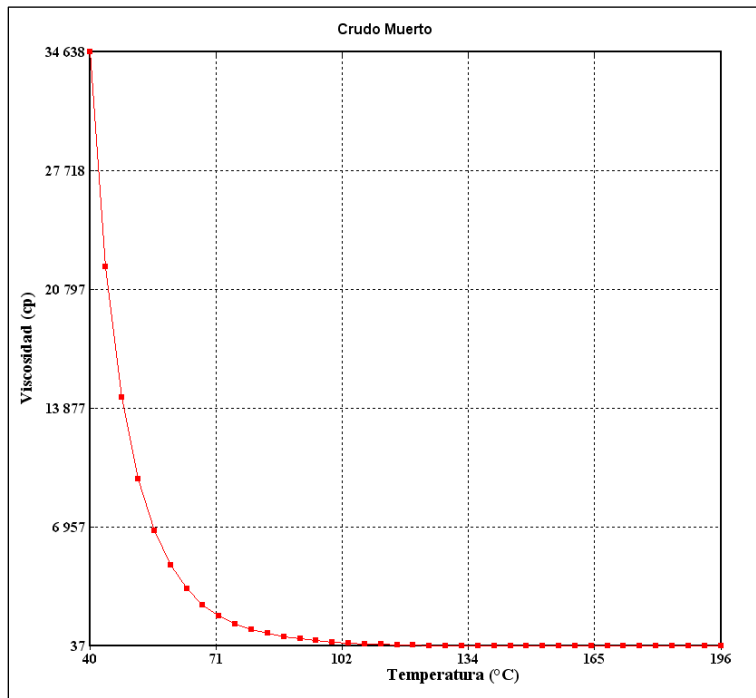


Figura 4.18. Curva de la viscosidad del crudo

4.5.4.3 General

Los valores de referencia son las condiciones de trabajo al usar en el caso de la temperatura está pautado por la temperatura en la que se empleó el densímetro y la presión de referencia de los laboratorios de PDVSA-Intevep. En la Figura 4.19 se muestran los valores introducidos en el simulador.

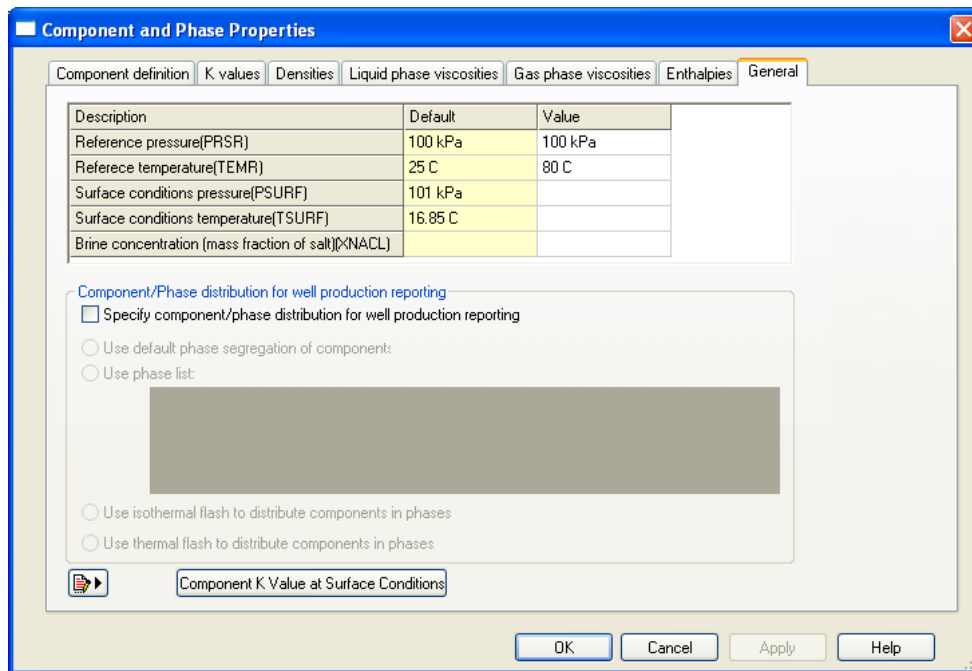


Figura 4.19. Ventana de la sección de componentes para introducir los valores de referencia en la subsección general

4.6 Sección de Roca-fluido

Se emplearon las curvas de permeabilidad relativas obtenidas de las pruebas desplazamiento realizadas en los laboratorios de interacción Roca-Fluido de Pdvsa-Intevep utilizando tapones del área de estudio.

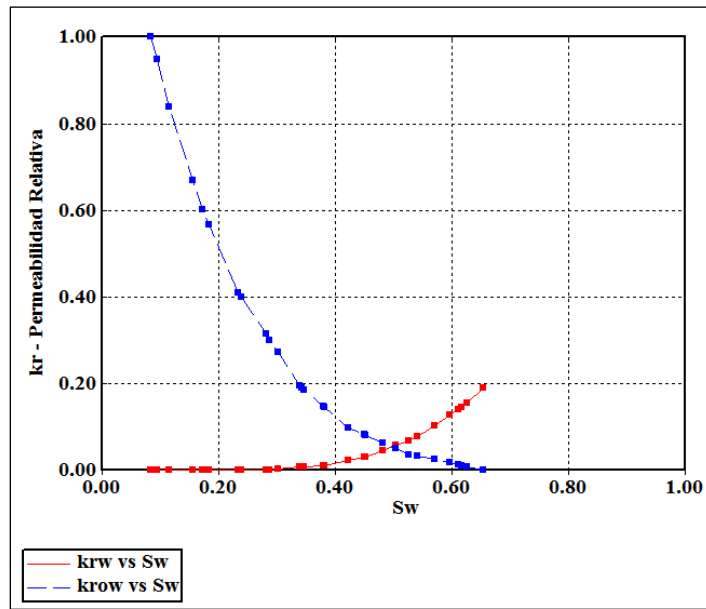


Figura 4.20. Curva de permeabilidad

4.7 Sección de condiciones iniciales

En esta etapa se introducen las condiciones de yacimientos de presión y temperatura a las que fueron ejecutadas las pruebas de desplazamiento, la Figura 4.21. No se asignó contactos entre fluidos para garantizar que al inicio haya sólo petróleo en el yacimiento.

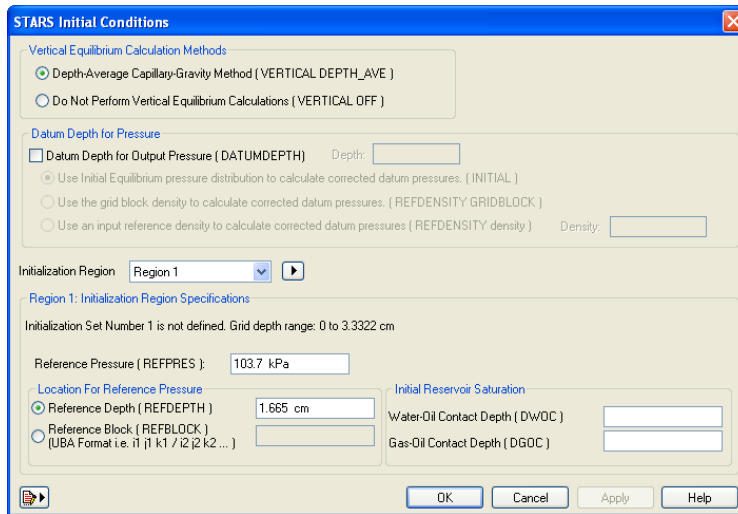


Figura 4.21. Ventana de la sección de condiciones iniciales, se muestra el valor de presión y profundidad de referencia suministrada al simulador

4.8 Sección numérica

Se especifican los parámetros utilizados en la simulación numérica de las ecuaciones involucradas en el flujo de fluidos (parámetros de convergencia, constantes numéricas, métodos de solución, discretización y convergencia). Se realizaron las modificaciones siguientes para tres parámetros específicos, colocando los valores siguientes:

Tabla 4.11 Modificaciones en la sección numérica

Keyword	Valor	Definición
DTWELL	0.01min	Tamaño de intervalo de primer paso de tiempo
NEWTONCYC	30	Cantidad de iteraciones para obtener la solución
NCUTS	15	Máximos intervalos de cortes

4.9 Selección de pozos y datos recurrentes

El modelo está conformado por dos pozos, un pozo inyector situado en la celda (1, 1, 1) y un pozo productor celda (50, 1, 1), ambos pozos inician su funcionamiento el 10-10-2018 a 0:00 min hasta los 2880 min.

- **Pozo Inyector:** tipo Mobweight explicit

Para este modelo sencillo donde se inyecta un solo fluido que no es vapor y no ocurren cambios de fases en el proceso de inyección es indiferente que tipo de pozo inyector se seleccione pues no afecta los cálculos del modelo.

- Restricciones (Constraints): en la ventana de constraints del pozo inyector se muestra que los parámetros empleados fueron la presión de fondo y la tasa de inyección y ambos aplicados con la acción de CONT la cual implica que la acción a tomar en caso de una violación consiste en cambiar una ejecución operativa en este límite y continuar con la simulación.

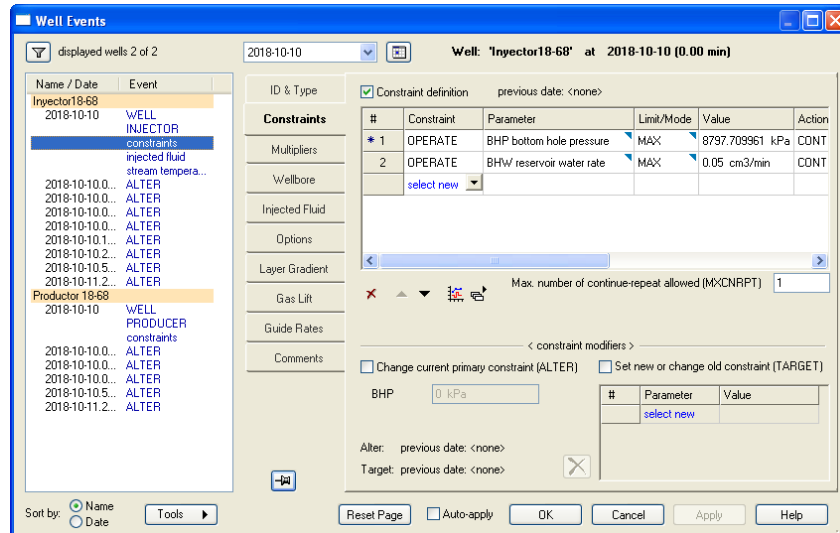


Figura 4.22. Ventana de constraints del pozo inyector.

- Fluido inyectado: a continuación en la Figura 4.23. Ventana para descripción del fluido de inyectado., se muestra las características como composición y temperatura del fluido inyectado.

