

EVALUACIÓN DE LA EFICIENCIA DE UN PROYECTO PILOTO DE INYECCIÓN
CONTINUA DE VAPOR, USANDO LAS LÍNEAS DE TENDENCIAS OBTENIDAS
DE LOS KPIS Y LAS PROPIEDADES DEL YACIMIENTO DE UN ESTUDIO DE
CASO

SEBASTIÁN RODRÍGUEZ GARCÍA
DIANA ALEJANDRA VILLAMIL LAYTON

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ D.C
2018

EVALUACIÓN DE LA EFICIENCIA DE UN PROYECTO PILOTO DE INYECCIÓN
CONTINUA DE VAPOR, USANDO LAS LÍNEAS DE TENDENCIAS OBTENIDAS
DE LOS KPIS Y LAS PROPIEDADES DEL YACIMIENTO DE UN ESTUDIO DE
CASO

SEBASTIÁN RODRÍGUEZ GARCÍA
DIANA ALEJANDRA VILLAMIL LAYTON

Proyecto integral de grado para optar por el título de
INGENIERO DE PETRÓLEOS

Director
HELMUT SALAZAR B.
Ingeniero de Petróleos

Co – Director
ANDRÉS FELIPE SUÁREZ B.
Ingeniero de Petróleos

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ D.C
2018

NOTA DE ACEPTACIÓN

Nota de aceptación

DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

Dr. JAIME POSADA DÍAZ

Vicerrector de Desarrollo y Recursos Humanos

Dr. LUIS JAIME POSADA GARCÍA-PEÑA

Vicerrectora Académica y de Posgrados

Dra. ANA JOSEFA HERRERA VARGAS

Decano de la Facultad de Ingenierías

Ing. JULIO CESAR FUENTES ARISMENDI

Director General de Investigación y Proyección Social

Dr. MANUEL CANCELADO JIMÉNEZ

Director Programa Ingeniería de Petróleos

Ing. JOSÉ HUMBERTO CANTILLO SILVA

Las directivas de la Universidad de América, los jurados calificadores y el cuerpo docente no son responsables por los criterios e ideas expuestas en el presente documento. Estos corresponden únicamente a los autores.

DEDICATORIA

A mis padres y demás familiares que siempre me apoyaron y motivaron para salir adelante, quienes con su experiencia de vida me mostraron el mejor camino a seguir.

A mis profesores, quienes me hicieron enamorar de la ciencia, les dedico este trabajo.

A mis amigos, quienes me acompañaron en esta etapa de mi vida, gracias por tan memorables experiencias.

A mi novia Andrea, quien me hizo el camino aún más feliz y me acompaña desde aquel primer semestre.

A todos ellos, gracias.

Sebastián Rodríguez García.

DEDICATORIA

A mis padres, Carlos y Blanca, por apoyarme en todas mis decisiones, por entregarme las herramientas necesarias y guiarme con el fin de ser la persona que soy hoy en día, gracias por su apoyo incondicional.

A mi hermano Andrés, por ser mi gran compañía, por apoyarme, ayudarme y reír juntos en cualquier momento de mi vida.

A Dios gracias por ser mi guía y por haberme llenado de bendiciones a lo largo de este camino.

Finalmente, a todas las personas que hicieron parte de este proyecto de vida, a todos ellos les dedico este proyecto de grado con mucho cariño y eterno agradecimiento.

Diana Alejandra Villamil Layton

AGRADECIMIENTOS

A la empresa ECOPETROL S.A por permitirnos desarrollar este trabajo de grado con su apoyo y talento humano.

De manera especial al ingeniero Helmut Salazar, Ingeniero de Petróleos de ECOPETROL S.A., quien asumió la responsabilidad de dirigir nuestro trabajo de grado, por el apoyo incondicional, asesorías, el tiempo dedicado y por su compromiso con enseñarnos.

A los ingenieros John Pinto, Franklin Yoris y Andrés Felipe Suárez, asesores técnicos del proyecto de investigación, quienes, con sus recomendaciones, sugerencias y correcciones, hicieron posible el desarrollo satisfactorio de este trabajo de grado.

A Eliana Mesa, quien nos dio la oportunidad de hacer parte del semillero de investigación de recobro mejorado de la Universidad de América en convenio con el Instituto Colombiano del Petróleo.

Finalmente, a la Universidad de América, por habernos dado las herramientas para culminar nuestra carrera de manera satisfactoria, y a todos los profesores que con su conocimiento y disposición nos instruyeron para el ejercicio de esta profesión.

CONTENIDO

	pág.
1. GENERALIDADES DEL PROCESO DE INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR	27
1.1 PROCESO DE INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR	28
1.1.1 Mecanismos de producción.	30
1.1.2 Criterios de diseño para el proceso de inyección continua de vapor.	33
1.2 PROPIEDADES TÉRMICAS DE LA ROCA Y DE LA INTERACCIÓN ROCA-FLUIDOS INVOLUCRADAS EN EL PROCESO DE INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR	35
1.2.1 Propiedades térmicas relacionadas con la inyección continua de vapor.	35
1.2.1.1 Entalpía.	35
1.2.1.2 Temperatura.	36
1.2.1.3 Capacidad calorífica.	36
1.2.1.4 Conductividad térmica.	36
1.2.1.5 Difusividad térmica.	36
1.2.1.6 Calor latente de vaporización.	37
1.2.1.7 Calor de reacción.	37
1.2.1.8 Energía total.	37
1.2.1.9 Conducción.	37
1.2.1.10 Convección.	37
1.2.1.11 Radiación.	38
1.2.2 Propiedades de la interacción roca-fluidos durante el proceso de inyección continua de vapor.	38
1.2.2.1 Porosidad.	38
1.2.2.2 Saturación.	38
1.2.2.3 Mojabilidad.	39
1.2.2.4 Tensión interfacial y superficial.	39
1.2.2.5 Presión capilar.	39
1.2.2.6 Permeabilidad.	40
1.2.2.7 Heterogeneidad del yacimiento.	40
1.2.2.8 Movilidad.	41
1.3 INDICADORES DE EFICIENCIA INVOLUCRADOS EN EL PROCESO DE INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR	41
1.3.1 Calidad del vapor.	41
1.3.2 Volumen de vapor inyectado.	41
1.3.3 Tiempo de inyección.	42
1.3.4 Eficiencia de barrido areal, vertical y volumétrica.	42
1.3.5 Factor de recobro.	42
1.3.6 Relación Vapor/Aceite (Steam/Oil Ratio).	43
2. MÉTODOS DE REGRESIÓN ANALÍTICA	44
2.1 REGRESIÓN ANALÍTICA	44

2.1.1	Pasos para plantear una regresión analítica.	46
2.1.1.1	Determinación del problema.	46
2.1.1.2	Selección de variables.	46
2.1.1.3	Recolección de información.	46
2.1.1.4	Especificaciones del modelo.	46
2.1.1.5	Selección del modelo de ajuste.	47
2.1.1.6	Ajuste del modelo.	48
2.1.1.7	Validación del modelo.	49
2.2	TIPOS DE REGRESIÓN ANALÍTICA	49
2.2.1	Regresión Lineal Simple.	49
2.2.1.1	Condiciones para obtener un modelo de regresión simple.	51
2.2.1.2	Covarianza.	52
2.2.1.3	Coeficientes de correlación, ρ , r .	52
2.2.1.4	Coeficiente de determinación, r^2 .	53
2.2.2	Regresión Lineal Múltiple.	54
2.2.2.1	Estimación de parámetros.	55
2.2.2.2	Interpretación de los coeficientes de regresión.	56
2.2.2.3	Centralización y escalamiento.	56
3.	FUNCIÓN DE LOS INDICADORES KPI'S EN EL PROCESO DE INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR	59
3.1	INDICADORES KPI'S PRINCIPALES O PRIMARIOS	59
3.1.1	Factor de recobro (FR).	59
3.1.2	Steam/Oil Ratio (SOR).	60
3.1.3	Tasa de reemplazamiento (PIR).	60
3.1.4	Transmisibilidad.	61
3.2	INDICADORES KPI'S SECUNDARIOS	62
3.2.1	Profundidad.	62
3.2.2	Viscosidad.	62
3.2.3	Permeabilidad.	63
3.2.4	Porosidad.	63
3.2.5	Buzamiento.	64
3.2.6	Espesor neto de la formación.	64
4.	METODOLOGÍAS PARA ESTIMAR LA VIABILIDAD DE UN PROYECTO DE INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR	65
4.1	ANÁLISIS ESTADÍSTICO	73
4.1.1	Determinación de la ecuación mediante Statgraphics.	74
4.1.1.1	Metodología propuesta por Chieh Chu.	75
4.1.1.2	Elaboración de la ecuación matemática.	76
4.1.2	Aproximación gráfica mediante Spotfire.	81
4.2	ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD FINANCIERA	99
5.	CARACTERIZACIÓN DE LA EFICIENCIA DE LOS CAMPOS DE ESTUDIO	102

5.1	METODOLOGÍA PROPUESTA POR BURSELL Y PITTMAN	102
5.2	APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA A LA BASE DE DATOS	102
6.	GENERALIDADES CAMPO PALAGUA	109
6.1	RESEÑA HISTÓRICA	109
6.2	HISTORIA DE PRODUCCIÓN	110
6.3	LOCALIZACIÓN	111
6.4	COLUMNA ESTRATIGRÁFICA	113
6.4.1	Columna Estratigráfica Cuenca Valle Medio del Magdalena.	113
6.4.1.1	Grupo Girón.	114
6.4.1.2	Formación Tambor.	114
6.4.1.3	Formación Rosablanca.	114
6.4.1.4	Formación Paja.	115
6.4.1.5	Formación Tablazo.	115
6.4.1.6	Formación Simití.	115
6.4.1.7	Formación La Luna.	115
6.4.1.8	Formación Umir.	116
6.4.1.9	Formación Lisama.	116
6.4.1.10	Formación La Paz.	116
6.4.1.11	Formación Esmeraldas.	117
6.4.1.12	Formación Mugrosa.	117
6.4.1.13	Formación Colorado.	118
6.4.1.14	Grupo Real.	118
6.4.1.15	Grupo Mesa.	118
6.4.2	Columna Estratigráfica Operacional Campo Palagua.	119
6.4.2.1	Formación Guaduas.	120
6.4.2.2	Formación Tuné.	120
6.4.2.3	Formación Zorro.	120
6.4.2.4	Formación Diamante.	121
6.5	GEOLOGÍA ESTRUCTURAL	121
6.5.1	Evaluación Tectónica.	121
6.6	GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO	122
6.6.1	Roca Generadora.	122
6.6.2	Roca Reservorio.	123
6.6.3	Migración.	123
6.6.4	Roca Sello.	123
6.6.5	Trampa.	124
6.7	CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES CAMPO PALAGUA	124
7.	ESTIMACIÓN DE LA EFICIENCIA DEL PROYECTO DE INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR EN EL CAMPO PALAGUA	128
8.	CONCLUSIONES	133
9.	RECOMENDACIONES	135

BIBLIOGRAFÍA

136

ANEXOS

143

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Gráfico Esquemático del Proceso de Inyección Continua de Vapor.	30
Figura 2. Perfil de saturación en el yacimiento	31
Figura 3. Perfil de Temperatura en el yacimiento	31
Figura 4. Ilustración esquemática de las etapas para un proceso de regresión basado en un método iterativo.	49
Figura 5. Esquema del modelo de regresión lineal	50
Figura 6. Relación entre el PIR y el factor de recobro durante un proceso de inyección continua de vapor.	61
Figura 7. Localización del Campo Palagua en Colombia.	112
Figura 8. Columna Estratigráfica Cuenca Valle Medio del Magdalena	113
Figura 9. Columna Estratigráfica Operacional Campo Palagua	119
Figura 10. División Bloques Campo Palagua	124

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Parámetros de las propiedades de la roca y fluidos para la implementación de la inyección continua de vapor.	34
Tabla 2. Criterios Guía Generales para la inyección Continua de vapor	34
Tabla 3. Clasificación de diferentes tipos de regresión analítica	47
Tabla 4. Características generales de localización para los 56 campos de estudio.	65
Tabla 5. Características Geológicas Campos de Estudio	68
Tabla 6. Características físicas y petrofísicas campos de estudio	70
Tabla 7. Campos pertenecientes al modelo de regresión.	77
Tabla 8. Campos depurados del modelo de regresión.	78
Tabla 9. Base Datos Campos Depurados de la ecuación matemática.	79
Tabla 10. Propiedades Petrofísicas y físicas formación Mugrosa y Colorado	125
Tabla 11. Propiedades petrofísicas Bloque Pal-186	126
Tabla 12. Propiedades petrofísicas Bloque Pal-145	126
Tabla 13. Parámetros PVT Formación Tuné Campo Palagua	126
Tabla 14. Propiedades de yacimiento del campo Palagua.	128
Tabla 15. Escenarios planteados en la aplicación de la ecuación.	129
Tabla 16. Datos esperados del proyecto de inyección continua de vapor en el campo Palagua.	130
Tabla 17. Datos generalizados de un proyecto piloto de inyección continua de vapor.	144
Tabla 18. Base de cálculo para el análisis de sensibilidad financiera.	144

LISTA DE ECUACIONES

	pág.
Ecuación 1. Modelo de regresión simple	45
Ecuación 2. Ejemplo Modelo de regresión lineal	45
Ecuación 3. Función de verosimilitud como método de ajuste para el modelo de regresión	48
Ecuación 4. Modelo regresión lineal simple	50
Ecuación 5. Sumatoria de cuadrados de las distancias verticales desde un punto hasta la línea de ajuste	51
Ecuación 6. Estimación de los parámetros β_0 y β_1	51
Ecuación 7. Igualdad Fundamental para realizar el ajuste del modelo de regresión a las variables	52
Ecuación 8. Determinación de la covarianza a partir de las variables X, Y	52
Ecuación 9. Determinación del coeficiente de correlación a partir de las variables X, Y	53
Ecuación 10. Determinación del coeficiente de determinación a partir de las variables X, Y	54
Ecuación 11. Modelo lineal de regresión múltiple	54
Ecuación 12. Método de mínimos cuadrados para modelo lineal de regresión múltiple.	55
Ecuación 13. Suma de los cuadrados de los errores para estimar el modelo lineal de regresión múltiple.	55
Ecuación 14. Ecuación ajustado de mínimos cuadrados	55
Ecuación 15. Modelo de mínimos cuadrados para cada observación dada.	55
Ecuación 16. Residuos ordinarios correspondientes del método de mínimos cuadrados.	56
Ecuación 17. El escalamiento de longitud unitaria de la variable respuesta Y y la j-ésima variable predictora X_j	57
Ecuación 18. Escalamiento variable respuesta y predictora mediante estandarización.	57
Ecuación 19. Determinación variable respuesta y predictora estandarizada.	58
Ecuación 20. Escalamiento de las variables para un ajustar un modelo que no tiene intercepto constante.	58
Ecuación 21. Transmisibilidad	72
Ecuación 22. Aceite producido normalizado	72
Ecuación 23. Inyección Normalizado	72
Ecuación 24. Relación Vapor – Petróleo	72
Ecuación 25. Tasa de Reemplazamiento	72
Ecuación 26. Ecuación desarrollada por Chieh Chu para predecir el OSR	75
Ecuación 27. Ecuación desarrollada por Chieh Chu para predecir el SOR	76
Ecuación 28. Estimación del SOR.	78
Ecuación 29. Utilidad proyecto de inyección continua de vapor	100