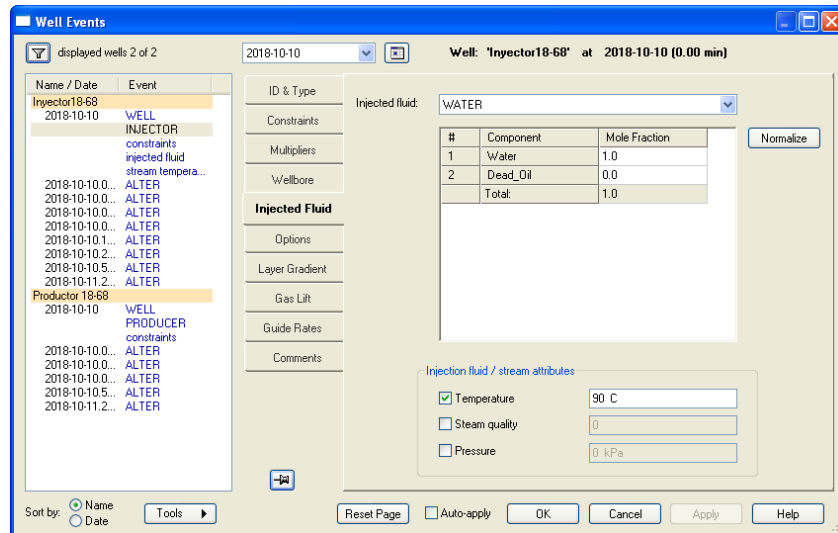


Figura 4.23. Ventana para descripción del fluido de inyectado.

➤ Pozo Productor

Se cargó un archivo (.fhf) para adjuntar el “histórico de producción” y cargar los eventos de los pozos inyector y productor. Este archivo se realiza a partir de un documento (.txt) contiene las información de producción de la prueba de desplazamiento con un formato específico que contiene fecha final, nombre del archivo “Production Data Field History Fiel, fecha inicial, numero de variables a utilizar, los nombres de la variables y las unidades de esas variables, el número de pozos y sus nombres, luego se coloca el valor de cada variable con respecto a la fecha.

En la Figura 4.24, se muestra el (.fhf) que fue utilizado en el modelo, en el que se cargó la información de tasas de petróleo, agua y liquido en el pozo productor y de tasa de inyección de agua en el pozo inyector en unidades de laboratorio en el tiempo que allí se indica en el formato de (año-mes-diaThora:min:seg).

```

** Rate values (e.g. oil rate) apply to the
previous period. Non-Rate values (e.g pressure)
are instantaneous.
2018-10-12
'Production Data Field History File'
2018 10 10
'ISO_DATE_FORMAT'
3
'oil Rate SC' 'water Rate SC' 'Liquid Rate SC'
'cm3/min' 'cm3/min' 'cm3/min'
8
'Productor 18-68'
2018-10-10T00:15:00      0      0      0
2018-10-10T00:34:24    0.0500  0.0000  0.0500
2018-10-10T00:53:48    0.1469  0.0000  0.1469
2018-10-10T01:32:36    0.0402  0.0000  0.0402
2018-10-10T02:33:12    0.0561  0.0259  0.0820
2018-10-10T06:29:24    0.0157  0.0343  0.0500
2018-10-11T06:29:24    0.0013  0.0488  0.0500

```

Figura 4.24. Histórico de producción empleado para el modelo

- Restricciones (Constrains): en la Figura 4.25, se muestra que el parámetro empleado fue el de la tasa de producción de líquido con la acción de CONT la cual implica que la acción a tomar en caso de una violación consiste en cambiar una ejecución operativa en este límite y continuar con la simulación.

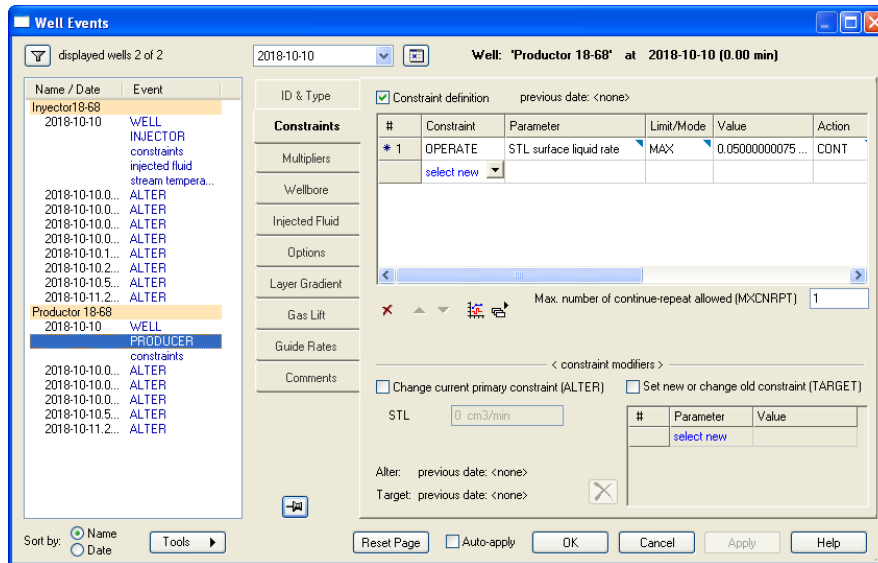


Figura 4.25. Ventana de constrains del prozo productor.

4.10 Dato de salida I/O Control

Se especificaron los parámetros térmicos y variables que se requieren como datos de salida, éstas son las variables que se podrán graficar para estudiar con la herramienta Results Graph de CMG objetivo del análisis del trabajo.

- Capacidad calorífica volumétrica (HEATCAP)
- Conductividad térmica de la formación (roca + fluidos) (THCONDUCT)
- Conductividad térmica de la roca (THCOMPRES)
- Temperatura (TEMP)
- Viscosidad del petróleo (VISO)
- Saturación de agua (Sw)

4.11 Sensibilidades

En la tabla 5.1, se observan los valores mínimos y máximos permitidos por el simulador STARS®, también el valor representativo de valores de conductividad para cada fase a 25°C. Adicionalmente se añadieron los valores de conductividad a la temperatura de referencia obtenido por las pruebas experimentales, todos estos valores fueron los empleados para el estudio de sensibilidad de conductividad térmica. Análogamente en la tabla 5.3, se

observan los valores que especifica el manual del simulador como valores mínimos y máximos, también valores representativos de capacidad calorífica volumétrica. Los valores representativos de conductividad y de capacidad calorífica volumétrica del simulador se emplearon para comparar con los valores obtenidos en el laboratorio y analizar la diferencia en el valor típico de arenas consolidadas como lo indica el simulador y las arena no consolidadas como es nuestro caso de estudio.

4.11.1 Sensibilidad de la conductividad térmica total

Se realizaron corridas con el modelo «Discreta *Complex*» variando los valores de conductividad térmica de la roca, petróleo y agua) y graficando en la celda (25, 1, 1) los valores de conductividad total y la temperatura para los tres valores asignados (valor mínimo, valor máximo y valor a tr) en el estudio por separado de cada elemento para determinar cuál es el elemento que mayor impacto causa en la temperatura.

4.11.1.1 Variación de los parámetros en tres celdas

Se empleó el modelo «Discreta *Complex*» para graficar la conductividad térmica, capacidad calorífica, saturación de agua y temperatura en función del tiempo, específicamente en tres celdas del modelo (2, 1, 1) (25,1 ,1) y (49, 1, 1) para estudiar el efecto de los parámetros térmicos en las diferentes celdas con el valor de conductividad que mayor variación causa en la temperatura con respecto al modelo base.

4.11.2 Sensibilidad de la Capacidad Calorífica Volumétrica

Se realizaron corridas con los modelos «Discreta *Complex* con *Thcontab*» e «Integral *Complex* *Thcontab*» realizando variaciones en los valores de capacidad calorífica volumétrica de la roca (C_{vr}) en la celda (25, 1, 1); los valores asignados fueron los valores máximo, mínimo y el correspondiente de las pruebas a la temperatura de referencia.

4.12 Efecto de habilitar Thcontab en un modelo discreto

A través de los modelo «Discreta *Complex*» y «Discreta *Complex* con *Thcontab*» se realiza una comparación del valor de la conductividad térmica total del sistema de un modelos discretos y por otro lado, habilitando la opción *Thcontab*.

4.13 Efecto de habilitar Thcontab en un modelo integral

Por medio de los modelos «Integral *Complex*» e «Integral *Complex* con *Thcontab*» se estudia la comparación de habilitar la opción *Thcontab* en el modelo integral.

4.14 Contraste al comprar modelo discreto con modelo integral

«Discreta *Complex*» y «Integral *Complex*» En la Figura 5.14, se pueden comparar los valores de conductividad térmica considerando el modelo cargando de forma discreta e integral.

4.15 Contraste al comprar modelo discreto con Thcontab con modelo integral Thcontab

Con los modelos «Discreta *Complex* con *Thcontab* » e « Integral *Complex* con *Thcontab*» se realiza la comparación de los valores conductividad térmica total y conductividad térmica de la roca de los modelos.

CAPÍTULO V

ANALISIS DE RESULTADOS

5.1 Sensibilidades

A continuación se presentan los resultados de las sensibilidades de los modelos empleados para el estudio de la conductividad térmica y de la capacidad calorífica volumétrica.

5.1.1 Sensibilidad de la Conductividad Térmica

En la tabla 5.1 se presentan los valores finales de la conductividad térmica del agua, roca y petróleo para cada una de las sensibilidades, estos valores son los experimentales de conductividad térmica con los valores de conductividad térmica que el simulador señala como representativos y poder hacer una comparación del rango de valores y similitud para estimar si se encuentra en un valor correspondiente de su respectivo elemento. Para ello se llevaron los valores obtenidos a temperatura de 80°C a una temperatura de 25°C. El valor experimental de conductividad de la roca se encuentra por debajo del valor sugerido lo que se debe a que el valor de conductividad térmica de las arenas no consolidadas son menores a los valores de conductividad térmica de las arenas consolidadas que representa el valor de conductividad térmica del valor representativo que estipula el simulador.

Tabla 5.1 Valores de conductividad térmica de STAR y obtenido experimentalmente

Nombre	Keyword	Valor mínimo permitido por STAR (J/cm·min°C)	Valor máximo permitido por STAR (J/cm·min°C)	Valor representativo para STAR a 25°C (J/cm·min°C)	Valores experimentales a 80°C (J/cm·min°C)	Valores experimentales a 25°C (J/cm·min°C)
Conductividad de la roca	Thconr	0.000100	69.445780	1.903810	0.015281	0.042480
Conductividad del agua	Thconw	0.000100	69.445780	0.372108	0.400000	0.368100
Conductividad del petróleo	Thcono	0.000100	69.445780	0.077831	0.067005	0.069084

En la tabla 5.2 se observan las sensibilidades realizadas para la conductividad térmica cada elemento.