LISTA DE GRÁFICAS

	pág.
Gráfica 1. Relación SOR vs Espesor neto para los 56 campos de estudio.	73
Gráfica 2. Regresión SOR vs espesor.	74
Gráfica 3. Gráfico de observado vs predicho.	79
Gráfica 4. Relación SOR – BWEQ/acre-ft para los 56 campos de estudio	81
Gráfica 5. Relación SOR – BWEQ/acre-ft para los 56 campos de estudio discriminado por los proyectos exitosos y no exitosos	83
Gráfica 6. Relación PIR INST– BWEQ/acre-ft para los 56 campos de estudio discriminado por los proyectos exitosos y no exitosos	84
Gráfica 7. Relación SOR– Presión de Yacimiento inicial para los 56 campos de estudio.	85
Gráfica 8. Relación SOR– Presión de Yacimiento inicial para los 56 campos de estudio analizado para un SOR de 6	86
Gráfica 9. Relación SOR– Presión de Yacimiento inicial para los 56 campos de estudio discriminado por los proyectos exitosos y no exitosos	87
Gráfica 10. Relación SOR– Permeabilidad para los 56 campos de estudio analizado para un SOR de 6	88
Gráfica 11. Relación SOR– Permeabilidad para los 56 campos de estudio discriminado por los proyectos exitosos y no exitosos	89
Gráfica 12. Relación SOR– Viscosidad del Petróleo para los 56 campos de estudio analizado para un SOR de 6	90
Gráfica 13. Relación SOR– Permeabilidad para los 56 campos de estudio discriminado por los proyectos exitosos y no exitosos	91
Gráfica 14. Relación SOR– Gravedad API ^o para los 56 campos de estudio discriminado por los proyectos exitosos y no exitosos	92
Gráfica 15. Relación SOR– Espesor Neto para los 56 campos de estudio analizado para un SOR menor a 6.	93
Gráfica 16. Relación SOR– Porosidad para los 56 campos de estudio discriminado por los proyectos exitosos y no exitosos	94
Gráfica 17. Relación SOR– Profundidad para los 56 campos de estudio discriminado por los proyectos exitosos y no exitosos	95
Gráfica 18. Relación SOR– Saturación de Aceite Inicial Proyecto para los 56 campos de estudio discriminado por los proyectos exitosos y no exitosos	96
Gráfica 19. Relación SOR– Temperatura de Yacimiento para los 56 campos de estudio discriminado por los proyectos exitosos y no exitosos	97
Gráfica 20. Relación SOR– Transmisibilidad para los 56 campos de estudio analizado para un SOR menor a 6.	98
Gráfica 21. Relación SOR– Transmisibilidad para los 56 campos de estudio discriminado por los proyectos exitosos y no exitosos	99
Gráfica 22. Gráfica de Utilidad por barril equivalente vs Precio del barril	101
Gráfica 23. Relación Vapor/Aceite vs Tasa de inyección volumétrica de vapor.	103
Gráfica 24. Campos eficientes según la curva tipo de SOR vs BWEQD/Acre-ft.	104

Gráfica 25. Campo deficiente según la curva tipo de SOR vs BWEQD/Acre-ft.	105
Gráfica 26. Curva tipo para la relación SOR vs PIR.	106
Gráfica 27. Campo deficiente según la curva tipo de SOR vs PIR.	107
Gráfica 28. Ubicación del campo Palagua en la gráfica tipo de SOR vs BWEQD/Acre-ft.	130
Gráfica 29. Ubicación del campo Palagua en la gráfica tipo de SOR vs PIR.	131
Gráfica 30. Evaluación del campo Palagua en la sensibilidad financiera.	132

LISTA DE ANEXOS

	pág.
Anexo A. Base de Cálculo Análisis de Sensibilidad financiero	144

LISTA DE ABREVIATURAS

%	Porcentaje
°	Grados
β	Coefficiente de regresión
“	Pulgadas
°C	Grados centígrados
°F	Grados Fahrenheit
μo	Viscosidad del petróleo, cP
Φ	Porosidad
°API	Gravedad API
BBL	Barriles
BFPD	Barriles de fluido producido al día
BN	Barriles Normales
BOPD	Barrels Oil Per Day
BOPD/acre*ft	Producción volumétrica o normaliza de vapor
BTU	British Thermal Unit
BTU/lb	BTU por libra
BWEQ/acre*ft	Inyección volumétrica o normalizada de vapor
cP	Centipoise
E_A	Eficiencia areal
E_v	Eficiencia vertical
E_{voL}	Eficiencia volumétrica
EOR	Enhanced Oil Recovery (Recobro Mejorado)
ft	Pies
FR	Factor de Recobro
h_{neto}	Espesor Neto Petrolífero
IOR	Improved Oil Recovery
K	Permeabilidad
KPI's	Key Performance Indicator (Indicadores claves de desempeño)
KPD	Miles de barriles por día
K*h/μ	Transmisibilidad – Permeabilidad por espesor neto sobre viscosidad
mD	MiliDarcy
MMBO	Millones de Barriles de Petróleo
OGIP	Original Gas in Place (Gas original in situ)
OOIP	Original Oil in Place (Aceite original in situ)
PIR	Production Injection Ratio (Relación producción inyección)
PIR_{isnt}	Instantaneous Production Injection Ratio (Relación producción inyección instantanea)
psi	Pound per square inch (libras por pulgada cuadrada)
P_{yto}	Presión de yacimiento
P_{ytoi}	Presión de yacimiento Inicial
Scf	Pies Cúbicos estándar
Swirr	Saturación de agua irreducible

S_o	Saturación de Petróleo
S_{oi}	Saturación de petróleo inicial
S_{or}	Saturación de petróleo residual
SOR	Steam Oil Ratio (Relación Vapor petróleo)
SOR_{inst}	Instantaneous Steam Oil Ratio (Relación Vapor petróleo instanteo)
S_{orst}	Saturación del petróleo residual por el vapor
T	Temperatura
T_{yto}	Temperatura de yacimiento
T_s	Temperatura del Vapor
USD	Dólar estadounidense
USD/Boe	Dólar estadounidense por barril equivalente de petróleo

GLOSARIO

AMBIENTE SEDIMENTARIO: punto geográfico donde se acumulan los sedimentos, caracterizado por la combinación de procesos geológicos o sedimentarios y condiciones ambientales que determina la naturaleza, junto con las propiedades de los sedimentos que se depositaron.

ANÁLISIS DE REGRESIÓN: un método conceptual para investigar la relación que existe entre variables, representándolas en funciones, ecuaciones o modelos que correlacionen las variables dependientes a una o más variables predictoras.

BUZAMIENTO: ángulo de inclinación del plano geológico, estratos, y/o fallas, con respecto a una línea horizontal.

CONDUCCIÓN TÉRMICA: proceso mediante el cual el calor se transfiere de una región de alta temperatura a otra de menor temperatura debido a la colisión o agitación entre moléculas. La conductividad termal de la roca aumenta con un incremento en su densidad y saturación total de líquidos, y disminuye con la temperatura.

CONVECCIÓN TÉRMICA: proceso mediante el cual la energía se transfiere por medio de un fluido, en función de la ley de enfriamiento de Newton.

CRUDO PESADO: tipo de crudo caracterizado por el contenido de asfáltenos (largas cadenas de carbono con sulfuro y metales) y naturaleza asfáltica, densa y viscosa. Se define por la gravedad API^o, la cual no puede superar los 22^o, y tiene una viscosidad menor a 100cP.

EFICIENCIA DE DESPLAZAMIENTO: fracción del petróleo movable en la zona barrida o invadida que ha sido desplazado de acuerdo con un tiempo y volumen poroso inyectado.

EFICIENCIA DE BARRIDO AREAL: fracción de área del arreglo que ha sido barrida por el fluido desplazante; está en función de la movilidad de los fluidos, tipo de arreglo, heterogeneidad y volumen inyectado.

EFICIENCIA DE BARRIDO VERTICAL: fracción de sección vertical de la zona barrida al ser contactada con el fluido inyectado; está en función de la heterogeneidad vertical, grado de drenaje gravitacional, movilidad fluidos, volumen inyectado.

FALLA: fractura o zona de fracturas a lo largo de la cual ha ocurrido un desplazamiento relativo de los bloques paralelos a esta.

FACTOR DE RECOBRO: porcentaje de petróleo o gas del volumen original presente en el yacimiento, que es comercialmente recuperable por medio de técnicas de producción primaria, secundaria y/o terciaria.

FORMACIÓN GEOLOGICA: unidad lito estratigráfica, compuesta de una roca o mineral que se ha depositado en un lugar durante el mismo periodo geológico.

KEY PERFORMANCE INDICATOR: son indicadores medibles y cuantificables que determinan el rendimiento de una variable o factor en un tiempo conocido. Utilizados para determinar el progreso del proyecto en cuanto a los objetivos establecidos.

LÍNEAS DE TENDENCIAS: herramienta analítica utilizada normalmente en conjunto con un grafica de dispersión para determinar si hay relación entre las variables, mediante el uso de una línea que representa el comportamiento de un grupo de datos para identificar si estos cumplen cierto patrón.

RAZÓN DE MOVILIDAD: se define como la movilidad del fluido desplazante frente a la movilidad del fluido desplazado, donde la movilidad será la relación entre la permeabilidad del fluido y su viscosidad.

POROSIDAD: media de la capacidad de almacenamiento que tiene la roca para acumular fluidos. Estos espacios de poro deben estar interconectados (porosidad efectiva) para permitir el recuperar el petróleo.

PETROFISÍCA: estudio de las propiedades físicas y químicas de las rocas y su interacción con fluidos. Determina la relación entre los fluidos y su movimiento a través del medio poroso de la roca.

PERMEABILIDAD: propiedad del medio poroso que mide la capacidad y habilidad de la formación para permitir el flujo de los fluidos. Esta propiedad controla la dirección y tasa de flujo que puede tener los fluidos en la formación.

PETRÓLEO INCREMENTAL: volumen de aceite determinado a partir de la diferencia entre los barriles de petróleo producido en un campo sometido a un método de recobro mejorado, y los barriles de petróleo producido del mismo campo si no se le hubiera realizado el recobro mejorado.

RECOBRO MEJORADO: proceso por el cual se busca mejorar la recuperación de petróleo al usar una técnica que altere las propiedades originales del petróleo, ya sea restaurando la presión del yacimiento o mejorando el desplazamiento del petróleo, o modificando ciertas propiedades como la viscosidad, tensión interfacial, mojabilidad, entre otros. Mediante este se inyecta fluidos y/o sustancias no inherentes a la formación.

RELACIÓN VAPOR - PETRÓLEO: la relación entre el petróleo producido y el vapor inyectado acumulado.

ROCA FUENTE: cuerpo de roca sedimentaria con alta concentración de materia orgánica, que permite la conservación temporal de los sedimentos y posterior transformación de la materia orgánica en hidrocarburos.

ROCA RESERVORIO: roca sedimentaria que permite el almacenamiento y flujo de los fluidos debido a sus propiedades de porosidad y permeabilidad.

ROCA SELLO: roca con baja permeabilidad y porosidad que no permiten el paso del petróleo, sirviendo como cierre a su migración o desplazamiento.

SISTEMA PETROLÍFERO: un sistema natural que incluye los elementos como la roca generadora, almacenadora, sello, trampa y procesos geológicos necesarios para que un yacimiento de petróleo y/o gas exista.

PETRÓLEO RESIDUAL: cantidad de petróleo que no puede producirse de manera natural ni por medio de recuperación secundaria.

SEGREGACIÓN GRAVITACIONAL: tendencia de los fluidos a separarse en capas diferentes debido a las fuerzas gravitacionales, donde el fluido más pesado se ubica cerca del fondo y el fluido más liviano al tope de la formación. Esta tendencia se amplifica con los yacimientos que tienen cierto buzamiento dando paso al mecanismo de producción primario. Durante la inyección de vapor, este puede canalizarse por el tope de la formación de la arena, resultando en una ruptura temprana del vapor inyectado.

YACIMIENTOS HETEROGÉNEOS: yacimiento con estratificación y/o lenticularidad severa, lo cual dificulta la correlación de las propiedades de pozo a pozo, es decir las propiedades del yacimiento varían en función de la localización espacial. Estos dependen principalmente del ambiente sedimentario y de los eventos subsecuentes como la compactación, disolución, y cementación.

RESUMEN

El presente trabajo de investigación inició con la fundamentación teórica concerniente a la inyección continua de vapor y a las variables que afectan el proceso como tal, teniendo en cuenta lo realizado en la fase 1 de esta investigación, por las investigadoras Lina Nova y Gina Becerra, quienes determinaron los KPIs influyentes en el proceso.

Para poder determinar el abordaje más adecuado y así utilizar los datos de los 56 campos estudiados, consignados en la base de datos elaborada por los autores, se estudiaron siete metodologías propuestas por diferentes autores en el pasado, escogiendo finalmente las dos más próximas a la resolución de los objetivos planteados.

Estas fueron las propuestas por Bursell y Pittman en 1975, y por Chieh Chu en 1985, la primera haciendo uso de una aproximación gráfica, y la segunda utilizando la regresión lineal como método de estimación de la relación vapor/aceite.

Basándose en lo anterior, se tomaron, modificaron y mejoraron las metodologías previas, para así lograr estimar la eficiencia de un campo potencialmente sometible a inyección continua de vapor, donde el campo Palagua fue el escogido para este trabajo.

Palabras clave: Recobro Mejorado, Procesos Térmicos, Inyección Continua de Vapor, Eficiencia del proceso, Líneas de Tendencias.

INTRODUCCIÓN

Uno de los grandes retos de la industria petrolera hoy en día es el poder incrementar la vida productiva del yacimiento, es decir aumentar su factor de recobro. Una de las principales oportunidades es la gran cantidad de yacimientos de crudo pesado que están presentes a nivel mundial: dentro de las reservas probadas restantes en el mundo se considera que el 30% son de yacimientos convencionales o de crudo liviano, mientras que el 70% restante son de crudo pesado.

El poder recuperar la mayor cantidad de petróleo pesado se traduciría en un aumento de las reservas en 300 billones de barriles de petróleo. A partir de esto se dio el desarrollo de este proceso, el cual logra mejorar la productividad de estos yacimientos por medio de la inyección de vapor desde los años 50's.¹

Dentro de las diferentes investigaciones realizadas desde su primera aplicación hasta el día de hoy, se ha logrado describir los diferentes parámetros, ya sea operacionales, geológicos, petrofísicos o fisicoquímicos, que actúan como factores de desempeño en el proceso, permitiendo una mejor interpretación y entendimiento de los fenómenos presentes en el yacimiento.

Uno de los avances más importantes para entender el proceso, fue la investigación realizada por Chieh Chu² en 1985, la cual observa una posible correlación entre ciertas propiedades del yacimiento como la transmisibilidad, espesor, ángulo de buzamiento junto a propiedades de los fluidos para lograr predecir el SOR (Steam Oil Ratio), sin embargo, esta metodología, aunque parte de 28 proyectos de inyección continua de vapor logro correlacionar 8 proyectos en total.

En base a la gran cantidad de campos o proyectos de inyección continua de vapor encontrados a nivel mundial, en los cuales se evidencia en la gran mayoría un monitoreo constante de su desempeño, se hace necesario generar una metodología analítica, estadística o matemática que permita simular el comportamiento de un posible proyecto potencial de inyección continua de vapor.

La publicación de varias metodologías a lo largo de tiempo (Farouq Ali, 1997; Neuman, 1975; Bursell & Pittman, 1975; Gomaa, 1980; Chie Chu, 1985) han demostrado la relevancia de analizar correctamente los parámetros que afectan el desarrollo de los proyectos de inyección continua de vapor con el fin de predecir o estimar su comportamiento.

¹ CHAAR, M et al. Economics of Steam Generation for Thermal Enhanced Oil Recovery. SPE Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference. Oil and Gas Facilities, 2015.

² CHU, Chieh. State-of-the-Art Review of Steamflood Field Projects.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Evaluar la eficiencia de un proyecto piloto de inyección continua de vapor, usando las líneas de tendencia obtenidas de los KPI's y las propiedades del yacimiento de un estudio de caso.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Analizar los indicadores KPI's (Key Performance Indicators) obtenidos de la fase 1 del proyecto de investigación, y su función en el proceso de inyección continua de vapor.
2. Identificar la relación que exista entre los indicadores KPI's y las propiedades de yacimiento de los campos de estudio.
3. Determinar las líneas de tendencia entre los indicadores KPI's y las propiedades de yacimiento, conociendo su naturaleza matemática (lineal, exponencial, logarítmicas o potenciales).
4. Estimar la viabilidad de un proyecto de inyección continua de vapor comparando las propiedades de yacimiento de los campos potenciales con las líneas de tendencia obtenidas.

1. GENERALIDADES DEL PROCESO DE INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR

En el presente capítulo se presenta un resumen de las generalidades del proceso de inyección continua de vapor, debido a que para poder analizar y estimar la viabilidad un proceso de inyección continua de vapor será necesario el entendimiento de las bases del proceso y las variables operacionales, propiedades intrínsecas del yacimiento y los fluidos que lo afecten.

Uno de los grandes retos de la industria petrolera es la de incrementar la vida productiva del yacimiento, es decir poder aumentar su factor de recobro. La producción se puede dividir en varias etapas, dependiendo principalmente las técnicas y tecnologías aplicadas. Se habla de recuperación primaria cuando se utiliza la propia energía del yacimiento para extraer los fluidos, también llamado flujo natural o la utilización de técnicas que disminuya la pérdida de energía en la tubería como los métodos de levantamiento artificial, sin la necesidad de afectar las propiedades de los fluidos y roca.

Una segunda etapa llamada recuperación secundaria se utiliza para aumentar la energía del yacimiento por medio de la inyección de agua o gas por un pozo inyector, buscando desplazar el petróleo hacia los pozos productores, está en conjunto con la recuperación terciaria explicada a continuación se pueden describir bajo las técnicas IOR (Improved Oil Recovery) . Por último, se tiene la recuperación terciaria, actualmente conocida como recuperación mejorada; EOR (Enhanced Oil Recovery), ese método se refiere a los procesos que hacen uso de químicos, gases miscibles con el petróleo como el CO₂, N₂ y energía termal para ser inyectados al yacimiento, con el fin de interactuar con el sistema roca/petróleo y crear condiciones favorables para aumentar la producción de petróleo. Estas interacciones se deben a cambios químicos y físicos del sistema roca/petróleo, como una menor tensión superficial, la disminución de la viscosidad del petróleo, disminución de la razón de movilidad, las cuales serán descritas más adelante.³

Dentro de la etapa EOR como se describió anteriormente se utiliza la inyección de energía termal como técnica para mejorar la recuperación del petróleo, dentro de esta técnica se han desarrollado varios procesos, como la inyección de agua caliente, combustión in-situ e inyección de vapor, el cual se subdivide en inyección cíclica de vapor, inyección continua de vapor y SAGD (Steam – Assisted Gravity Drainage).

Por más de 100 años se ha conocido el potencial de la inyección de vapor para aumentar la producción del campo, principalmente para yacimientos con crudo pesado. La inyección cíclica de vapor fue en la mayoría de los casos el primer paso para la implementación de recobro por vapor, sin embargo, con el fin de obtener

³ GREEN, D y WILLHITE, G. Enhanced Oil Recovery. Edición 6. Richardson, Texas: SPE Textbook Series, 1998. p. 1.

mayores recobros de hasta 50%⁴, se decide convertir el proceso a una inyección continua de vapor, el cual logra generar un mayor tiempo de exposición de calor al petróleo, permitiendo un cambio en las propiedades tanto de los fluidos como con la roca. Para los años 60s esta técnica se vuelve comercial al ser aplicada en California.

Para el desarrollo de esta investigación se tendrá en cuenta el proceso de inyección continua de vapor y para su entendimiento se deberá describir el proceso general, las propiedades roca-fluido que se ven afectadas y los criterios del yacimiento para su implementación.

1.1 PROCESO DE INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR

La inyección continua de vapor es un proceso de desplazamiento mecánico, el cual se basa en la inyección de vapor con calidades cercanas al 80%⁵ de manera continua por un arreglo o patrón de pozos a través de los pozos inyectoros, para lograr producir el petróleo por los pozos productores, el calor adicionado al yacimiento busca expandir el petróleo que se encuentra en los poros de la formación, reduciendo su viscosidad, con el fin de mejorar la eficiencia de desplazamiento del fluido inyectado.

Se decide inyectar vapor al yacimiento debido a su alto contenido de calor/ libras, por ejemplo, en comparación con el agua, el vapor saturado tiene 1201 Btu/lb mientras que el agua solo 375Btu/lb a una misma temperatura de 400°F,⁶ esto le permite al vapor entregar una mayor cantidad de energía por libra de vapor generado.

Otra característica importante es el cambio del volumen del vapor a diferentes presiones y temperaturas, el vapor saturado es capaz de ocupar hasta 60 veces el volumen que ocupa el agua. Esto le permitió ser una técnica exitosa dentro de los procesos térmicos, debido a que el calentamiento de un área específica del yacimiento podría lograrse con una menor cantidad de vapor inyectada.

A medida que el vapor se desplaza por el yacimiento desde el pozo inyector al productor, se desarrollan principalmente tres regiones caracterizadas por la diferencia de temperaturas entre los fluidos, descrito por un perfil de temperaturas donde esta disminuye desde la temperatura del vapor inyectado hasta la temperatura inicia del yacimiento en los pozos productores. Estas regiones se conocen como zona de vapor, zona de condensados, zona de agua-petróleo a las condiciones del yacimiento.

⁴ ALVARADO, D y BANZÉR, C. Recuperación Térmica de Petróleo. Caracas. 2002. p. 231.

⁵ FAROUQ, A y JONES, J. Practical Heavy Oil Recovery. Alberta, Canadá: p. 75.

⁶ SARATHI, P y OLSEN, D. Practical Aspects of Steam injection processes a Handbook for Independent Operators. Bartlesville, Oklahoma: ITT Research Institute. 1992. p.

La parte más importante del proceso es la zona de vapor, la cual se encuentra a una temperatura constante T_s , esta se forma alrededor del pozo inyector y a medida que se inyecta esta se expande.⁷ El petróleo en esta región tiene alta movilidad debido a que no ha sido barrido como las zonas más cercanas al pozo productor, llevando en muchos casos la saturación de petróleo S_{oi} a una saturación residual S_{orst} .

Dentro de efectos generados por la zona de vapor se encuentra, el desplazamiento de petróleo por el gas enriquecido, destilación de vapor, aumento de la permeabilidad relativa del petróleo, la cuales serán descritos en la siguiente sección.

Durante la expansión el vapor tiende a alejarse del pozo inyector entrando en contacto con una zona de menor temperatura, T_{yto} . Esta interacción entre vapor-formación conduce a una transferencia de energía entre los dos, formando la zona de condensados.

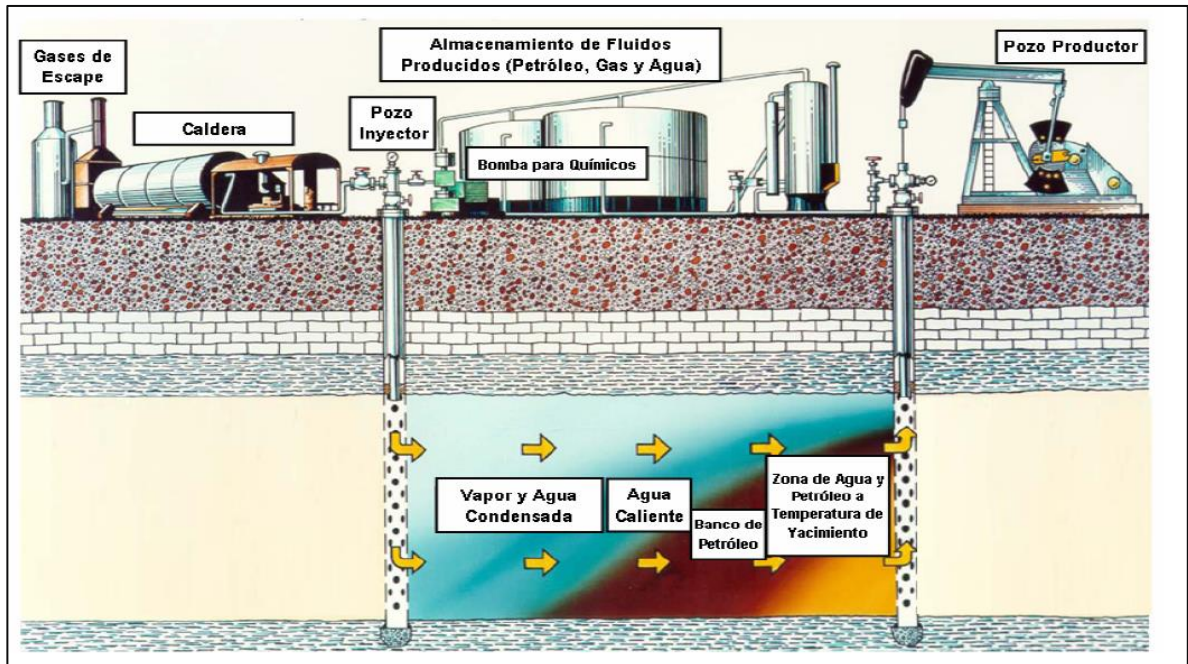
La región condensada se subdivide en zona caliente y zona fría, inicialmente se encuentra la zona caliente, el cual crea el efecto de un desplazamiento con agua caliente, finalmente a medida que pierde calor con la formación y el petróleo, estos condensados se comienzan a enfriar inicialmente hasta temperaturas cercanas a la temperatura de yacimiento, dando inicio a un desplazamiento con agua.

Este desplazamiento de la zona fría se asemeja al mecanismo de producción con inyección de agua, formando un banco de petróleo que es desplazado hasta el pozo productor.

En la **Figura 1** se observa un diagrama esquemático de las regiones o zonas descritas anteriormente, además de las posibles instalaciones necesarias para el desarrollo de esta técnica.

⁷ FAROUQ, A y JONES, J. Practical Heavy Oil Recovery. Alberta, Canadá: p. 75.

Figura 1. Gráfico Esquemático del Proceso de Inyección Continua de Vapor.

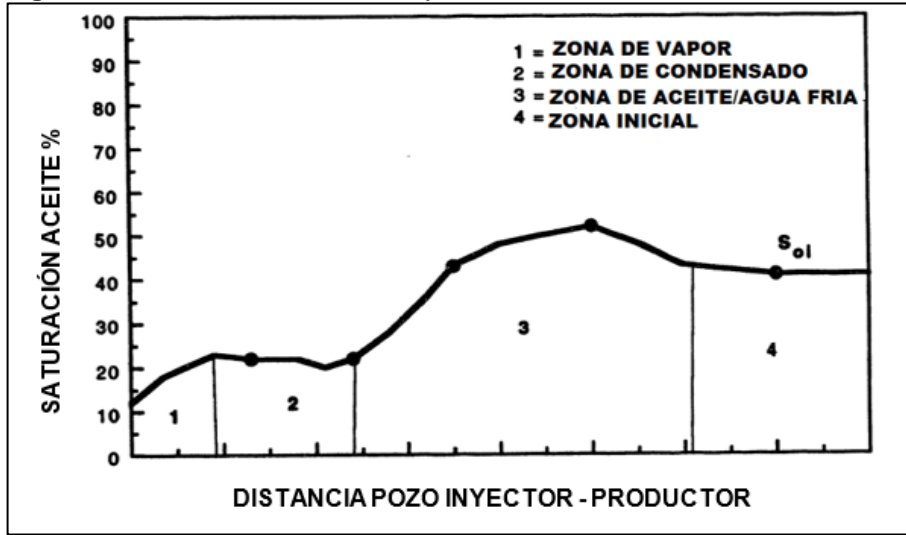


Fuente. ALVARADO, D y BANZÉR, C. Recuperación Térmica de Petróleo. Caracas. 2002. p. 231.