Tabla 5.2 Sensibilidades de la conductividad térmica

Sensibilidades	Kr	Ko	Kw
1	Valor máximo	Valor a Tr	Valor a Tr
2	Valor a Tr	Valor máximo	Valor a Tr
3	Valor a Tr	Valor a Tr	Valor máximo
4	Valor mínimo	Valor a Tr	Valor a Tr
5	Valor a Tr	Valor mínimo	Valor a Tr
6	Valor a Tr	Valor a Tr	Valor mínimo
Modelo base	Valor a Tr	Valor a Tr	Valor a Tr

5.1.1.1 Sensibilidad en la conductividad térmica del agua

Como se observa en la Figura 5.1, se realizan el modelo base y las sensibilidades 3 y 6, es decir, la variación de los valores de la conductividad en la fase acuosa, se observó poca variación en la temperatura una diferencia de 0.56 °C y error de 0.64% para $k_w = 0.00010 \text{ J/cm} \cdot \text{min} \cdot \text{°C}$ y diferencia de 0.75 °C y error de 0.92% para $k_w = 69.44578 \text{ J/cm} \cdot \text{min} \cdot \text{°C}$ con respecto a los valores del modelo base. La temperatura de la celda disminuye muy poco a medida que se le aumenta el valor de conductividad del agua. El mayor error relativo que alcanza la conductividad térmica al aplicar $k_w = 0.00010 \text{ J/cm} \cdot \text{min} \cdot \text{°C}$ es de 0.47% mientras que al aplicar $k_w = 69.44578 \text{ J/cm} \cdot \text{min} \cdot \text{°C}$ es de 57.69% (ANEXO C).

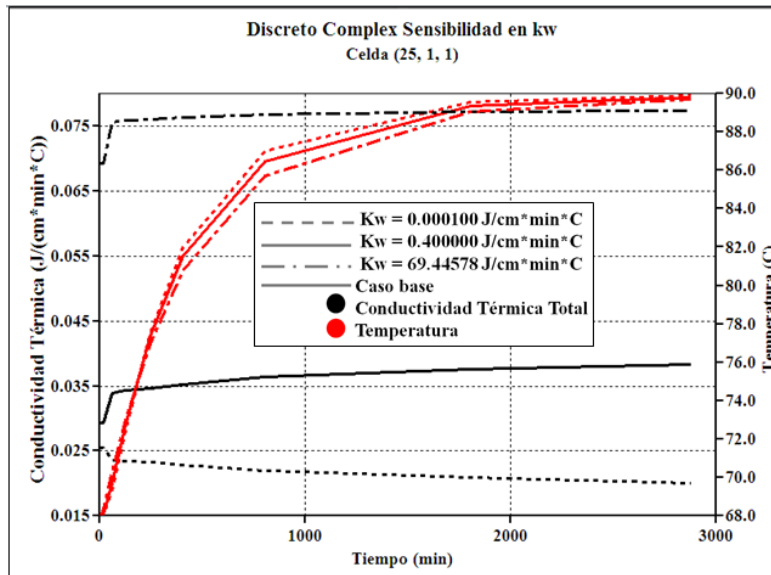


Figura 5.1. Influencia de la variación del valor de conductividad del agua en la temperatura

5.1.1.2 Sensibilidad en la conductividad térmica del petróleo

Se realiza el modelo base y las sensibilidades 2 y 5 y se observa que entre la curva de la temperatura para $k_o = 0.00010 \text{ J/cm} \cdot \text{min} \cdot \text{°C}$ y la curva de temperatura del modelo base, se observa una diferencia de 0.16 °C y error de 0.19% por ser valores cercanos, visualmente ocurre un solapamiento entre ambas curvas de temperatura, caso contrario al comparar la curvas de temperatura del modelo base con la curva de temperatura de $k_o = 69.44578 \text{ J/cm} \cdot \text{min} \cdot \text{°C}$ presenta una diferencia de 0.82 °C y error de 1% . Al aumentar los valores de conductividad térmica de la fase oleica es poca la disminución de la temperatura de la celda. El mayor error relativo que alcanza la conductividad térmica al aplicar $k_o = 0.00010 \text{ J/cm} \cdot \text{min} \cdot \text{°C}$ es de 0.29% mientras que al aplicar $k_o = 69.44578 \text{ J/cm} \cdot \text{min} \cdot \text{°C}$ es de 62.13% (ANEXO C).

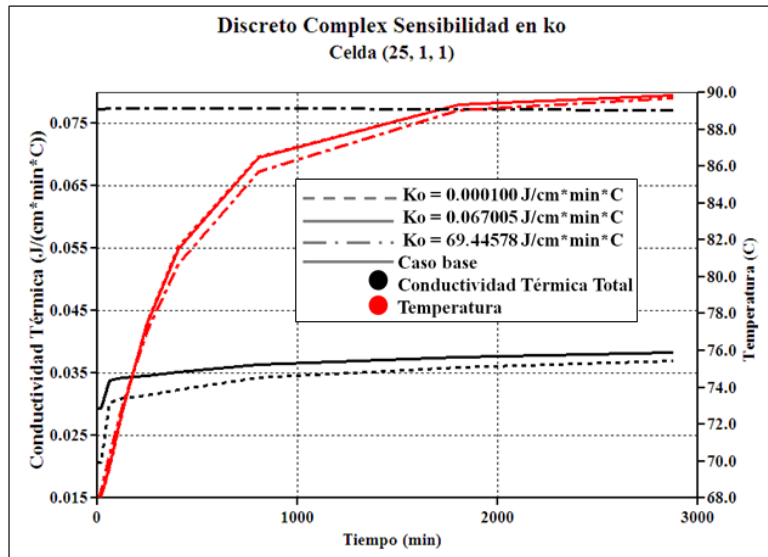


Figura 5.2. Influencia de la variación del valor de conductividad del petróleo en la temperatura

5.1.1.3 Sensibilidad en la conductividad térmica de la roca

Se comparan el modelo base y las sensibilidades 1 y 4. Se recurrió a una gráfica del tipo logarítmica para representar los valores de conductividad total ya que los valores introducidos afectan notablemente la temperatura con una diferencia de 4.74 °C y error de 5.70% para $k_r = 0.00010 \text{ J/cm}\cdot\text{min}\cdot\text{°C}$ y una diferencia de 1.64 °C y error de 1.98% para $k_r = 69.44578 \text{ J/cm}\cdot\text{min}\cdot\text{°C}$ y pueden causar un cambio de conductividad térmica final en la celda de para $k_r = 0.00010 \text{ J/cm}\cdot\text{min}\cdot\text{°C}$ diferencia de 0.04 $\text{J/cm}\cdot\text{min}\cdot\text{°C}$ y error de 0.99% para $k_r = 69.44578 \text{ J/cm}\cdot\text{min}\cdot\text{°C}$ diferencia de 3.19 $\text{J/cm}\cdot\text{min}\cdot\text{°C}$ y error de 98.81% (ANEXO C).

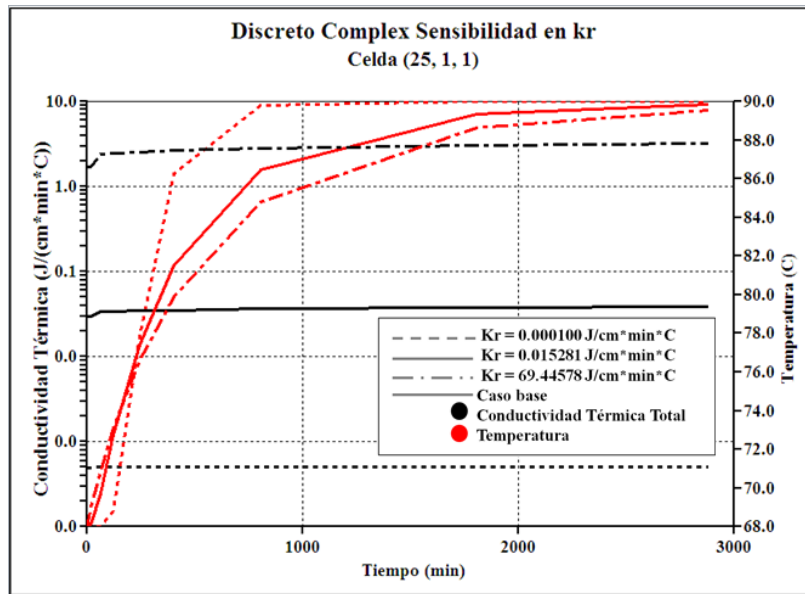


Figura 5.3. Influencia de la variación del valor de conductividad de la roca en la temperatura

Basado en lo observado, se puede inferir que es la fase sólida de la roca causa más variación en la temperatura 5.70% al realizarle la variación en los valores de conductividad térmica de la roca específicamente en $kr = 0.00010$ $J/cm^2 \cdot min \cdot ^\circ C$ y un error de 98.81% para $kr = 69.44578$ $J/cm^2 \cdot min \cdot ^\circ C$, este comportamiento se puede atribuir a la ecuación aplicada y al valor de conductividad irreal de conductividad térmica empleada ya que es 36.47 veces mayor al valor típico. Mientras la variación de la conductividad térmica en los fluidos tuvieron un similar comportamiento que no representaban una influencia marcada en la temperatura arrojando un error relativo $>1\%$ (ANEXO C). Al aumentar los valores de conductividad térmica la temperatura de la celda disminuye lo que es coherente ya que contribuye a la propagación del calor pero afecta en mayor escala a este caso. En el ANEXO B, se presenta con más detalle los valores en los que oscilan las curvas de conductividad térmica y la temperatura final que se alcanza respectivamente. Acotando que en general ocurre un aumento de la conductividad durante el proceso de inyección de agua caliente y que aquellas conductividades térmica que presentan una leve disminución con el aumento de la temperatura son las sensibilidades 2 y 6 lo

cual se debe a la disminución de la saturación de crudo que en el caso de $k_o = 69.44578 \text{ J/cm} \cdot \text{min}^\circ\text{C}$, el cual es la conductividad térmica con mayor valor. Por otro lado en $k_w = 0.00010 \text{ J/cm} \cdot \text{min}^\circ\text{C}$ ocurre que el menor valor corresponde a la conductividad térmica del agua la cual aumenta su saturación y como la conductividad térmica total se basa en una ecuación de ponderación por volumen hace que el valor de conductividad térmica total tienda a la conductividad con el mayor volumen.

La sensibilidad de la conductividad térmica de la roca afecta inversamente a la temperatura como a la capacidad calorífica, obteniéndose así una curva de mayor capacidad calorífica al introducir el menor valor de conductividad de la roca y viceversa, figura 5.4.