1.1.1 Mecanismos de producción. Sarathi y Olsen describen los mecanismos de recuperación que caracterizan el proceso de inyección continua de vapor, identificando la saturación de aceite (**Figura 2**) y la temperatura (**Figura 3**) en las diferentes zonas del yacimiento que se forman durante la inyección.

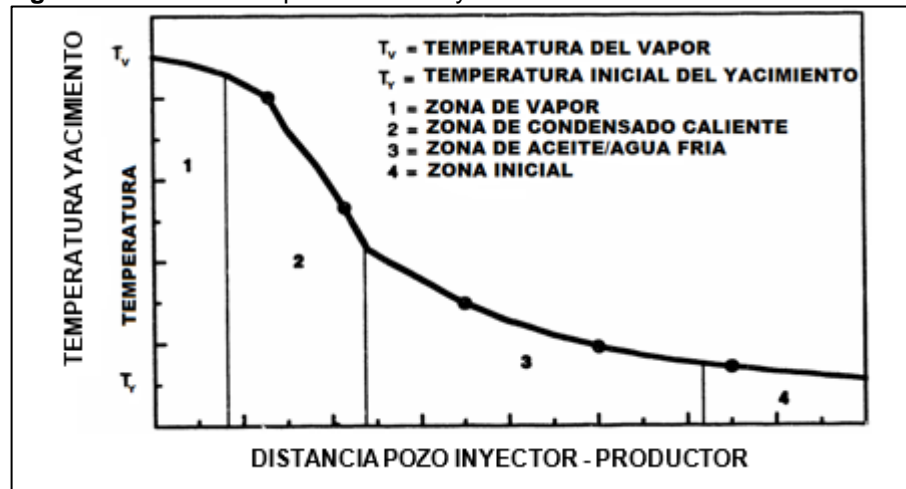
Es importante conocer el comportamiento de la saturación del petróleo y la temperatura en cada región debido a que los mecanismos de desplazamiento son diferentes para cada uno, es decir a medida que el vapor pierde energía con sus alrededores y los fluidos la afectación y tipo de desplazamiento varían.

Figura 2. Perfil de saturación en el yacimiento



Fuente. SARATHI, P y OLSEN, D. Practical Aspects of Steam injection processes a Handbook for Independent Operators. Bartlesville, Oklahoma: ITT Research Institute Modificado por los autores. 1992. p. 9.

Figura 3. Perfil de Temperatura en el yacimiento



Fuente. SARATHI, P y OLSEN, D. Practical Aspects of Steam injection processes a Handbook for Independent Operators. Bartlesville, Oklahoma: ITT Research Institute. Modificado por los autores. 1992. p.8.

Para el proceso de inyección continua de vapor se destacan los siguientes mecanismos, los cuales se clasificarán dependiendo la región o zona donde se presenten:

- **Zona de Vapor**

Destilación de vapor: es el principal mecanismo de recobro de aceite en la zona de vapor. Consiste en la vaporización de la mezcla entre el frente de vapor, el condensado caliente, con el petróleo calentado. Este efecto redistribuye el petróleo

atrapado en canales de poca permeabilidad hacia las zonas de mejor permeabilidad, lo que mejora la eficiencia del desplazamiento.

Enriquecimiento de gas: este mecanismo es menos eficiente que el de destilación de vapor, consiste en la absorción por parte del vapor de las fracciones más ligeras del crudo, cuando se genera la transferencia de masa entre vapor-petróleo al contactarse.

- **Zona de condensado**

Empuje por solvente in situ: sucede en la zona del condensado caliente. Las fracciones ligeras que fueron vaporizadas se condensan y se redisuelven en el petróleo existente, disminuyendo su densidad y viscosidad. A medida que el frente de vapor avanza, el banco de condensado de las fracciones ligeras del crudo aumenta su tamaño, lo que genera un empuje miscible de la fase de aceite.

Reducción de la viscosidad: este efecto es más pronunciado en crudos pesados que en crudos livianos. La reducción se presente de manera pronunciada hasta que se alcanza un punto donde la reducción se vuelve marginal. El desplazamiento se genera en la zona de alta temperatura, entre el contacto del frente de vapor y el crudo del yacimiento, el cual tiende a moverse hacia zonas de menor temperatura, realizando el desplazamiento del aceite.

Cuando el aceite alcanza la región de baja temperatura, aumenta su viscosidad y por ende retrasa el flujo de crudo. Este efecto genera un banco de petróleo considerable durante el proceso de inyección, el cual es el responsable de que este proceso tenga tasas de producción de aceite altas con relaciones agua-aceite bajas.⁸

Expansión térmica: el crudo aumenta su volumen cuando es calentado. Este cambio aumenta su saturación y su fluidez. Los crudos livianos se expanden más que los crudos pesados, por lo que este mecanismo es más efectivo en yacimientos con alta gravedad API.

Empuje por gas en solución: a medida que la temperatura del frente de vapor aumenta, el crudo calentado expelle los gases disueltos. Estos gases liberados empujan el aceite hacia los pozos productores.

Segregación gravitacional: ocurre debido a que el vapor es más liviano que el crudo o el agua. Esta diferencia en densidades hace que el vapor se levante hacia el tope de la formación y se expanda arealmente, generando dos zonas en el

⁸ SARATHI, P y OLSEN, D. Practical Aspects of Steam injection processes a Handbook for Independent Operators. Bartlesville, Oklahoma: ITT Research Institute. 1992. p.8.

yacimiento: una zona superior saturada de vapor y una zona inferior saturada de agua caliente y aceite.

A medida que la inyección continúa, la zona de vapor crece hacia abajo, empujando el aceite hacia los pozos productores. Sin embargo, yacimientos de crudos muy pesados requieren mucho tiempo y altos volúmenes acumulados de vapor inyectado para generar el empuje, por lo que este efecto los haría no viables económicamente.

Empuje por emulsión: los volúmenes específicos y temperaturas altas del vapor en la zona de vapor, combinados con la energía liberada por el vapor que se condensa, proveen la agitación necesaria para formar emulsiones in situ, tanto normales como inversas.

Las emulsiones normalmente son más viscosas que el aceite o el agua, por lo que generan un efecto de tapón en los canales de alta permeabilidad para el frente de vapor, lo que hace que este sea dirigido hacia las zonas de menor permeabilidad, mejorando el barrido de aceite y evitando el fingering de vapor en la zona del condensado caliente.⁹

1.1.2 Criterios de diseño para el proceso de inyección continua de vapor. Los procesos termales pueden ser aplicados a una gran variedad de yacimientos, sin embargo, se deben tener unos parámetros base determinados a partir de la experiencia, evaluación y análisis de proyectos ya implementados que permitan crear una guía para seleccionar los mejores candidatos. La siguiente tabla exhibe los parámetros de las propiedades de las rocas y fluidos para tener en cuenta para implementar el proyecto de inyección continua de vapor.

Dentro de los parámetros para tener en cuenta esta la profundidad, permeabilidad promedio y presión del yacimiento. El proceso se encuentra limitado como se observa en la **Tabla 1**. A profundidades menores de 3000ft, este debido a que las pérdidas de calor en el pozo aumentan con respecto a este parámetro, significando una reducción en la energía termal que se le transfiere al yacimiento.

El segundo factor es la permeabilidad promedio del yacimiento, debido a que la eficiencia de barrido del vapor inyectado dependerá de la distancia que alcance la zona de vapor en el estrato sin que las pérdidas de calor hacia los alrededores sean mayores que no se pueda mantener suficiente calor en esta zona con la tasa de inyección en superficie.

⁹ SARATHI, P y OLSEN, D. Practical Aspects of Steam injection processes a Handbook for Independent Operators. Bartlesville, Oklahoma: ITT Research Institute. 1992. p.13.

Es decir, en un yacimiento de baja permeabilidad o con alta heterogeneidad no es posible propagar la zona de vapor a largas distancias en el yacimiento.¹⁰ El último factor es la presión del yacimiento la cual limitara la presión máxima de inyección.

Tabla 1. Parámetros de las propiedades de la roca y fluidos para la implementación de la inyección continua de vapor.

Parámetros	Valor
Gravedad °API	10 – 34
Viscosidad Petróleo In-situ, μ , cP	\leq 15000
Profundidad, D, ft	\leq 3000
Espesor neto, h, ft	\geq 20
Porosidad, Φ , fracción	\geq 0,2
Permeabilidad promedio, k, md	250
Temperatura yacimiento, T, °F	-
Transmisibilidad, kh/ μ , md-ft/cP	\geq 5
Presión yacimiento, P, psi	\leq 1500
Tipo de roca	Arenisca o Carbonato

Fuente. Green, D. Willhite, G. Enhanced Oil Recovery. Screening Parameters for thermal recovery process. Ppg 302.

Además se presenta la **Tabla 2** con los criterios más importantes para el proceso de inyección continua de vapor junto a sus rangos para obtener una mejor operación, basado en la recopilación de datos análogos y bases teóricas se muestran los criterios generales descritos por 9 autores diferentes, con estudios desde 1973 hasta 2010, tomando en consideración los parámetros establecidos por Farouq Ali, uno de los primeros ingenieros en estudiar los fenómenos que ocurren en el yacimiento durante la inyección.

Tabla 2. Criterios Guía Generales para la inyección Continua de vapor

Autor	Año	°API	μ , (cp)	Φ , %	So, % Inicio proyecto	K, md	T, °F	d, ft	h, ft	kh/ μ , md*ft/ cp
Geffen	1973	>10	-	-	-	-	-	<4000	>20	>20
Farouq Ali	1974	12- 25	<1000	\geq 30	1200- 1700bbl/ac- ft	~1000	-	<3000	\geq 30	-
Lewin & Assocs	1976	>10	NC	-	>50	NC	NC	<5000	>20	>100
Lyoho	1978	10- 20	200- 1000	\geq 30	>50	>1000	-	2500- 5000	30- 400	>50
Chu	1985	<36	-	>20	>40	-	-	>400	>10	-
Brashear & Kuuskraa	1978	>10	NC	-	42	NC	NC	<5000	>20	>100

¹⁰ GREEN, D y WILLHITE, G. Enhanced Oil Recovery. Edición 6. Richardson, Texas: SPE Textbook Series, 1998. p. 301.

Tabla 2. (Continuación)

Autor	Año	°API	μ_o , (cp)	Φ , %	S_o , % Inicio proyecto	K, md	T, °F	d, ft	h, ft	kh/ μ_o , md*ft/ cp
Taber & Martin	1997	8-25	<100000	-	>40	>200	NC	<5000	>20	>50
Dickson	2010	8-20	1000- 10000	-	>40	>250	-	400- 4500	15- 150	-
Aladasani & Bai	2010	8-30	-	12- 65	35-90	1- 15000	10- 350	200- 9000	>20	-

Fuente. HAMA, M. et. Update Screening Criteria for Steamflooding Based on Oil field data. Alberta, Canada: Society of Petroleum Engineers, <https://doi.org/10.2118/170031-MS>, 2014.

Como se podrá observar a continuación además de los parámetros intrínsecos del yacimiento, se deberá analizar la dependencia de ciertos factores adicionales como el tamaño del arreglo de inyección, las pérdidas de calor en el tiempo, la relación vapor-petróleo “SOR” (Steam Oil Ratio), entre otros.

1.2 PROPIEDADES TÉRMICAS DE LA ROCA Y DE LA INTERACCIÓN ROCA-FLUIDOS INVOLUCRADAS EN EL PROCESO DE INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR

De acuerdo con las definiciones entregadas por Hyne¹¹, se presentan las propiedades generales más relevantes que fundamentan la recuperación térmica del petróleo y su afectación específica en la inyección continua de vapor.

Se decidió dividir en dos grandes grupos estas propiedades, de acuerdo a su relación con el proceso térmico que significa la inyección continua de vapor, y aquellas propiamente dichas de la interacción entre la roca y los fluidos, y su importancia para la inyección de vapor.

1.2.1 Propiedades térmicas relacionadas con la inyección continua de vapor.

En esta sección se incluyen aquellas propiedades que son intrínsecas a un proceso de recobro térmico como lo es la inyección continua de vapor. Dichas propiedades se describirán teniendo en cuenta la función que cumplen en dicho proceso.

1.2.1.1 Entalpía. La entalpía es la energía total de un sistema menos las energías cinética y potencial. Se define como la suma de la energía interna de un objeto más el producto de su volumen por su presión. La entalpía es la energía debida al movimiento de las moléculas de una sustancia. Algunas veces también es llamada “contenido de energía”.

¹¹ HYNE, Norman. Dictionary of Petroleum Exploration, Drilling & Production, 2nd Edition: PennWell, 2014.

Para el caso de la inyección continua de vapor, esta energía proviene mayoritariamente del calor presente en la fase gaseosa del agua que está siendo inyectada al yacimiento.

1.2.1.2 Temperatura. La temperatura es un indicador del promedio de la energía cinética de las moléculas de un material, debida a la agitación térmica. La temperatura no es energía sino una medida del contenido de energía térmica de un material.

Como fue señalado en la sección anterior, la temperatura no representa un factor limitante a la hora de implementar un proceso de inyección continua de vapor en un campo potencial.

1.2.1.3 Capacidad calorífica. La capacidad calorífica se define como la cantidad de calor necesaria para producir un cambio de temperatura dado en una sustancia. Es la tasa de calor absorbido o radiado en una superficie con un aumento o caída de la temperatura. Se expresa en calorías por gramo por grados Celsius.

La capacidad calorífica de las arcillolitas y shales es normalmente mayor que la de las areniscas. El agua, al tener un valor relativamente alto de esta propiedad, es la sustancia elegida a ser inyectada en los procesos de recuperación térmica. Cabe anotar que en su fase gaseosa su capacidad calorífica es menor que en su fase líquida.

1.2.1.4 Conductividad térmica. Se define como la cantidad de calor en milicalorías que es transmitido por segundo a través de una sustancia con la forma de una placa de 1 cm de espesor con un área de 1 cm² teniendo una diferencia en temperatura de 1°C entre el tope y la base.

La conductividad térmica de las rocas varía entre 3 y 15 mcal/cm*s*°C. Las conductividades térmicas en las rocas sedimentarias son mayores en evaporitas y menores en shales.

De acuerdo con lo anterior, un proceso de inyección de vapor aplicado en una roca reservorio carbonatada tendría una mayor eficiencia debido a su mayor conductividad térmica, logrando una mejor transmisión del calor en toda la extensión del yacimiento.

1.2.1.5 Difusividad térmica. La difusividad térmica se expresa como la relación entre la conductividad térmica y la capacidad calorífica volumétrica de una sustancia. Como se aclaró anteriormente, las rocas sedimentarias evaporíticas tienen entonces una difusividad térmica mayor que las rocas sedimentarias detríticas, gracias a su alta conductividad térmica.

1.2.1.6 Calor latente de vaporización. Se define como la cantidad de energía necesaria para vaporizar un volumen de líquido, que se encuentra a la temperatura de ebullición, sin elevar la temperatura del líquido. Es numéricamente igual al calor latente de condensación.

En el proceso de inyección continua de vapor, la temperatura de ebullición del agua se ve afectada por la presión de inyección y la presión presente en el yacimiento, razón por la cual normalmente esta temperatura es mayor a los 100°C en las condiciones del proceso.

1.2.1.7 Calor de reacción. Es la cantidad de calor liberado o absorbido durante una reacción química por unidad de masa de reactivo, siendo una reacción exotérmica si libera calor o endotérmica si absorbe calor.

El vapor inyectado libera una cantidad de calor considerable debido a su cambio de estado a la fase líquida, una vez que se encuentra en el yacimiento. Este calor liberado es fundamental para proveer al yacimiento la energía necesaria para reducir la viscosidad del petróleo y así aumentar su movilidad.

1.2.1.8 Energía total. En los procesos de recuperación térmica, la energía total por unidad de masa puede ser considerada que está compuesta por los componentes entálpicos y potenciales del proceso aplicado.

Los componentes entálpicos provienen del calor presente en el vapor inyectado; los componentes potenciales provienen de la presión a la cual se realiza la inyección del fluido.

1.2.1.9 Conducción. Es el proceso por el cual el calor es transferido a través de materiales sólidos gracias a la colisión de moléculas de una región de alta temperatura a una de baja temperatura. La ley física que describe la conducción del calor se conoce como la primera ley de Fourier.

La conducción juega un papel primordial en la transferencia de calor que se da a lo largo del yacimiento durante el proceso de inyección. La eficiencia del proceso se ve afectada por la conducción que se da hacia las formaciones aledañas, razón por la cual se prefiere que las rocas subyacentes y suprayacentes tengan una conducción menor en relación con la roca reservorio.

1.2.1.10 Convección. La convección es el proceso mediante el cual la energía es transferida por un fluido. Para expresar el efecto general de la convección se usa la ley de enfriamiento de Newton.

De acuerdo con lo anterior, es la convección la que gobierna la transferencia de calor que se da entre el vapor inyectado y los fluidos presentes en el yacimiento,

como el petróleo y el gas, para que se puedan dar los mecanismos de empuje proporcionados por este tipo de recobro.

1.2.1.11 Radiación. La radiación es la energía transmitida por una sustancia, la cual es propagada a través de la materia o el espacio, como la luz, el calor, el sonido, y las partículas atómicas.

La condensación del vapor inyectado al yacimiento libera una alta cantidad de rayos gamma, de acuerdo con registros que se han realizado en pozos de desarrollo en zonas recuperadas térmicamente.

1.2.2 Propiedades de la interacción roca-fluidos durante el proceso de inyección continua de vapor. En esta clasificación se encuentran aquellas propiedades petrofísicas y de los fluidos presentes en la roca, y su interacción dada cuando se somete el yacimiento a un proceso de inyección continua de vapor. En esta sección se describen las más importantes junto con su relación a este proceso.

1.2.2.1 Porosidad. La porosidad se define como el volumen porcentual de espacio poral existente en el volumen total de una roca. Es una medida de la capacidad de almacenamiento que tiene una roca reservorio. La porosidad total o absoluta incluye todos los espacios porosos. La porosidad efectiva o conectada incluye únicamente los poros interconectados a través de los cuales los fluidos pueden fluir, la cual es usualmente menor a la absoluta.

La porosidad de una muestra puede ser medida a partir de mediciones de volumen bruto como el desplazamiento por mercurio, el medidor de volumen bruto, la bomba de mercurio, las mediciones caliper, y la boyancia.

A partir de la medición del volumen de los poros como la densidad de grano seco, la densidad de grano húmedo, el método de simple y doble celda de la ley de Boyle, el método Washburn-Bunting, la sumatoria de los fluidos medidos y la resaturación de hidrocarburos. También puede ser medida a partir de registros eléctricos como el de densidad-neutrón y el sónico.

Valores altos de porosidad favorecen el proceso de inyección continua de vapor, debido a que hay un mayor volumen del yacimiento que puede ser afectado por el vapor inyectado, mejorando la eficiencia de la recuperación.

1.2.2.2 Saturación. La saturación es el volumen porcentual de diferentes fluidos como el agua, el aceite y el gas, en el espacio poroso de una roca.

Los fluidos pueden tener saturaciones de tipo funicular, pendular e insular. La saturación funicular consiste en un sistema interconectado de fluido en el centro de los poros. La saturación pendular ocurre cuando anillos de fluido se forman en la superficie de la roca alrededor de los puntos donde se contactan los granos.

La saturación insular se da como glóbulos separados que se forman en los poros. La saturación de una muestra puede ser medida a partir de un núcleo de roca, usando el método de destilación al vacío o el método de destilación-extracción.

Saturaciones de aceite mayores al 50% son preferidas para la inyección continua de vapor, logrando reducir el valor de la relación vapor-aceite y aumentando la eficiencia del proyecto.

1.2.2.3 Mojabilidad. La mojabilidad es el grado relativo en el que un fluido se esparce preferentemente en la superficie de un sólido cuando hay presencia de otros fluidos inmiscibles. La roca puede ser mojada por agua, cuando la superficie de la roca muestra una preferencia al agua, o mojada por aceite, cuando la superficie de la roca muestra una preferencia al aceite.

También se puede dar una mojabilidad intermedia o neutra cuando la preferencia es por ambos fluidos (agua y aceite), una mojabilidad fraccional si existen poros mojados por agua y otros por aceite, o una mojabilidad mixta con los poros más pequeños mojados por agua y los poros más grandes mojados por aceite.

La mojabilidad depende de la composición química de los fluidos como el contenido de asfáltenos en el crudo y de la naturaleza de la superficie sólida. Los métodos más usados para medir la mojabilidad son el test de Amott, el test USBM, y la medición del ángulo de contacto, el cual es el más empleado de todos.

Se prefieren rocas mojadas por agua para tener un mayor factor de recobro en el proceso de inyección continua de vapor.

1.2.2.4 Tensión interfacial y superficial. La tensión interfacial es una fuerza que actúa en los límites de dos fluidos inmiscibles. Esta fuerza minimiza el área interfacial. Se mide comúnmente en unidades de energía sobre unidades de área o como unidades de fuerza sobre unidades de longitud (dinas/cm).

La tensión superficial es la fuerza que actúa en los límites de un líquido con su vapor, otro gas o el aire. Esta fuerza también minimiza el área de contacto entre los dos fluidos. Se puede medir bajo condiciones de yacimiento usando los aparatos de gota colgante o gota desnatada.

Valores bajos de tensiones interfaciales entre el petróleo y el agua optimizan la eficiencia de un proyecto de recuperación térmica.

1.2.2.5 Presión capilar. La presión capilar es la presión diferencial a través de la interfase de dos fluidos inmiscibles. Es causada por la tensión interfacial y se relaciona con la curvatura de la superficie. La presión capilar es una fuerza resistente al flujo de hidrocarburos a través de una roca almacén.

Es la presión requerida para empujar un fluido a través de una garganta de poro y desplazar el fluido mojante del poro. Poros más pequeños requieren presiones capilares más altas. Su valor depende la tensión interfacial, de la mojabilidad y del radio de poro.

La presión capilar puede ser medida por un diafragma poroso, una inyección de mercurio, el método centrífugo, o el método dinámico, y su valor es negativo para rocas mojadas por aceite y positivo para rocas mojadas por agua.

1.2.2.6 Permeabilidad. La permeabilidad es una medida de la facilidad con la que un líquido fluye a través de una roca. Las unidades son los milidarcies (mD) o darcies (D). Una roca tiene una permeabilidad de 1 darcy si 1 cm³ de fluido con una viscosidad de 1 cP fluye en un 1 cm³ de volumen de roca con un gradiente de presión de 1 atm/s.

Como regla de dedo gordo los yacimientos de petróleo con una permeabilidad mayor a 10 mD producirán aceite sin estimulación, yacimientos de petróleo con permeabilidad menor a 10 mD requerirán estimulación y yacimientos de gas con permeabilidad mayor de 1 mD producirán gas sin necesidad de estimulación.

La permeabilidad se mide directamente en núcleos con un permeámetro. La permeabilidad también se puede obtener a partir de una resonancia magnético-nuclear, registros sísmicos, y data de presión vs tiempo obtenida en registros de evaluación de formaciones.

Existen tres tipos de permeabilidad: la absoluta cuando se tiene una saturación del 100% de un fluido en la roca, la efectiva cuando existe más de un fluido inmiscible en la roca, y la relativa la cual relaciona la efectiva con la absoluta.

1.2.2.7 Heterogeneidad del yacimiento. Está dada por la heterogeneidad horizontal y vertical en las propiedades de un yacimiento. Las heterogeneidades del yacimiento afectan la producción e incluyen variaciones en la permeabilidad, la porosidad, el tamaño de grano, la saturación, las capas de shale, los pinchouts, las fallas, y las estructuras sedimentarias.

La escala de la heterogeneidad de un yacimiento varía desde la escala de poro (10-100 μm), la escala de núcleo (1-100 cm), la escala de una celda de simulador (10-100 m), y hasta la escala de yacimiento (>1000 m). La heterogeneidad es cuantificada por los coeficientes de Dykstra - Parson y de Lorenz.

Yacimientos altamente heterogéneos disminuyen significativamente la eficiencia de la inyección continua de vapor, debido a que el vapor se canaliza con mayor facilidad y alcanza la ruptura de manera temprana; además se favorece el efecto de la anulación de vapor, en el cual se forma una capa superior de vapor y una capa inferior de petróleo y agua caliente, con una saturación residual de petróleo mayor.

1.2.2.8 Movilidad. La movilidad es la razón entre la permeabilidad efectiva a un fluido y la viscosidad aparente de ese fluido. Es una medida de la facilidad con que un fluido fluye a través de una roca almacén. La movilidad relativa es la razón entre la permeabilidad relativa al fluido y su respectiva viscosidad.

Proyectos de inyección continua de vapor han combinado el uso de espumas para reducir la movilidad del vapor saturado y el agua caliente, mejorando las eficiencias de barrido durante el proceso.

1.3 INDICADORES DE EFICIENCIA INVOLUCRADOS EN EL PROCESO DE INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR

1.3.1 Calidad del vapor. De acuerdo con Sarathi y Olsen¹², la calidad de vapor se refiere al grado de sequedad que tiene el vapor, es decir, un vapor con una calidad del 70% tendrá un 70% de vapor y un 30% de agua en peso.

El contenido de calor de un vapor húmedo es siempre menor que el de un vapor seco. Esta propiedad tiene menor efecto en vapores con presiones altas, puesto que la entalpía del agua se incrementa con la presión y el calor latente de vaporización decrece con la presión.

La mayoría de los generadores de vapor usados en la industria para los procesos de recuperación térmica por medio de la inyección de vapor, entregan vapor con una calidad del 80%. El vapor transporta mayor calor que el agua caliente, por lo que permite inyectar a un yacimiento una mayor cantidad de calor por unidad de masa de fluido inyectado.

1.3.2 Volumen de vapor inyectado. El volumen de vapor inyectado, dado por la tasa de inyección manejada, cuantifica el volumen de vapor inyectado en un periodo de tiempo. Esta variable es de suma importancia en el control de pérdidas de calor en un proceso de inyección continua de vapor, puesto que, a mayores tasas de inyección, menores serán las pérdidas de calor, según lo propuesto por Anjum¹³.

El control de esta variable debe realizarse con precaución, debido a que un aumento en la tasa de inyección podría generar un aumento en la presión del vapor, lo que ocasionaría una reducción en la cantidad de calor transmitido, reduciendo la eficiencia del proceso de recuperación térmica.

¹² SARATHI, P. S. y OLSEN, D. K. Practical Aspects of Steam Injection Processes: A Handbook for Independent Operators; Sponsor Org.: USDOE, Washington D.C., 1992.

¹³ ANJUM, Shehzad. A Techno-Economic Evaluation of Downhole Steam Generation in Enhanced Oil Recovery. Halifax, Nova Scotia.: Dalhousie University, 2005.

1.3.3 Tiempo de inyección. El tiempo de inyección se refiere a la duración que ha tenido el proceso de inyección de vapor, normalmente medido en años. De acuerdo con Anjum, entre mayor sea el tiempo de inyección en el que se ha sometido un campo, menores serán las pérdidas de calor. Al inicio del proyecto de inyección continua de vapor, el decrecimiento en las pérdidas de calor es sustancial, pero a medida que pasa el tiempo este decrecimiento se da a una menor tasa, pero de manera continua.

1.3.4 Eficiencia de barrido areal, vertical y volumétrica. De acuerdo con Tarek Ahmed¹⁴, la eficiencia de barrido areal, EA, se define como la fracción del total del patrón de inyección que es contactada por el fluido desplazante. Incrementa continuamente desde el inicio de la inyección hasta que la ruptura ocurre, después de lo cual la EA continúa incrementando, pero a una menor tasa.

La eficiencia de barrido areal depende de los siguientes factores: la razón de movilidad, el patrón de inyección, el vapor inyectado acumulado en barriles de agua equivalente, la presión de distribución entre inyectores y productores, y la permeabilidad direccional.

La eficiencia de barrido vertical se define como la fracción de la sección vertical de la zona pay contactada por el fluido de inyección. Esta eficiencia en particular depende de la razón de movilidad, del volumen total inyectado, de la heterogeneidad vertical, del grado de estratificación y/o laminación, y del efecto de zonación.

La eficiencia de barrido volumétrica, E_{VOL} , es una medida del porcentaje del total del yacimiento que ha sido contactado por el fluido inyectado. Esta eficiencia es comúnmente llamada “conformancia del fluido” y es el producto entre E_A y E_V . La eficiencia que pueda tener el barrido hecho por el vapor y el agua caliente en el proceso de inyección continua de vapor define el factor de recobro final que tendrá el proyecto.