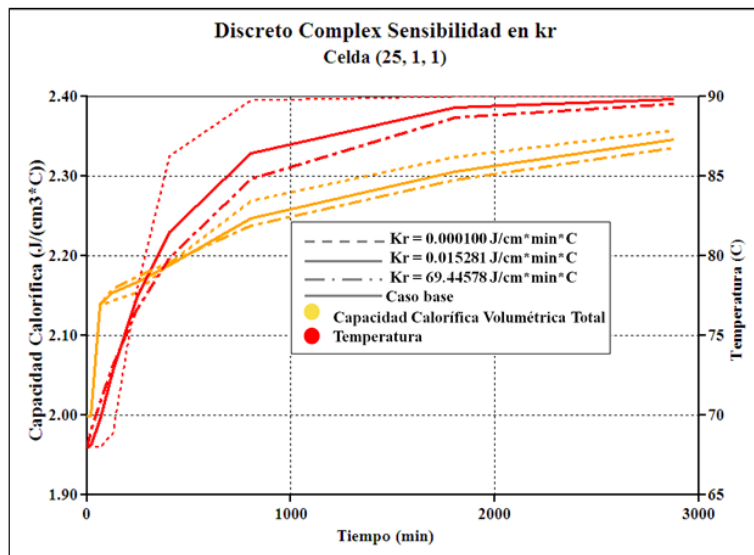


Figura 5.4. Influencia de la variación del valor de conductividad de la roca en la capacidad calorífica volumétrica

En la Figura 5.5, se observa como el aumento de la conductividad incrementa el avance del agua proporcionalmente, al disminuir la conductividad, aumenta la temperatura lo cual ayuda a la disminución de la viscosidad del crudo y aumentado la movilidad y beneficiando la extensión de la saturación de agua en la celda.

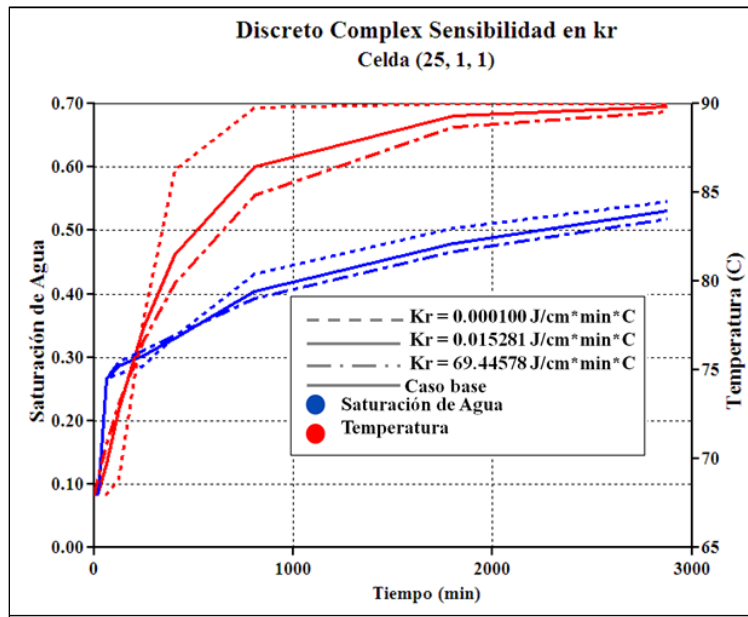


Figura 5.5. Influencia de la variación del valor de conductividad de la roca en el avance de inyección de agua

5.1.1.3.1 Variación de los parámetros en tres celdas

En las Figura 5.6 y 5.7, se graficaron la conductividad térmica, capacidad calorífica, saturación de agua y temperatura en función del tiempo, al aplicar la sensibilidad 4, específicamente en tres celdas del modelo (2, 1, 1) (25,1 ,1) y (49, 1, 1), donde se observa como el frente de agua trae consigo el aumento de la temperatura, la capacidad calorífica y la conductividad térmica sienten el más afectado la celda (2, 1, 1), la cual es la celda más próxima al pozo inyector ya que es por medio del cual se inyecta el agua caliente.

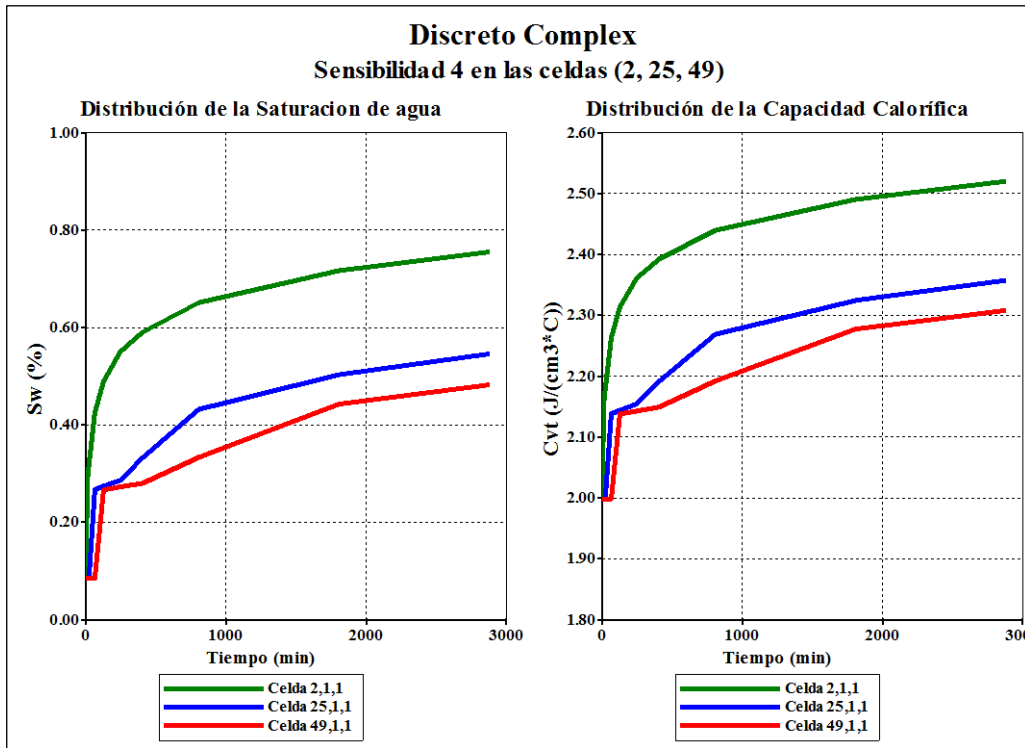


Figura 5.6. Saturación y capacidad de $k_r = 0.00010 \text{ J/cm}^3 \cdot \text{min} \cdot ^\circ\text{C}$

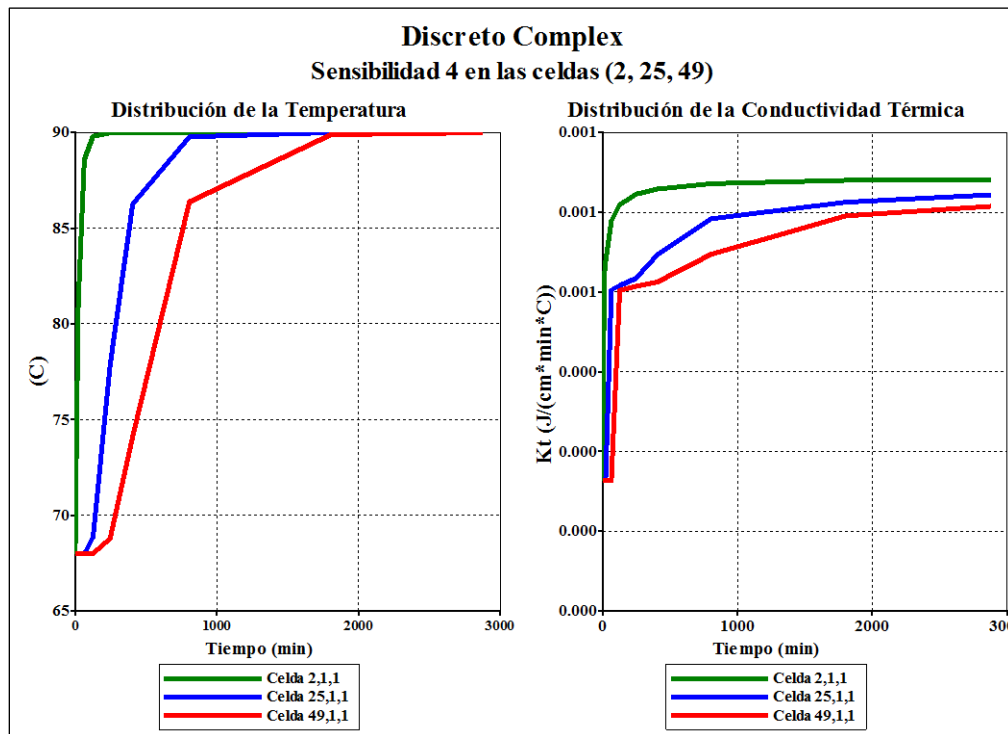


Figura 5.7. Temperatura y conductividad de $k_r = 0.00010 \text{ J/cm}^3 \cdot \text{min} \cdot ^\circ\text{C}$

5.1.2 Sensibilidad de la Capacidad Calorífica Volumétrica

En la tabla 5.3 se observa que existe una diferencia entre el valor representativo del simulador que trae por defecto a 25°C y el valor experimental extrapolado a 25°C apreciándose que el valor de la capacidad calorífica volumétrica experimental es mayor por lo que establece que las arenas no consolidadas requieren mayor cantidad de energía en forma de calor para aumentar la temperatura.

Tabla 5.3 Valores de capacidad calorífica volumétrica de STAR y obtenido experimentalmente

Nombre	Keyword	Valor mínimo permitido por STAR (J/cm ³ °C)	Valor máximo permitido por STAR (J/cm ³ °C)	Valor representativo para STAR a 25°C (J/cm ³ °C)	Valores experimentales a 80°C (J/cm ³ °C)	Valores experimentales a 25°C (J/cm ³ °C)
Capacidad Calorífica Volumétrica de la roca	Rockcp	0	100	2.3470	1.8513	3.7598

En la tabla 5.4 se observar las sensibilidades realizadas para la capacidad calorífica volumétrica.