1.3.5 Factor de recobro. El factor de recobro se define como el porcentaje o fracción de crudo o gas natural en un yacimiento que será últimamente producido por la recuperación primaria y por posibles futuras recuperaciones secundarias y terciarias. Es calculado a partir del OOIP en stock tank barrels o del OGIP en pies cúbicos estándar. Para la recuperación primaria, este factor dependerá del mecanismo de empuje, la permeabilidad del yacimiento, la viscosidad del aceite, y la heterogeneidad del yacimiento.

El factor de recobro generado por un proceso de inyección continua de vapor puede alcanzar valores de hasta un 80% del OOIP.

¹⁴ AHMED, Tarek. Reservoir Engineering Handbook. Elsevier Science, 2010.

1.3.6 Relación Vapor/Aceite (Steam/Oil Ratio). La relación vapor/aceite o steam/oil ratio, comúnmente abreviada en la literatura como SOR, es el volumen de gas inyectado, en miles de pies cúbicos, que produce 1 bbl de aceite durante la producción de petróleo pesado asistida con vapor. Valores entre 3 y 8 son típicos para un proceso de inyección cíclica de vapor y valores entre 2 y 5 lo son para un proceso de drenaje gravitacional asistido con vapor, con valores menores indicando procesos más eficientes.

Para el caso de los proyectos de inyección continua de vapor, este valor puede estar entre 2 y 10, con algunas excepciones en campos no exitosos, y con valores promedio entre 6 y 8.

2. MÉTODOS DE REGRESIÓN ANALÍTICA

En este capítulo se realiza una breve descripción teórica de los métodos de regresión analítica existentes, los cuales serán usados más adelante para realizar el tratamiento de los datos recopilados en el proyecto de investigación.

A partir de la fase de investigación generada sobre los 56 campos que han utilizado la inyección continua de vapor como técnica de producción, se registró en una base de datos los diferentes parámetros que llegan a afectar esta técnica en cierto grado, para cada campo. Dentro de estos parámetros se analizan condiciones operacionales, propiedades de la roca y fluidos, geología del campo, ubicación, entre otros.

Una vez obtenida la mayor cantidad de datos se pasa a una fase de interpretación y análisis donde se utilizarán inicialmente los métodos de regresión analítica para generar unas líneas de tendencia que demuestren el comportamiento de las variables a relacionar, las cuales será descritas en el siguiente capítulo. Esto permitió llegar a un análisis representativo por medio de la regresión y/o análisis multivariable.

2.1 REGRESIÓN ANALÍTICA

La creación de modelos matemáticos para la solución de problemas y fenómenos naturales ha permitido entender el comportamiento y la importancia que tienen ciertos factores, criterios, o parámetros sobre estos.

Existen dos metodologías que permiten utilizar estas herramientas matemáticas, el modelo determinístico y el modelo estadístico o estocástico. El primero se basa en la obtención de una única respuesta, donde todas las variables de entrada son conocidas y producirán invariablemente las mismas salidas, es decir no contemplan el principio de incertidumbre.

El segundo modelo utiliza la obtención de soluciones aproximadas a la real, por medio de la solución de modelos simples que describa el comportamiento de la variable.

Se basa en una etapa determinística o funcional que describe la relación entre las variables utilizando principios matemáticos y una segunda etapa que implementa la estadística con el fin de analizar la desviación entre las variables relacionadas. Usualmente se utilizan componentes de errores aleatorios para describirlos. A partir del método estadístico se derivan diversos modelos predictivos como la regresión analítica.

La regresión analítica consiste en un método matemático conceptual que analiza la relación entre dos o más variables, con el fin de entender: 1) si existe relación entre

las variables analizadas, 2) determinar cuál de estas tiene un mayor impacto sobre el problema o fenómeno y 3) realizar predicciones sobre los valores que puede tomar la variable.

Esta relación se determina a partir de una ecuación o modelo que conecte la variable respuesta o dependiente, con una o más variables explicativas o independientes, donde la primera será el parámetro a analizar o predecir y las segundas serán todos los factores que pueden llegar a tener un impacto o que expliquen la variable dependiente.

Estas se describen con la letra Y, mientras que el grupo de variables explicativas se describirán con la letra X. Dependiendo de la cantidad de variables se utilizará la siguiente forma X_1, X_2, X_3, \dots , hasta X_p donde p será el número de variables explicativas determinadas según la situación a analizar.¹⁵

El modelo podrá aproximarse a la **Ecuación 1**, donde ε establece el error debido a la variación o discordancia en la aproximación y permite ajustar el modelo a los datos analizados. Además de ajustar el modelo por medio del factor ε , es necesario describir la relación entre las variables (X, Y) con los parámetros o coeficientes de regresión β , como se muestra en la **Ecuación 2**, los cuales son valores numéricos constantes determinados y estimados a partir de los datos iniciales.

Ecuación 1. Modelo de regresión simple

$$Y = f(X_1, X_2, \dots, X_p) + \varepsilon$$

Fuente. CHATTERJEE, S y HADI, A. Regression Analysis by Example. Edición 5. New Jersey: John Wiley 6 Sons, Inc. 2012. P16.

Ecuación 2. Ejemplo Modelo de regresión lineal

$$Y = \beta_0 + \beta_1 X_1 + \beta_2 X_2 + \dots + \beta_p X_p + \varepsilon$$

Fuente. CHATTERJEE, S y HADI, A. Regression Analysis by Example. Edición 5. New Jersey: John Wiley 6 Sons, Inc. 2012. P16.

Donde:

β : Coeficientes de regresión

X: variables dependientes

Y: variables Independientes

ε : Factor de error

¹⁵ CHATTERJEE, S y HADI, A. Regression Analysis by Example. Edición 5. New Jersey: John Wiley 6 Sons, Inc. 2012. p2.

2.1.1 Pasos para plantear una regresión analítica. A continuación, se describen los pasos a seguir para el planteamiento de la regresión analítica. Estos fueron tomados en cuenta para determinar el mejor ajuste de los datos registrados en la base de datos realizada.

2.1.1.1 Determinación del problema. Consta en formular el problema a analizar. Es uno de los pasos más importantes de la investigación ya que a partir de este se define el grupo de variables a relacionar y su importancia en la solución del problema, además permite seleccionar el tipo de modelo predictivo bajo el cual se decide analizar el problema.

Permite determinar los objetivos del problema y cuál será la solución para llegar a un modelo de pronóstico o explicativo. Por lo tanto, para este trabajo se hizo uso de las bases teóricas obtenidas para seleccionar las propiedades y condiciones operacionales con mayor impacto en la inyección continua de vapor, así como también la posible correlación entre estos parámetros según principios preestablecidos en la industria.

2.1.1.2 Selección de variables. Seleccionar el grupo de variables a partir de conocimientos previos y experiencias en el área de estudio, que puedan llegar a explicar o predecir las variables dependientes o de respuesta, identificando el criterio de valoración verdadero bajo el cual se basará la correlación de variables, y minimizando el error de clasificación de las variables. Para un modelo de pronóstico utilizar criterios “duros” o representativos de la muestra y así asegurar que la explicación de la variable sea igual para todos los componentes.

2.1.1.3 Recolección de información. Obtener la información y datos relevantes al área de estudio; en algunos casos estos datos se registran en ambientes controlados, donde ciertos criterios que no presentan interés sobre el análisis pueden tomarse como constantes. Sin embargo, en la mayoría de los casos se recolectan bajo condiciones no experimentales, es decir, no pueden ser controlados por los investigadores. Estas variables podrán ser descritas como cualitativas o cuantitativas, indicado el método de análisis a utilizar.¹⁶

2.1.1.4 Especificaciones del modelo. Según Samprit Chatterjee¹⁷ el tipo de modelo a utilizar se puede especificar inicialmente por medio de las bases teóricas y datos análogos, donde la hipótesis del modelo se podrá confirmar o refutar por medio del análisis de la información recolectada. Como primer parámetro de selección la función del modelo se puede clasificar como lineal y no-lineal; esta última se subdivide al mismo tiempo en funciones linearizables y las funciones intrínsecamente no lineales.

¹⁶ CHATTERJEE, S y HADI, A. Regression Analysis by Example. Edición 5. New Jersey: John Wiley 6 Sons, Inc. 2012. P16.

¹⁷ Ibid., p. 16.

Estas funciones son implementadas para plantear las ecuaciones de regresión usadas en el modelo; cuando éstas sólo contienen una variable predictora se llaman ecuación de regresión simple, por ende, cuando se tiene más de una variable predictora se crea una ecuación de regresión múltiple.

Como se podrá observar en la **Tabla 3** se han creado diferentes tipos de regresiones. Conociendo la cantidad y tipo de variables, y la hipótesis que se necesita investigar se podrá escoger el mejor modelo que se ajuste a los datos.

Tabla 3. Clasificación de diferentes tipos de regresión analítica

Tipo de Regresión	Condiciones
Univariado	Una variable de respuesta cuantitativa
Multivariado	Dos o más variables de respuesta cuantitativas
Simple	Una variable predictora
Múltiple	Dos o más variables predictoras
Lineal	En la ecuación lineal, todos los parámetros se utilizan de forma directa o lineal.
No Lineal	La relación entre la variable respuesta y algunas predictoras no es directamente proporcional. Ninguna transformación de las variables puede convertirla en lineal.
Análisis de Varianza	Todas las variables predictoras son cualitativas
Análisis de Covarianza	Las variables predictoras pueden ser cualitativas o cuantitativas
Logística	La variable respuesta es cualitativa.

Fuente. CHATTERJEE, S y HADI, A. Regression Analysis by Example. Edición 5. New Jersey: John Wiley 6 Sons, Inc. Modificada por los autores. 2012. p. 18.

Para crear el modelo adecuado se debe buscar la simplicidad frente a la complejidad, evitar la sobresaturación de información y no suponer la linealidad de las variables continuas, todas deben ser transformadas para su uso en el modelo.

2.1.1.5 Selección del modelo de ajuste. Después de definido el modelo y la recolección completa de la información, se deberá estimar los parámetros del modelo con el fin de poderlo ajustar o estimar a un comportamiento.

Dentro de los métodos más comunes se encuentra el método de mínimos cuadrados, este método define la estimación de variables como los valores que puedan minimizar la suma de cuadrados entre la medición o datos recolectados y el modelo¹⁸; obteniendo estos valores por medio de la propiedad para una ecuación cuadrática donde esta llega a su valor mínimo cuando su derivada es igual a cero.

¹⁸ ABDI, Hervé. The Method of Least Squares. University of Dallas. [En línea, recuperado marzo 14, 2018], disponible en: <https://www.utdallas.edu/~herve/Abdi-LeastSquares06-pretty.pdf>

Otros posibles métodos por utilizar son máxima verosimilitud (EMV), regresión contraída “Ridge Regression” y análisis de componentes principales (ACP).

El método EMV se basa principalmente en tomar como estimación del parámetro estudiado el valor que haga máxima la probabilidad de obtener la muestra observada, por medio de la función de verosimilitud; $L(\theta)$ definida como la función de densidad de la muestra (**Ecuación 3**), en función del parámetro desconocido θ , para así poder calcular el valor que maximiza ese parámetro.

Ecuación 3. Función de verosimilitud como método de ajuste para el modelo de regresión

$$L(\theta) = P(X_1 = x_1, X_2 = x_2, \dots, X_n = x_n) = f(X_1; \theta) * f(X_2; \theta) * \dots * f(X_n; \theta)$$

Fuente. GIL, A. Estadística I. Estimadores de máxima verosimilitud. Disponible en: http://halweb.uc3m.es/esp/Personal/personas/aarribas/esp/docs/estl_tema3.pdf. [En línea, recuperado marzo 14, 2018]

Donde X_1, X_2, \dots, X_n son las variables predictoras para la cual la función probabilística de densidad está basada en la función $f(X_i; \theta)$.

El método de regresión contraída permite crear un modelo más uniforme cuando el número de variables predictoras es mayor al número de observaciones o cuando los datos recolectados tienen múltiples correlaciones con las variables predictoras. Trata de disminuir el error cuadrático medio obtenido con el método de mínimos cuadrados por medio del cálculo de estimadores que puedan ser sesgados con menor error.

Y por último el método de análisis de componentes principales, el cual realmente es una técnica estadística de síntesis de información. Los nuevos componentes principales serán una combinación lineal de las variables originales e independientes entre sí.¹⁹ Se busca reducir las dimensiones de un conjunto de datos, proyectando los datos para que sean representados mediante mínimos cuadrados.

2.1.1.6 Ajuste del modelo. Después de seleccionar el método de estimación y/o ajuste, se deberá verificar los parámetros de regresión utilizados en el modelo. Es importante conocer que una variable ajustada se refiere al uso de las variables predictoras correspondientes a la información propia de la investigación, mientras que en la predicción se obtienen valores a partir de variables predictoras fuera del rango de datos recolectados inicialmente.

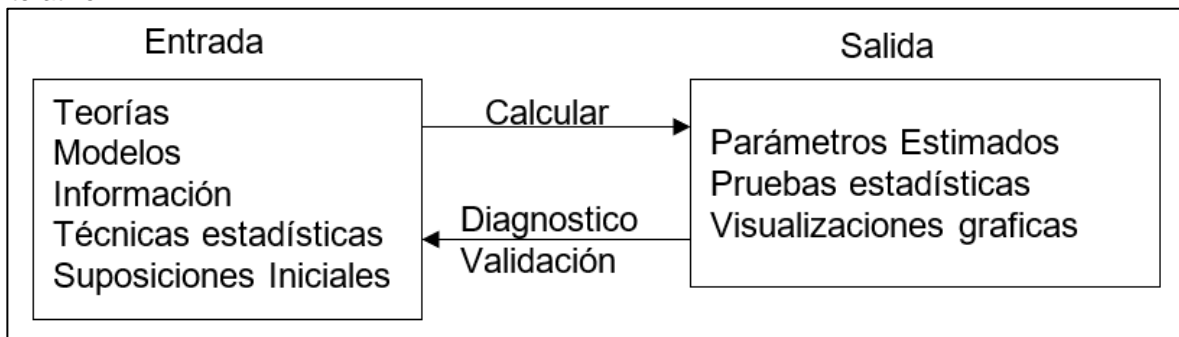
Con el fin de evaluar el rendimiento del modelo, se tienen los siguientes pasos a seguir: 1) Hacer una validación interna en base a los parámetros determinados y

¹⁹ UOC. TERRADEZ, Manuel. Análisis de componentes principales. [En línea, recuperado marzo 14, 2018], disponible en: <https://es.calameo.com/books/000191970a476fb6ab58c>

datos recolectados, realizando un re-muestreo, 2) Utilizar medidas de rendimiento global como R^2 , puntuación de Brier, 3) Calibración del modelo y por último 4) Una validación externa con los mismos parámetros, pero con datos externos.²⁰

2.1.1.7 Validación del modelo. Debido a que se dificulta la resolución de un modelo con múltiples variables o condiciones predictoras, es necesario describir ciertas suposiciones que se ajusten al modelo e información recolectada. El posible análisis que se pueda desarrollar dependerá en la correcta validación de las suposiciones, ya que este proceso se define como un método iterativo para encontrar una o varias soluciones al problema; se deberá seguir las etapas mostradas en la **Figura 4**.