Tabla 5.4 Sensibilidades de la capacidad calorífica volumétrica de la roca

Sensibilidades	Cvr
7	Valor máximo
8	Valor mínimo
Modelo base	Valor a Tr

Al graficar el modelo base y las sensibilidades 7 y 8 se observa en la Figura 5.8 (izquierda) que la saturación del agua es mayor al usar la sensibilidad 8 de la Tabla 5.4 es decir, el menor valor de capacidad calorífica volumétrica (Cvr = 0 J/cm³°C), el modelo base tiene un comportamiento semejante debido a la cercanía de sus valores de capacidad calorífica volumétrica, caso contrario al introducir la sensibilidad 7 de la Tabla 5.4 (Cvr = 100 J/cm³°C) pues este caso presenta una curva que muestra un suave incremento luego de los 246 minutos

de iniciar la inyección. En la Figura 5.8 (derecha) se representan tres rectas casi constantes producto de introducir los valores de la tabla 5.3 en la ecuación 6 su comportamiento de recta horizontal se debe a la poca variación de capacidad calorífica con respecto al incremento de temperatura. Por otro lado, en la Figura 5.9 (izquierda) se aprecia la variación de la temperatura y que el mínimo valor de capacidad arroja como resultado un abrupto aumento de la temperatura de la celda, seguida por la curva del modelo base y por último la curva de máximo valor de capacidad demostrando que solo aumenta la temperatura de la celda hasta $71,4^{\circ}\text{C}$ lo cual se debe a que el aumento de la temperatura está asociado a la saturación de agua y la sensibilidad que obtenga una mayor saturación obtendrá también una mayor temperatura y viceversa. Con respecto a la conductividad térmica al introducir el mayor valor de capacidad calorífica demostró ser la curva con un aumento de pendiente casi vertical los primeros minutos del desplazamiento consecuencia de incremento de saturación de agua y luego de los 900 minutos tiende a un valor constante de $0.039 \text{ J/cm}\cdot\text{min}^{\circ}\text{C}$, mientras las otras dos curvas muestran un aumento al inicio del proceso y alcanza un punto crítico en el minuto 64 decayendo hasta los 400 minutos alcanzando en ese punto un menor valor de conductividad térmica la sensibilidad del menor valor de capacidad calorífica volumétrica.

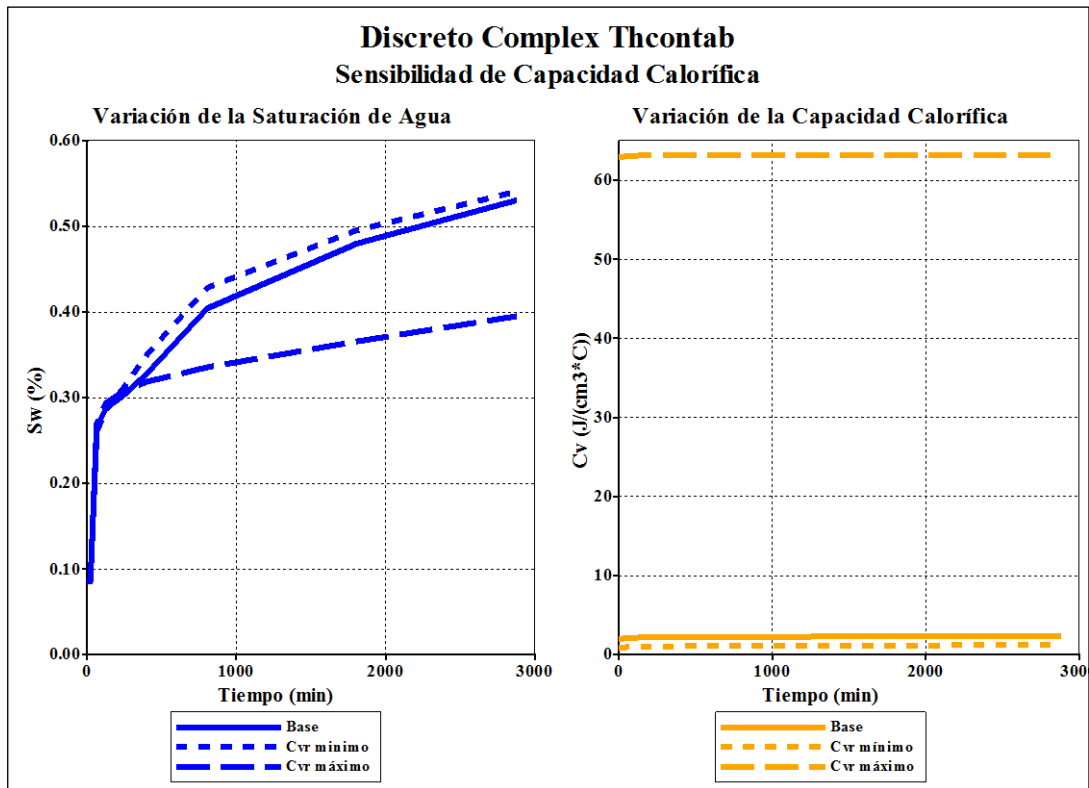


Figura 5.8. Variación de la saturación del agua y de la capacidad calorífica volumétrica al realizar la sensibilidad de la capacidad calorífica volumétrica en el modelo discreto *Complex Thcontab*

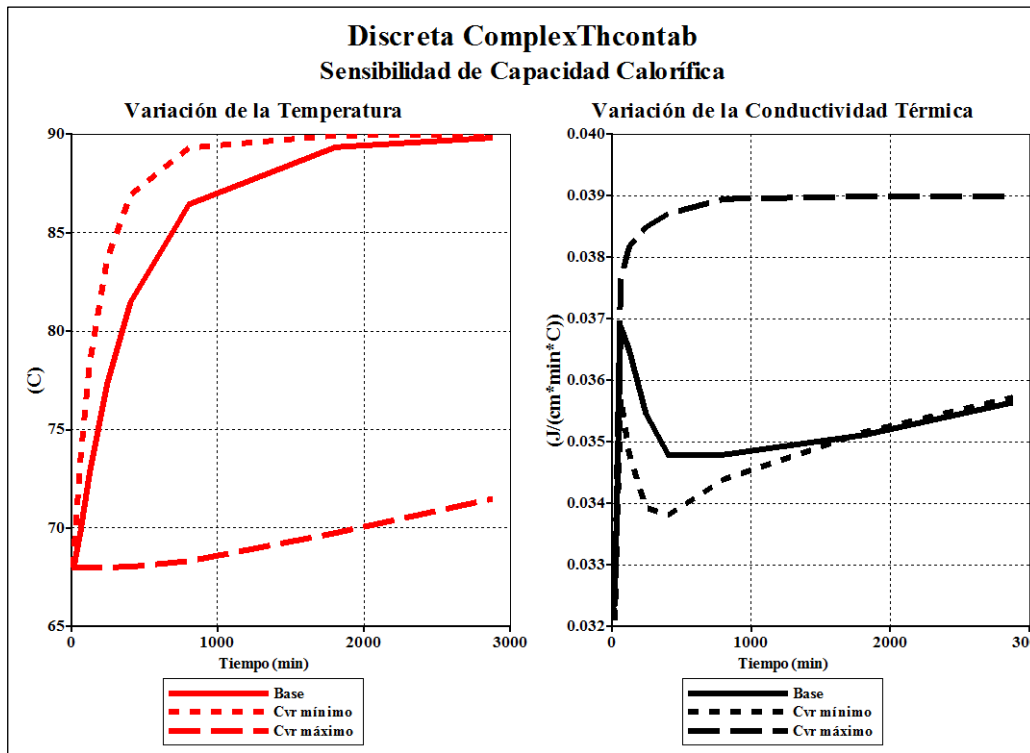


Figura 5.9. Variación de la temperatura y la conductividad térmica al realizar la sensibilidad de la capacidad calorífica volumétrica en el modelo discreto *Complex Thcontab*

Las Figura 5.10 y 5.11, muestran graficas similares a las Figura 5.8 y Figura 5.9 del modelo cargado con valores de forma integral, se obtienen las mismas observaciones en la saturación tanto para la capacidad calorífica volumétrica y temperatura. Sin embargo, en el parámetro de la conductividad térmica presentan curvas que incrementan a medida que la temperatura aumenta. Debido a que la variación de la saturación no afecta el valor de conductividad total, como consecuencia de la restricción de aumentar con la temperatura por medio de la herramienta *Thcontab* para todas las fases con el mismo valor.

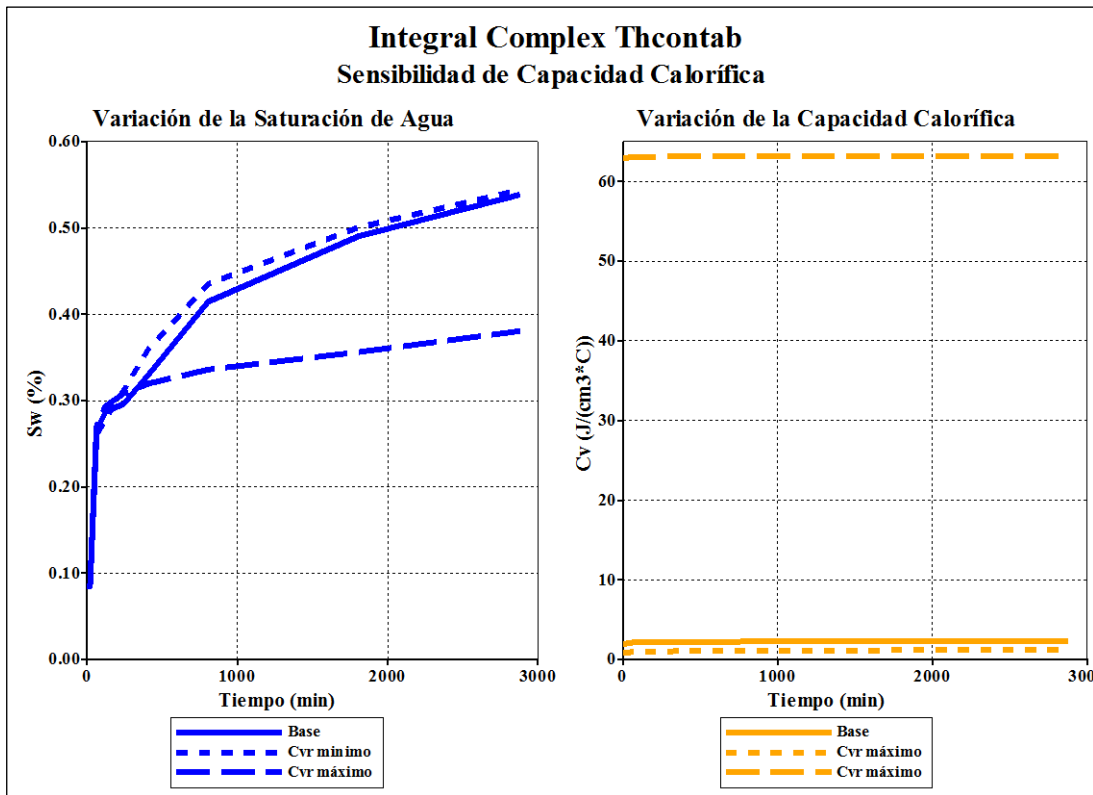


Figura 5.10. Variación de la saturación del agua y de la capacidad calorífica volumétrica al realizar la sensibilidad de la capacidad calorífica volumétrica en el modelo integral *Complex Thcontab*