Figura 4. Ilustración esquemática de las etapas para un proceso de regresión basado en un método iterativo.



Fuente. CHATTERJEE, S y HADI, A. Regression Analysis by Example. Edición 5. New Jersey: John Wiley 6 Sons, Inc. Modificada por los autores. 2012. p. 20

2.2 TIPOS DE REGRESIÓN ANALÍTICA

2.2.1 Regresión Lineal Simple. Método estadístico que permite estudiar la relación entre dos variables continuas y cuantitativas. Como se mencionó anteriormente, las dos variables analizadas son la variable predictora o independiente descrita por la letra X y la variable respuesta, dependiente descrita por la letra Y. Se denomina regresión simple debido a que solo utiliza para el modelamiento una variable predictora.²¹

El modelo de regresión lineal simple está en función de la siguiente ecuación, donde la parte determinística del modelo será específica para cierto valor de X y describe el promedio o media de la población de la variable dependiente (**Ecuación 4**).

²⁰ CHATTERJEE, S y HADI, A. Regression Analysis by Example. Edición 5. New Jersey: John Wiley 6 Sons, Inc. 2012. P19.

²¹ Ibíd. P. 25

Ecuación 4. Modelo regresión lineal simple

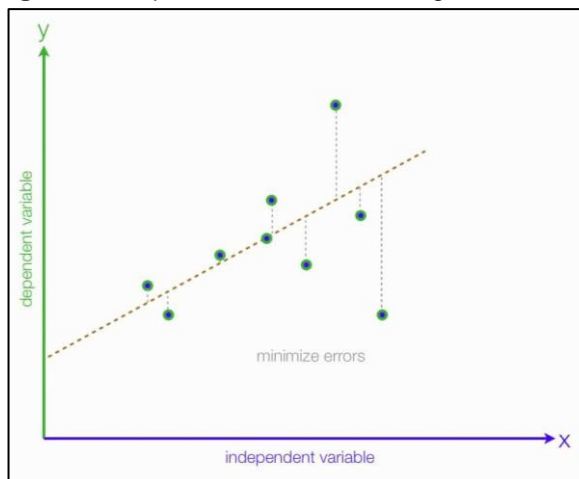
$$y = \beta_0 + \beta_1 x + \varepsilon$$

Fuente. FREUND, R. WILSON, W. SA, P. Regression Analysis. Statistical Modeling of a Response Variable. Edición 2. Elsevier.2006. p. 37

Donde β_0 es el intercepto de la función y será el promedio de las variables dependientes cuando $X=0$; β_1 será la pendiente que muestra el cambio del promedio de las variables en función de una variación de X . Estos dos parámetros se definen como coeficientes de regresión permitiendo ajustar la función a un comportamiento determinado.

La segunda parte que crea el modelo de regresión es la estadística o parte aleatoria, esta se encuentra definida por el parámetro; ε . Este explica la variación que puede tener el promedio de los datos con respecto a cambio de X ; se conoce como término de error.²²

Figura 5. Esquema del modelo de regresión lineal



Fuente. PENNSTATE, Eberly College of Science. Lesson 1: Simple Linear Regression. Disponible en: <https://onlinecourses.science.psu.edu/stat501/node/253>. [En línea, recuperado marzo 14, 2018].

La **Figura 5** permite observar el esquema básico para crear un modelo de regresión, donde la línea punteada describirá la tendencia en la población de datos entre la variable predictora y respuesta; esta se conoce como la línea de regresión de la población. Debido a que no todas las variables respuesta tienen ese comportamiento, se genera un error el cual será descrito y cuantificado por el parámetro ε .

²² FREUND, R. WILSON, W. SA, P. Regression Analysis. Statistical Modeling of a Response Variable. Edición 2. Elsevier.2006. p. 37

2.2.1.1 Condiciones para obtener un modelo de regresión simple²³.

- La media de la respuesta de la función Y_i , para cada valor de la variable predictora X_i se obtiene una función lineal de X_i .
- Los errores ε son independientes.
- Los errores, para cada valor de la variable predictora se comporta bajo una distribución normal, es decir una media de cero.
- Los errores, para cada valor de la variable predictora tienen la misma varianza.

Para estimar los parámetros de ajuste se hace uso del método de mínimos cuadrados (**Ecuación 5**). El valor de los coeficientes que minimizan la suma de desviación cuadrática de cualquier grupo de datos esta dado por las siguientes soluciones normales:

Ecuación 5. Sumatoria de cuadrados de las distancias verticales desde un punto hasta la línea de ajuste

$$SS \text{ (sum of squares)} = \sum (y - \beta_0 + \beta_1 x)^2$$

Fuente. FREUND, R. WILSON, W. SA, P. Regression Analysis. Statistical Modeling of a Response Variable. Edición 2. Elsevier.2006. p. 40

Así mismo la solución de estas ecuaciones lineales permite estimar los parámetros, donde β_0 y β_1 se determinan por la **Ecuación 6**.

Ecuación 6. Estimación de los parámetros β_0 y β_1

$$\widehat{\beta}_1 = \frac{\sum xy - \frac{(\sum x)(\sum y)}{n}}{\sum x^2 - \frac{(\sum x)^2}{n}} = \frac{\sum(x - \bar{x})(y - \bar{y})}{\sum(x - \bar{x})^2}$$
$$\widehat{\beta}_0 = \bar{y} - \widehat{\beta}_1 \bar{x}$$

Fuente. FREUND, R. WILSON, W. SA, P. Regression Analysis. Statistical Modeling of a Response Variable. Edición 2. Elsevier.2006. p. 40

Donde $(x - \bar{x})$ es la desviación de cada observación con respecto a la variable predictora; del mismo modo $(y - \bar{y})$ indicara la desviación de cada variable observada con respecto a la variable respuesta.

Una vez se determine el modelo de regresión, se pasará a medir el ajuste de este a los datos, con el cual se desarrolló una igualdad fundamental para las regresiones donde SST describe la suma total de las desviaciones (**Ecuación 7**), SSR la suma de cuadrados debido a la regresión y SSE representa la suma de los cuadrados residuales (errores):

²³ PENNSTATE, Eberly College of Science. Lesson 1: Simple Linear Regression. [En línea, recuperado marzo 14, 2018], disponible en: <https://onlinecourses.science.psu.edu/stat501/node/253>

Ecuación 7. Igualdad Fundamental para realizar el ajuste del modelo de regresión a las variables

$$SST = \sum (y_i - \bar{y})^2, \quad SST = SSR + SSE, \quad SSR = \sum (\hat{y}_i - \bar{y})^2, \quad SSE = \sum (y_i - \hat{y}_i)^2$$

Fuente. CHATTERJEE, S y HADI, A. Regression Analysis by Example. Edición 5. New Jersey: John Wiley 6 Sons, Inc. 2012. p.44.

Con el fin de determinar la relación y magnitud entre las dos variables analizadas se utiliza el modelo de correlación, el coeficiente de determinación y la covarianza para definir si realmente las variables tienen alguna relación, sea inversa o directamente proporcional, y en cuanto a esa proporcionalidad se podrá entonces estimar realmente la variable dependiente en función de la información conocida de la variable independiente.

2.2.1.2 Covarianza²⁴. Medición que indica la dirección de la relación lineal que hay entre las variables X, Y (**Ecuación 8**). Cuando la covarianza es menor a cero, a relación será negativa por lo tanto cuando esta sea mayor a cero la relación entre las variables es positiva.

Ecuación 8. Determinación de la covarianza a partir de las variables X, Y

$$Cov(Y, X) = \frac{\sum_{i=1}^n (y_i - \bar{y})(x_i - \bar{x})}{n - 1}$$

Fuente. CHATTERJEE, S y HADI, A. Regression Analysis by Example. Edición 5. New Jersey: John Wiley 6 Sons, Inc. 2012. p.27.

Debido a que se ve afectada por las diferentes unidades de medición se buscó estandarizar los valores de Y, X antes de su determinación. A partir de este nuevo método de medición se crea el coeficiente de correlación descrito a continuación.

2.2.1.3 Coeficientes de correlación, ρ , r ^{25 26}. El modelo de correlación es utilizado para medir la magnitud de la relación entre las variables, es decir mide el grado de covariación entre las variables que se encuentran relacionadas bajo un comportamiento lineal. Este coeficiente puede describirse según el signo que tome y su valor. El signo dependerá principalmente del coeficiente de la pendiente estimada (β_1); cuando la pendiente sea negativa, el coeficiente también será negativo y viceversa.

Se permite determinar la relación entre las variables por medio de sus valores de medición que oscilan entre -1 y +1. Sin embargo, será importante conocer que la

²⁴ CHATTERJEE, S y HADI, A. Regression Analysis by Example. Edición 5. New Jersey: John Wiley 6 Sons, Inc. 2012. p. 27.

²⁵ Coeficiente de correlación lineal de Pearson. [En línea, recuperado marzo 14, 2018], disponible en: <https://personal.us.es/vararey/adatos2/correlacion.pdf>

²⁶ PENNSTATE, Eberly College of Science. Lesson 1: Simple Linear Regression. (Pearson) Correlation Coefficient r. [En línea, recuperado marzo 14, 2018], disponible en: <https://onlinecourses.science.psu.edu/stat462/node/96>

magnitud de la relación viene especificada por el valor numérico, el signo sólo reflejara la dirección del valor. Es decir, para un coeficiente de 1 se obtiene una relación perfecta positiva y una relación perfecta negativa con un valor de -1.

Por otro lado, mientras más cercano este del cero el coeficiente de correlación menor será la relación entre las variables. Un coeficiente de cero indica que las variables no están relacionadas linealmente y para su interpretación será importante realizar un gráfico de dispersión para luego interpretar el valor numérico. No siempre que este coeficiente indique una relación lineal significa que se ajuste.

Una correlación perfecta positiva entre las variables indicará una proporcionalidad directa entre estas, por ejemplo, el aumento de una provoca el aumento en la otra, mientras que la relación perfecta negativa indicará una proporcionalidad indirecta entre las variables X, Y. Esta se podrá estimar por medio del modelo de correlación normal, descrita en la **Ecuación 9**.²⁷

Ecuación 9. Determinación del coeficiente de correlación a partir de las variables X, Y

$$\hat{\rho} = r = \frac{\sum(x - \bar{x})(y - \bar{y})}{\sqrt{\sum(x - \bar{x})^2 \sum(y - \bar{y})^2}} = \frac{S_{xy}}{\sqrt{S_{xx}S_{yy}}}$$

Fuente. Coeficiente de correlación lineal de Pearson. Disponible en: <https://personal.us.es/vararey/adatos2/correlacion.pdf>. [En línea, recuperado marzo 14, 2018].

2.2.1.4 Coeficiente de determinación, r^2 ²⁸. Es la medición en porcentaje de que tanto varía la variable predictora en función de la ecuación de regresión planteada. Indica qué tan bien se ajusta el modelo de regresión a los datos iniciales. Se puede calcular como la raíz cuadrada del coeficiente de correlación (**Ecuación 10**).

En base al siguiente análisis se podrá determinar el coeficiente de determinación, donde SSR es la suma de los cuadrados debido a la regresión y SST es la suma total de cuadrados corregida por el análisis de regresión. Usualmente se utiliza para describir la efectividad del modelo de regresión.

²⁷ CHATTERJEE, S y HADI, A. Regression Analysis by Example. Edición 5. New Jersey: John Wiley 6 Sons, Inc. 2012. p. 30.

²⁸ PENNSTATE, Eberly College of Science. Lesson 1: Simple Linear Regression. The coefficient of Determination, r-squared. [En línea, recuperado marzo 14, 2018], disponible en: <https://onlinecourses.science.psu.edu/stat501/node/255>

Ecuación 10. Determinación del coeficiente de determinación a partir de las variables X, Y

$$r^2 = \frac{SSR}{SST} = 1 - \frac{SSE}{SST}$$

Fuente. PENNSTATE, Eberly College of Science. Lesson 1: Simple Linear Regression. The coefficient of Determination, r-squared. Disponible en: <https://onlinecourses.science.psu.edu/stat501/node/255>. [En línea, recuperado marzo 14, 2018].

Debido a que el coeficiente de determinación se expresa como una proporción, siempre estará dado su resultado en un rango de 0 a 1. Cuando lleve un valor de 1, se infiere que todos los puntos analizados se encuentran sobre la línea de tendencia o de regresión y la variable predictora X estará relacionada con la variación de Y.

Por otro lado, cuando se obtiene un valor de 0, la línea de regresión estimada será horizontal, lo cual indica que la variación en Y no se ve afectada por la variable predictora X. Para un coeficiente de determinación entre 0 y 1, se debe tomar en cuenta que este valor en porcentaje indicara el porcentaje de la variación en Y, el cual se reduce debido a la variable predictora X.

2.2.2 Regresión Lineal Múltiple. En el modelo de regresión lineal múltiple, los datos consisten en n observaciones de una variable Y dependiente o respuesta y p variables predictoras o explicativas, según Chatterjee²⁹.

La relación existente entre Y y X_1, X_2, \dots, X_p es formulada como un modelo lineal

Ecuación 11. Modelo lineal de regresión múltiple

$$Y = \beta_0 + \beta_1 X_1 + \beta_2 X_2 + \dots + \beta_p X_p + \varepsilon,$$

Fuente. CHATTERJEE, S y HADI, A. Regression Analysis by Example. Edición 5. New Jersey: John Wiley & Sons, Inc. 2012. p. 57.

donde $\beta_0, \beta_1, \dots, \beta_p$ son constantes referidas como los coeficientes de la regresión parcial del modelo, o simplemente los coeficientes de regresión, y ε es el disturbio aleatorio o error.