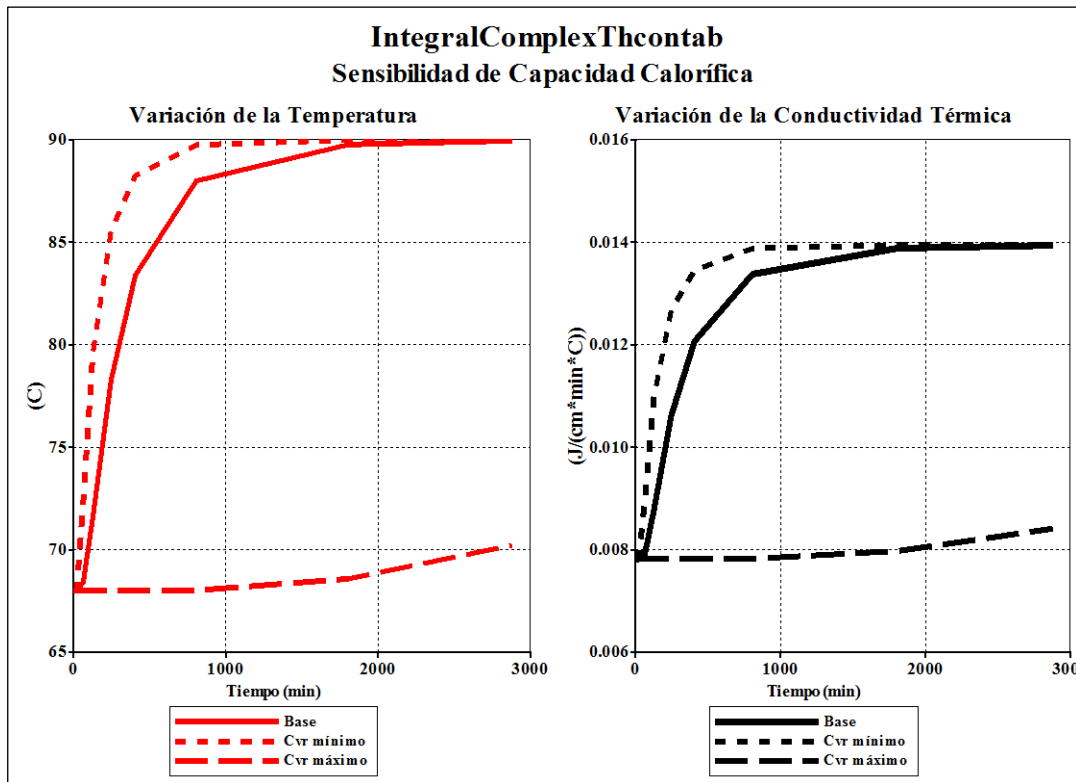


Figura 5.11. Variación de la temperatura y la conductividad térmica al realizar la sensibilidad de la capacidad calorífica volumétrica en el modelo integral *Complex Thcontab*

5.2 Efecto de habilitar *Thcontab* en un modelo discreto

En la Figura 5.12, se puede observar la contraposición de estudiar la conductividad térmica total del sistema de un modelos discretos, introduciendo un solo valor constante de la conductividad para cada fase respectiva y por otro lado, habilitando la opción *Thcontab* que permite especificar la variación de las conductividades de cada fase con respecto a la variación de la temperatura y además permite la opción de graficar la curva de conductividad de la roca, la cual es decreciente al transcurrir el tiempo y el aumento de la temperatura. Al comparar ambas curvas de conductividad térmica total se puede distinguir una curva creciente que pertenece valores constantes de conductividad térmica para cada fase, mientras que la curva que emplea *Thcontab* se compone de tres tendencias, ambas curvas muestran al inicio un crecimiento pronunciado debido al aumento de la saturación del agua, la curva con *Thcontab* una segunda

sección que muestra un decrecimiento luego de un punto crítico a los 64 minutos y luego a partir de los 400 minutos una sección de valores constantes que presenta un ligero incremento, sin embargo, las curvas solo presentan una diferencia en promedio de $0.000183 \text{ J/cm}\cdot\text{min}^\circ\text{C}$ y un error de 0.5%.

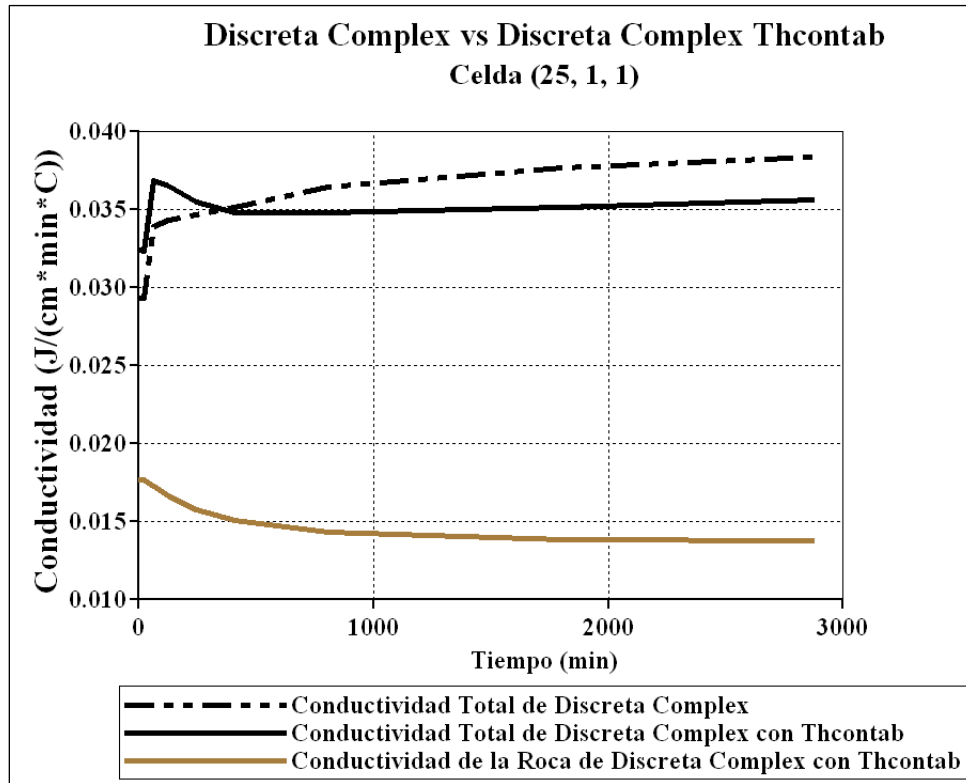


Figura 5.12. Contraste entre la conductividad total de un modelo discreto *Complex* y un modelo discreto *Complex* con *Thcontab*

5.3 Efecto de habilitar *Thcontab* en un modelo integral

En la Figura 5.13, se expone la comparación de habilitar la opción *Thcontab* en el modelo integral *Complex*. La conductividad térmica total del sistemas al introducir los valores constantes de conductividad (Curva 1), se describe una conductividad constante en el tiempo con una recta de pendiente cero con el mismo valor que se introdujo en el simulador, cada fase con el mismo valor de conductividad y por balance de masa incrementar la saturación de agua, disminuye proporcionalmente la saturación de petróleo manteniéndose constante la porosidad, lo cual indica un mismo valor volumétrico de roca en la

ecuación de volumen ponderado que calcula la conductividad térmica total, quien arroja el mismo resultado en cada paso de tiempo. Mientras que al habilitar la opción *Thcontab* es igualmente asignando el mismo valor de conductividad térmica para todas las fases, pero indicando la variación con la temperatura se permite observar que la conductividad térmica de la roca y la total del sistemas presentan unas curvas solapadas que incrementan con el transcurrir del tiempo.

Análogamente estas curvas son iguales por el balance de materiales, el aumento de la curva se debe a la variación de los valores de conductividad a través del tiempo según indica la tabla *Thcontab*. Al comparar ambas curvas de conductividad térmica total se observa una diferencia de 0.0002163 J/cm·min°C y un error de 1.9% (ver ANEXO D).

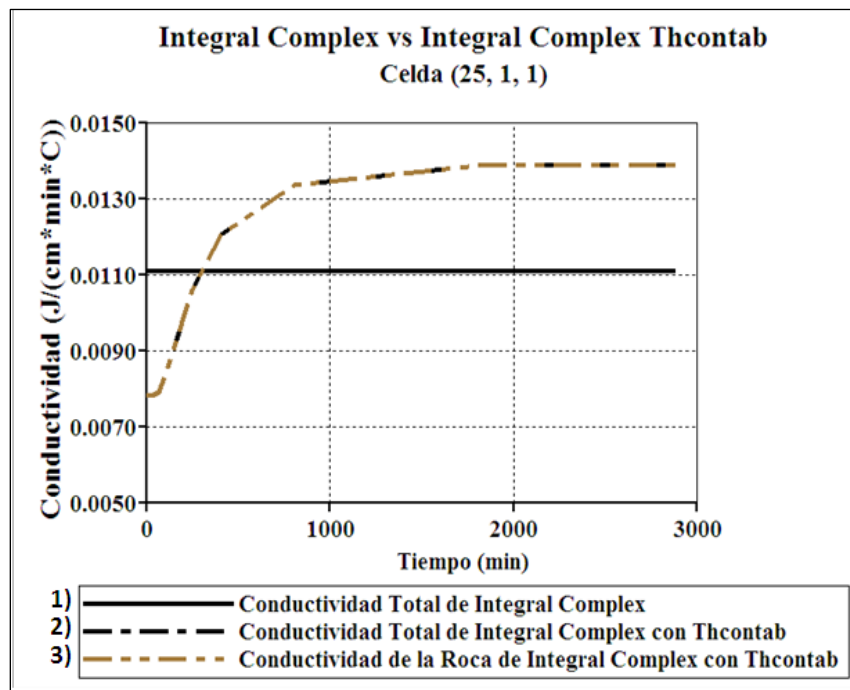


Figura 5.13 Contraste de la conductividad total de un modelo integral *Complex* y la conductividad total y de la roca de un modelo integral con *Thcontab*

5.4 Contraste al comprar modelo discreto con modelo integral

En la Figura 5.14, se pueden comparar los valores de conductividad térmica considerando el modelo cargando de forma discreta e integral. La capacidad calorífica y la saturación no se ven afectadas por el tipo de modelo que se emplee, la temperatura al contrario, si representa una diferencia de 1.02 % entre los minutos 400 y 800. En el modelo discreto la conductividad es 3.45 veces mayor al modelo integral manteniéndose este en el valor contante de 0.011100 J/cm·min°C y por el contrario el modelo discreto iniciando en 0.0293004 J/cm·min°C y ascendiendo hasta el valor de 0.038362 J/cm·min°C, esto se debe que aunque el simulador emplea la ecuación 8 con los valores de conductividad de cada elementos (roca, agua y petróleo) constantes a través del tiempo, pero las saturaciones varían a través del tiempo, éstos cambios en las saturaciones hacen que la conductividad térmica total ascienda tendiendo a la conductividad de quien incrementa su saturación, éste es el caso del agua y la cual posee una conductividad mayor. Ambas curvas tienen una diferencia de 0.022731 J/cm·min°C y un error de 67.2 % (ANEXO E).

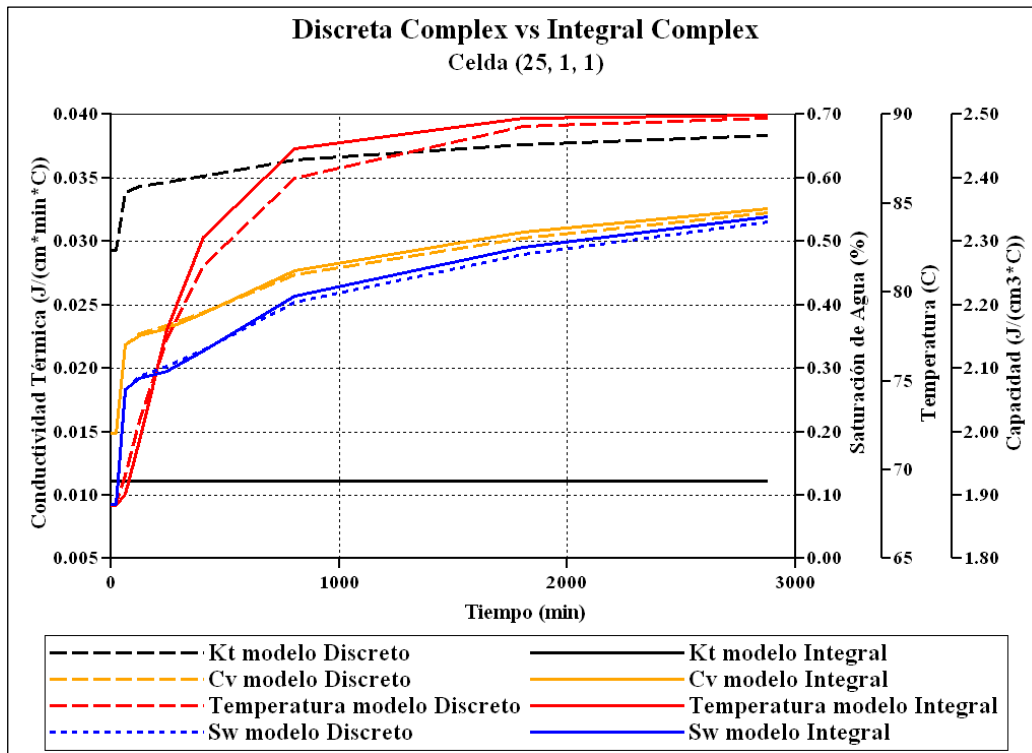


Figura 5.14. Comparación entre las curva de la conductividad, capacidad calorífica, temperatura y saturación total de un modelo discreto *Complex* con un modelo integral *Complex*

5.5 Contraste al comprar modelo discreto con Thcontab con modelo integral Thcontab

Aunque ambos modelos (integral y discreto) fueron ejecutados con *Thcontab* lo que permite para ambos casos graficar la conductividad térmica de la roca, solo se graficó para el modelo discreto (Figura 5.15) ya que al realizar un modelo integral la conductividad térmica de la roca es la misma que la conductividad térmica total y ambas curvas se solapan. En el modelo discreto, se aprecia que la conductividad térmica de la roca disminuye al transcurrir del tiempo donde ocurre el aumento de temperatura tal y como lo enuncia Messmer (1980) afirma “La conductividad térmica de las arenas no consolidadas disminuyen con el aumento de la temperatura, debido a los efectos del mineral cuarzo, que es un material cristalino con propiedades térmicas anisotrópicas, presente en estos sistemas”. El cuarzo que es el mineral que predomina en las areniscas según estudios llevados a cabo en PDVSA - Intevep (2016) mediante Difracción de

Rayos X determinaron que posee mayor porcentaje (66%) presente en el sistema de yacimiento petrolífero campo Petrocarabobo. En las curvas de conductividad térmica total entre los modelo discreto e integral se obtuvo una diferencia en promedio de $0.023130 \text{ J/cm} \cdot \text{min}^\circ\text{C}$ y un error de 212.5% y entre las curvas de conductividad térmica de la roca una diferencia en promedio de $0.004859 \text{ J/cm} \cdot \text{min}^\circ\text{C}$ y un error de 44.6% (ANEXO F).

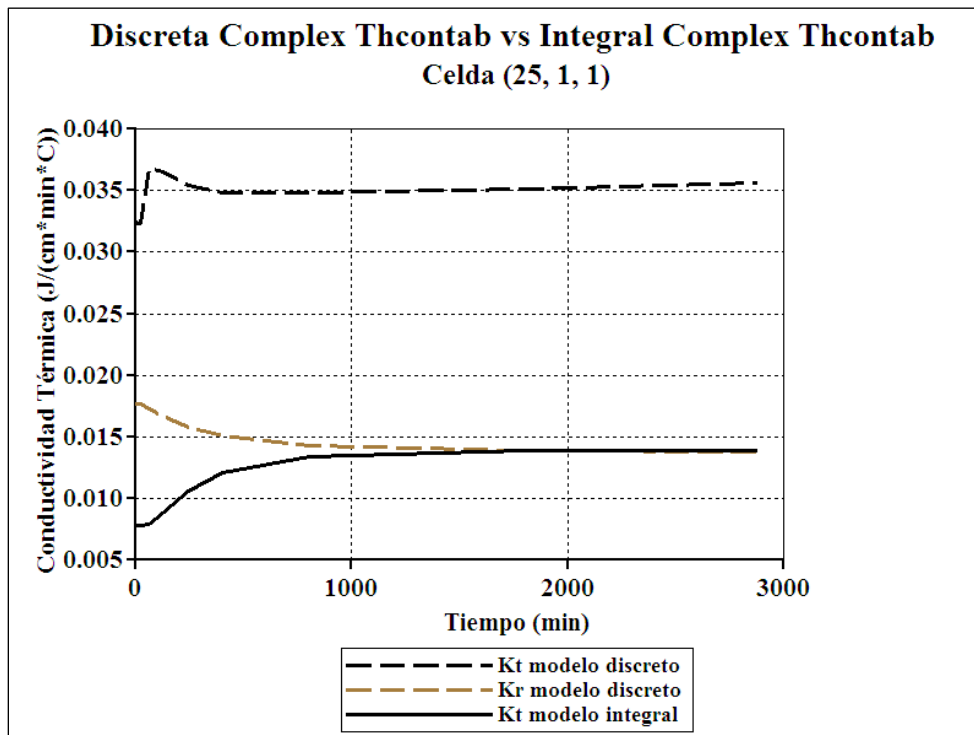


Figura 5.15. Comparación entre las curva de la conductividad total de un modelo discreto *Complex Thcontab* y un modelo integral *Complex Thcontab*

CONCLUSIONES

- Las arenas consolidadas secas pueden tener una conductividad térmica mayor que las arenas no consolidadas sin fluidos con la misma composición, debido a que ocupa mayor proporción volumétrica en un volumen determinado, es decir, hay mayor contacto entre los poros de la matriz.
- El cálculo de la conductividad total del sistema se realiza mediante el método *Complex* debido a que utiliza la ecuación de mezcla no lineal recomendada por CMG, tomando en cuenta las conductividades y saturaciones de los fluidos presentes e interrelaciones entre las fases.
- En modelo integral *Thcontab* todos los valores de conductividad térmica aumentan sin importar el comportamiento particular con la temperatura así como el orden de magnitud de cada fase (roca, agua, petróleo y gas); por lo tanto, no representa el comportamiento real de la transferencia de calor en el medio poroso.
- Se concluye que es la roca la fase que causa más variación en la temperatura al realizarle la variación en los valores de conductividad térmica de la roca, un error de 5.70% al asignar $k_r = 0.00010 \text{ J/cm}^*\text{min}^\circ\text{C}$ y un error de 98.81% para $k_r = 69.44578 \text{ J/cm}^*\text{min}^\circ\text{C}$.
- Al contrastar los modelos cargados de forma discreta e integral se contempla que las curvas de conductividad total tienen un error relativo de 67.2 %.

- Entre los modelos discreto e integral cargados con thcontab se obtuvo que las curvas de conductividad térmica total presentaban un error de 212.5% y entre las curvas de conductividad térmica de la roca de ambos modelos un error de 44.6%.

- Debido al alto error entre los valores de conductividad térmica obtenida entre las curvas de los modelos cargados de forma discreta e integral no se pueden considerar como modelos equivalentes.

- Al realizar el estudio de los efectos de variar los valores de la capacidad calorífica volumétrica de la roca se encontró que al asignar el valor máximo ocurre una disminución importante en los valores de la saturación de agua y temperatura de los modelos discreto e integral. Por otro lado en el caso de la conductividad térmica causa un aumento de la curva para el modelo discreto y una curva por debajo de la curva del modelo base para el modelo integral.

RECOMENDACIONES

- Realizar estudio de determinación de propiedades térmica en muestras saturadas elaborando sensibilidades en las saturaciones de los fluidos presentes.
- Para representar las condiciones reales del yacimiento con un crudo vivo y tres fases (petróleo, agua y gas) se debe incluir un PVT del fluido para evaluar los procesos de transferencia de calor.
- Profundizar en el estudio de RMN y calorimetría para obtener los parámetros térmicos en todas las direcciones (I, J, K) del tapón ya que existe, en general, presentan un comportamiento anisotrópico y disminuye la certidumbre de las propiedades térmicas el considerar que el sistema tiene cualidades de Isotropía.
- Realizar modelos de simulación numérica suministrando los valores de conductividad térmica de forma discreta.

BIBLIOGRAFÍA

- Alvarado, D., Banzér, C. (2002). Recuperación térmica de Petróleo. Caracas.
- Anand, J. Somerton, W. H. Goma, E. (1973) Predicting Thermal Conductivities of formations From Other Know Properties, SPEJ, Vol. 13 (no.5) 267-273.
- Araujo, Y. (2004). Interacción roca - fluidos para sistemas de yacimientos (2da ed.). Los Teques: PDVSA - Intevep.
- Bear, J. (1972). Dynamics of Fluids in Porous Media. Dover publications, 3-8.
- Briceño, G. (2015). Transferencia de calor en los yacimientos petroleros y sus ecuaciones de estado. Universidad del Zulia.
- Cengel, Y. (2011). Transferencia de calor y masa (2da ed.). México: McGraw - Hill.
- Chekhonin, E. y otros (2013). Cuando las rocas se calientan: Propiedades térmicas de las rocas de yacimientos. Oilfield Review, Volumen 24 (no.3): 20-37
- CMG. (2013). Guía para el usuario. STARS® Simulador térmico avanzados de procesos y yacimientos. Calgary, Canadá.
- CMG. (2015). Curso Básico: Introducción a CMG
- Cook, J. (2016), La geomecánica, (vol28) Oilfield Review28. Schlumberger.
- Doumat, J. (2016). Evaluación de las propiedades térmicas del yacimiento no consolidado campo Petrocarabobo de la faja Petrolífera del Orinoco. Universidad Nacional Experimental “Francisco de Miranda”.
- Escobar. (2004). Fundamentos de la ingeniería de yacimientos. Universidad Surcolombia. Neiva: Huila.
- Ferrer, M. (2009). Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Maracaibo: Ediciones Astro Data S.A.
- Fiorillo, G. (1987). Exploration and Evaluation of the Orinoco Oil Belt, in Exploration for Heavy Crude Oil and Natural Bitumen, Editor R,F.Meyer, (no.25) AAPG Studies in Geology.

- Fourty A, Bertinetti M & Foussants A. (2003). Calor específico Calorimetría. Universidad Central de Venezuela, Caracas.
- Grillo, J., & Martinez, Y. (2015). Diseño de una metodología para determinar la mojabilidad en arenas no consolidadas a través de la tecnología de resonancia magnética nuclear (RMN). Trabajo de grado no publicado. Universidad Central de Venezuela, Caracas.
- Maiquiza, K. (2008). Estudio de recuperación mejorada de petróleo por inyección de agua caliente en un yacimiento de crudo pesado de un campo del oriente ecuatoriano. Trabajo de grado no publicado. Escuela Politécnica Nacional, Quito.
- Márquez, R., Díaz, L., & Cabrera, M. (2014). Methodology for determining Relative Permeability Curves in unconsolidated systems in heavy and extra heavy oils. HOLA Memory, 14-128.
- París de Ferrer, M. (2001). Inyección de agua y gas en Yacimientos petrolíferos. Ediciones Astro Data. Maracaibo
- PDVSA-Intevep. (2006). Interacciones roca - fluidos para la ingeniería de yacimientos. Permeabilidad Relativa. Los Teques.
- Petróleos de Venezuela S.A. (2010). Aspectos técnicos de la producción de reservas petroleras [Documento en línea]. Disponible: http://www.pdvsa.com/PESP/Pages_pespe/aspectostecnicos/produccion/reservas.html [Consulta: 2015, octubre 20]
- Prats, M. (1987). Procesos Térmicos de extracción de petróleo. Intevep y SPE. Los Teques, Venezuela
- Propiedades térmicas de los líquidos saturados. Facultad de ingeniería de la Universidad de Buenos Aires. [Documento en línea]. Disponible: <http://materias.fi.uba.ar/6731/Tablas/tabla9.pdf> [Consulta: 2018, junio 14]
- Puerta, O. (2015). Evaluación de la factibilidad de producción térmica a través de tecnología SAGD en un bloque de la empresa mixta Petroindependencia, campo Cerro Negro, FPO. Universidad Central de Venezuela.
- Sepúlveda, J. (2005). Simulación de Yacimientos: Principios, Conceptos y Construcción de Mallas.

Seto, A., & Bharatha, S. (1991). Thermal conductivity estimation from temperature logs. SPE, 5-10.

Somerton, W.H., Keese, J.A., Chu, S.L. (1974) Thermal Behavior of Unconsolidate Oil Sand, SPEJ. Vol. 13 (no. 5) 513-521.

Universidad Pedagógica Experimental Libertador. (2006). Manual de trabajos de grado de especialización y maestría y tesis doctorales. Caracas: FEDUPEL.

Zapata, O. Seminario de Grado (2013). Investigación Evaluativa.

ANEXOS

ANEXO A. Propiedades RMN de los fluidos de yacimientos. Fuente: Coates y cols. (1999)

Fluidos	T1 (ms)	T2 (ms)	T1/T2	Viscosidad (cP)
Salmuera	1 – 500	1 - 500	2	0.2 - 0.8
Petróleo Liviano	3000 – 4000	300 - 1000	4	0.2 - 100
Gas	4000 – 5000	30 - 60	80	0.011 - 0.014

ANEXO B. Valores promedio de conductividad térmica total al variar la conductividad de las fases

Figuras 5.1 - 5.3	Kt (J/cm·min°C)			Temperatura final (°C)
	Valor inicial	Valor final	Conductividad Promedio	
Sensibilidad 6	0.02543	0.020102	0.022766	89.9
Sensibilidad 3	0.069244	0.07729	0.073267	89.7
Sensibilidad 5	0.020747	0.036985	0.028866	89.8
Sensibilidad 2	0.07738	0,0771575	0.07738	89.7
Sensibilidad 4	0.000488	0.000506	0.000497	90
Sensibilidad 1	1.68611	3.22573	2.45592	89.6
Modelo base	0.0293	0.038362	0.033831	89.8

ANEXO C. Contraste de conductividad y temperatura entre sensibilidades de conductividad

Tiempo (min)	Temperatura (°C)		Conductividad (J/cm ² ·min·°C)		Temperatura (°C)		Conductividad (J/cm ² ·min·°C)	
	Diferencia	Error (%)	Diferencia	Error (%)	Diferencia	Error (%)	Diferencia	Error (%)
	Caso base vs Kw = 0.00010 J/cm²·min·°C				Caso base vs Kw = 69.44578 J/cm²·min·°C			
0	0	0	0.00	0.13	0.00	0.00	0.04	57.68539247
11.00	0.00	0.00	0.00	0.13	0.06	0.08	0.04	57.69
22.00	0.04	0.06	0.00	0.13	0.27	0.40	0.04	57.69
64.40	0.39	0.56	0.01	0.30	0.61	0.86	0.04	55.16
126.40	0.30	0.41	0.01	0.32	0.23	0.31	0.04	54.75
246.40	0.16	0.20	0.01	0.33	0.40	0.51	0.04	54.46
406.40	0.45	0.55	0.01	0.35	0.75	0.92	0.04	53.94
806.40	0.56	0.64	0.01	0.40	0.74	0.86	0.04	52.53
1806.39	0.21	0.24	0.02	0.45	0.27	0.31	0.04	51.21
1807.00	0.21	0.24	0.02	0.45	0.27	0.31	0.04	51.21
2880.00	0.07	0.08	0.02	0.48	0.10	0.11	0.04	50.37
Valor max	0.56	0.64	0.02	0.48	0.75	0.92	0.04	57.69
	Caso base vs Ko = 0.00010 J/cm²·min·°C				Caso base vs Ko = 69.44578 J/cm²·min·°C			
0.00	0.00	0.00	0.01	0.29	0.00	0.00	0.05	62.13
11.00	0.00	0.01	0.01	0.29	0.07	0.10	0.05	62.13
22.00	0.04	0.06	0.01	0.29	0.30	0.44	0.05	62.13
64.40	0.10	0.15	0.00	0.11	0.61	0.88	0.04	56.25
126.40	0.05	0.07	0.00	0.10	0.23	0.32	0.04	55.68
246.40	0.07	0.09	0.00	0.09	0.40	0.52	0.04	55.28
406.40	0.16	0.19	0.00	0.08	0.82	1.00	0.04	54.62
806.40	0.08	0.09	0.00	0.06	0.76	0.88	0.04	52.90
1806.39	0.03	0.03	0.00	0.04	0.30	0.33	0.04	51.31
1807.00	0.03	0.03	0.00	0.04	0.30	0.33	0.04	51.31
2880.00	0.01	0.01	0.00	0.04	0.11	0.12	0.04	50.28
Valor max	0.16	0.19	0.01	0.29	0.82	1.00	0.05	62.13
	Caso base vs Kr = 0.00010 J/cm²·min·°C				Caso base vs Kr = 69.44578 J/cm²·min·°C			
0.00	0.00	0.00	0.03	0.98	0.00	0.00	1.66	98.26
11.00	0.01	0.01	0.03	0.98	0.49	0.72	1.66	98.26
22.00	0.09	0.14	0.03	0.98	0.92	1.35	1.66	98.26
64.40	1.72	2.53	0.03	0.99	1.11	1.59	2.36	98.59
126.40	3.92	5.70	0.03	0.99	0.34	0.47	2.45	98.62
246.40	0.45	0.58	0.03	0.99	0.79	1.02	2.52	98.64
406.40	4.74	5.49	0.03	0.99	1.61	1.98	2.60	98.67
806.40	3.33	3.71	0.04	0.99	1.64	1.89	2.79	98.71
1806.39	0.66	0.73	0.04	0.99	0.68	0.76	3.03	98.77
1807.00	0.66	0.73	0.04	0.99	0.68	0.76	3.03	98.77
2880.00	0.18	0.19	0.04	0.99	0.26	0.29	3.19	98.81
Valor max	4.74	5.70	0.04	0.99	1.64	1.98	3.19	98.81

ANEXO D. Contraste de conductividad total al habilitar *Thcontab* en modelos integrales

Figura 5.13	K (J/cm·min°C)			Diferencia	Error (%)
	Valor inicial	Valor final	Conductividad Promedio		
kt integral <i>Complex</i>	0.0111	0.0111	0.0111	0.000216	1.94
kt integral compex <i>Thcontab</i>	0.00782	0.013947	0.010884		
kr integral compex <i>Thcontab</i>	0.00782	0.013947	0.010884		

ANEXO E. Contraste de conductividad total entre modelo integral y discreto

Figura 5.14	K (J/cm·min°C)			Diferencia	Error (%)
	Valor inicial	Valor final	Conductividad Promedio		
kt integral <i>Complex</i>	0.0111	0.0111	0.0111	0.022731	67.19
kt discreta <i>Complex</i>	0.0293	0.038362	0.033831		

ANEXO F. Contraste de kt y kr entre modelo integral y discreto *Thcontab*

Figura 5.15	K (J/cm·min°C)			Diferencia	Error (%)
	Valor inicial	Valor final	Conductividad Promedio		
kt discreta <i>Complex Thcontab</i>	0.032386	0.035643	0.034014	0.02313	212.51
kt integral compex <i>Thcontab</i>	0.00782	0.013947	0.010884		
kr discreta <i>Complex Thcontab</i>	0.017683	0.013803	0.015743	0.004859	44.64
kt integral compex <i>Thcontab</i>	0.00782	0.013947	0.010884		