Se asume que para cada conjunto de valores fijos de X_1, X_2, \dots, X_p que caen dentro del rango de los datos, la ecuación anterior provee una aproximación aceptable de la verdadera relación que exista entre Y y las X's, es decir, Y es aproximadamente una función lineal de las X's, y ε mide la discrepancia en esa aproximación.

²⁹ CHATTERJEE, S y HADI, A. Regression Analysis by Example. Edición 5. New Jersey: John Wiley & Sons, Inc. 2012. p. 30.

2.2.2.1 Estimación de parámetros. Basándose en los datos disponibles, se procede a estimar los parámetros $\beta_0, \beta_1, \dots, \beta_p$. Para esto se usa el método más usado en la regresión lineal, el método de mínimos cuadrados. En otras palabras, se minimiza la suma de los cuadrados de los errores, reescribiéndolos así

Ecuación 12. Método de mínimos cuadrados para modelo lineal de regresión múltiple.

$$\varepsilon_i = y_i - \beta_0 - \beta_1 x_{i1} - \dots - \beta_p x_{ip}, \quad i = 1, 2, \dots, n.$$

Fuente. CHATTERJEE, S y HADI, A. Regression Analysis by Example. Edición 5. New Jersey: John Wiley 6 Sons, Inc. 2012. p. 58.

Ecuación 13. Suma de los cuadrados de los errores para estimar el modelo lineal de regresión múltiple.

$$S(\beta_0, \beta_1, \dots, \beta_p) = \sum_{i=1}^n \varepsilon_i^2 = \sum_{i=1}^n (y_i - \beta_0 - \beta_1 x_{i1} - \dots - \beta_p x_{ip})^2.$$

Fuente. CHATTERJEE, S y HADI, A. Regression Analysis by Example. Edición 5. New Jersey: John Wiley 6 Sons, Inc. 2012. p. 61.

Mediante una aplicación directa del cálculo, se puede mostrar que los estimados de los mínimos cuadrados, denotados como b_0, b_1, \dots, b_p , que minimizan a $S(\beta_0, \beta_1, \dots, \beta_p)$, están dados por la solución de un sistema de ecuaciones lineales conocidas como ecuaciones normales.

El estimado b_0 es usualmente llamado intercepto o constante, y b_j como el estimado del coeficiente de regresión de la variable predictora X_j .

Usando los coeficientes de regresión b_0, b_1, \dots, b_p , se escribe la ecuación del modelo ajustado de mínimos cuadrados como

Ecuación 14. Ecuación ajustado de mínimos cuadrados

$$\hat{Y} = \hat{\beta}_0 + \hat{\beta}_1 X_1 + \dots + \hat{\beta}_p X_p.$$

Fuente. CHATTERJEE, S y HADI, A. Regression Analysis by Example. Edición 5. New Jersey: John Wiley 6 Sons, Inc. 2012. p. 61.

Para cada observación en los datos, se puede calcular

Ecuación 15. Modelo de mínimos cuadrados para cada observación dada.

$$\hat{y}_i = \hat{\beta}_0 + \hat{\beta}_1 x_{i1} + \dots + \hat{\beta}_p x_{ip}, \quad i = 1, 2, \dots, n.$$

Fuente. CHATTERJEE, S y HADI, A. Regression Analysis by Example. Edición 5. New Jersey: John Wiley 6 Sons, Inc. 2012. p. 61.

Estos valores son llamados valores ajustados. Los correspondientes residuos del método de mínimos cuadrados son dados por

Ecuación 16. Residuos ordinarios correspondientes del método de mínimos cuadrados.

$$e_i = y_i - \hat{y}_i, \quad i = 1, 2, \dots, n.$$

Fuente. CHATTERJEE, S y HADI, A. Regression Analysis by Example. Edición 5. New Jersey: John Wiley & Sons, Inc. 2012. p. 61.

2.2.2.2 Interpretación de los coeficientes de regresión. “La interpretación de los coeficientes de regresión en una ecuación de regresión múltiple es una fuente común de confusión”³⁰. La ecuación de regresión simple representa una línea, mientras que la ecuación de regresión múltiple representa un plano (en el caso de dos variables predictoras) o un hiperplano (cuando se tienen más de dos variables predictoras).

En la regresión múltiple, el coeficiente β_0 , llamado coeficiente constante, es el valor de Y cuando $X_1 = X_2 = \dots = X_p = 0$, como en la regresión simple.

El coeficiente de regresión $\beta_j, j = 1, 2, \dots, p$, tiene diferentes interpretaciones. Puede ser interpretado como el cambio en Y correspondiente a un cambio unitario en X_j cuando las otras variables predictoras se mantienen constantes. La magnitud del cambio no depende de los valores a los cuales las otras variables predictoras son fijadas.

En la práctica, sin embargo, las variables predictoras pueden estar relacionadas de manera inherente, por lo cual mantenerlas constantes mientras se varían las otras puede no ser posible.

El coeficiente de regresión β_j también se denomina coeficiente de regresión parcial, porque β_j representa la contribución de X_j a la variable respuesta Y después de que ha sido ajustada para las otras variables predictoras.

2.2.2.3 Centralización y escalamiento. Las magnitudes de los coeficientes de regresión en la ecuación de regresión dependen de las unidades de medida de las variables. Para hacer los coeficientes de regresión adimensionales, se debe primero centrar y/o escalar las variables antes de desarrollar la regresión.

Si se tienen un modelo sin intercepto de la forma $y = \beta_1 x_1 + \beta_2 x_2 + \dots + \beta_p x_p$ y se necesita ajustar, únicamente se deben escalar las variables, a diferencia del modelo con intercepto, en el cual se debe centrar y escalar sus respectivas variables.

³⁰ CHATTERJEE, S y HADI, A. Regression Analysis by Example. Edición 5. New Jersey: John Wiley & Sons, Inc. 2012. p. 30.

- Centralización y escalamiento en modelos con intercepto

Una variable centrada se obtiene al restar de cada observación el promedio de todas las observaciones. Por ejemplo, la variable respuesta centrada es $Y - \hat{y}$, donde \hat{y} es la media de las variables respuesta, y la j -ésima variable predictora centrada es $X_j - x$, donde x es la media de las variables predictoras. El promedio de las variables centradas es cero.

Las variables centradas también pueden ser escaladas. Dos tipos de escalamiento son usualmente desarrollados: escalamiento de longitud unitaria y estandarización. El escalamiento de longitud unitaria de la variable respuesta Y y la j -ésima variable predictora X_j se obtiene de la siguiente manera:

Ecuación 17. El escalamiento de longitud unitaria de la variable respuesta Y y la j -ésima variable predictora X_j

$$\begin{aligned} \tilde{Z}_y &= (Y - \bar{y})/L_y, \\ \tilde{Z}_j &= (X_j - \bar{x}_j)/L_j, \quad j = 1, \dots, p \\ L_y &= \sqrt{\sum_{i=1}^n (y_i - \bar{y})^2} & L_j &= \sqrt{\sum_{i=1}^n (x_{ij} - \bar{x}_j)^2}, \quad j = 1, \dots, p. \end{aligned}$$

Fuente. CHATTERJEE, S y HADI, A. Regression Analysis by Example. Edición 5. New Jersey: John Wiley 6 Sons, Inc. 2012. p. 65.

El valor L_y se refieren a la longitud de la variable centrada $Y - \hat{y}$ porque mide el tamaño de las magnitudes de las observaciones en $Y - \hat{y}$. De manera similar, L_j mide la longitud de la variable $X_j - x$.

Las variables Z_y y Z_j de las ecuaciones anteriores, tienen promedios de cero y longitudes unitarias, por lo cual este tipo de escalamiento es llamado escalamiento de longitud unitaria.

El segundo tipo de escalamiento es la estandarización, el cual se define por

Ecuación 18. Escalamiento variable respuesta y predictora mediante estandarización.

$$\begin{aligned} \tilde{Y} &= \frac{Y - \bar{y}}{s_y}, \\ \tilde{X}_j &= \frac{X_j - \bar{x}_j}{s_j}, \quad j = 1, \dots, p, \end{aligned}$$

Fuente. CHATTERJEE, S y HADI, A. Regression Analysis by Example. Edición 5. New Jersey: John Wiley 6 Sons, Inc. 2012. p. 65.

donde son las desviaciones estándar de la j -ésima variable respuesta y variable predictora, respectivamente. Las variables estandarizadas Y y X en las anteriores ecuaciones, tienen promedios de cero y desviaciones estándar unitarias.

Ecuación 19. Determinación variable respuesta y predictora estandarizada.

$$s_y = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (y_i - \bar{y})^2}{n-1}} \quad \text{y} \quad s_j = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (x_{ij} - \bar{x}_j)^2}{n-1}}, \quad j = 1, \dots, p,$$

Fuente. CHATTERJEE, S y HADI, A. Regression Analysis by Example. Edición 5. New Jersey: John Wiley & Sons, Inc. 2012. p. 65.

- Escalamiento en modelos sin intercepto

Si se requiere ajustar un modelo sin intercepto, no es necesario centrar los datos porque la centralización tiene el efecto de incluir un término constante en el modelo. Las variables escaladas son definidas como

Ecuación 20. Escalamiento de las variables para un ajustar un modelo que no tiene intercepto constante.

$$\begin{aligned} \tilde{Z}_y &= Y/L_y, \\ \tilde{Z}_j &= X_j/L_j, \quad j = 1, \dots, p, \\ L_y &= \sqrt{\sum_{i=1}^n y_i^2} \quad L_j = \sqrt{\sum_{i=1}^n x_{ij}^2}, \quad j = 1, 2, \dots, p. \end{aligned}$$

Fuente. CHATTERJEE, S y HADI, A. Regression Analysis by Example. Edición 5. New Jersey: John Wiley & Sons, Inc. 2012. p. 66.

Las variables escaladas Z_y y Z_j tienen longitudes unitarias, pero no necesariamente tienen promedios de cero.

Los coeficientes de regresión obtenidos usando la versión estandarizada de las variables son comúnmente llamados coeficientes beta. Estos representan efectos marginales de las variables predictoras en unidades de desviación estándar. Por ejemplo, Θ_j mide el cambio en unidades estándar de Y correspondiente a un incremento de una u .

3. FUNCIÓN DE LOS INDICADORES KPI'S EN EL PROCESO DE INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR

Antes de iniciar con la identificación de posibles relaciones entre los indicadores KPI's y las variables de yacimiento, se presenta en el siguiente capítulo el análisis realizado sobre la función y afectación que tienen estos indicadores en el proceso de inyección continua de vapor, para poder partir de una fundamentación teórica lo suficientemente coherente y conseguir que los resultados finales sean consistentes con lo propuesto por los diferentes estudios realizados desde el pasado hasta el presente.

3.1 INDICADORES KPI'S PRINCIPALES O PRIMARIOS

Becerra y Novoa³¹ identificaron unos KPI's principales y otros secundarios. A continuación, se presenta el análisis para los indicadores principales o primarios:

3.1.1 Factor de recobro (FR). El primer indicador de eficiencia principal identificado en la fase 1 de la investigación es el factor de recobro. El factor de recobro, como se había definido anteriormente, es la relación existente entre el volumen actual producido por un yacimiento y su petróleo original en sitio. Para el caso del desarrollo hecho en esta fase previa, se tuvieron en cuenta dos tipos de FR: el logrado en la etapa de recuperación secundaria (propio del proceso de inyección continua de vapor) y el total.

La totalidad del análisis hecho en la fase previa utilizó el factor de recobro debido a la inyección continua de vapor para contemplar únicamente el efecto de este proceso en la recuperación de los diferentes campos, donde solamente se consideraron los casos exitosos. Según las autoras³², el factor de recobro es afectado por la transmisibilidad, los años acumulados de steamflooding, la tasa de inyección normalizada, la presión de inyección, la porosidad y la permeabilidad. Esta última se relaciona directamente con la transmisibilidad, por lo que se puede obviar su análisis.

El factor de recobro aumenta con el aumento de la transmisibilidad del yacimiento, aumenta con el aumento en los años de steamflooding, disminuye con el aumento de la tasa de inyección normalizada (por encima de 3,5 BWEQ/acre/ft), disminuye con el aumento de la presión de inyección, y aumenta con el aumento de la porosidad. Los anteriores resultados se ajustan a lo propuesto en la bibliografía consultada.

³¹ BECERRA, Gina A. y NOVOA, Lina M. Herramienta computacional para la selección de indicadores de eficiencia y rentabilidad en los proyectos potenciales de inyección continua de vapor en Ecopetrol S.A. Bogotá: Universidad de América, 2018, p. 22.

³² Ibid.

3.1.2 Steam/Oil Ratio (SOR). El SOR (relación vapor/aceite) es la cantidad inyectada de vapor, en barriles de agua equivalente, respecto a la producción de aceite, en barriles. El SOR se considera la propiedad más importante a la hora de considerar un proyecto de inyección continua de vapor como exitoso o no, ya que considera tanto el gasto, representado en la cantidad de vapor inyectado, como la recuperación, representada en la cantidad de aceite producido.

En la fase 1 de la investigación se concluyó que el SOR es afectado por diferentes propiedades, a partir de las cuales se generan rangos de aplicabilidad para los proyectos potenciales de inyección continua de vapor, en aras de asegurar un posible éxito.

“Se genera un rango de eficiencia respecto a los siguientes parámetros: porosidad de 25% a 35%; espesor neto de 50 a 105 ft; profundidades entre 400-4500 ft; permeabilidades mayores de 1000 mD y menores a 6000 mD, para evitar canalizaciones. Siendo estas, importantes para la implementación de un proceso de inyección continua de vapor”³³.

En efecto, estos rangos son soportados por el trabajo realizado en el pasado por diferentes autores. Goyal y Kumar³⁴ confirman dichos rangos y además entregan rangos de otras variables para lograr un SOR eficiente: temperatura de inyección entre 300 y 400 °F, viscosidad del crudo entre 1000 y 4000 cP, calidad del vapor cercana al 40%, saturación de aceite residual (Sor) mayor al 40%, gravedad del crudo entre 10° y 36° API y espaciamiento entre pozos entre 3 y 6 acres.

3.1.3 Tasa de reemplazamiento (PIR). El PIR o como conocido en inglés como “Production Injection Ratio” es la cantidad de fluido producido, en barriles con respecto al volumen de vapor inyectado en barriles equivalentes. Xia Zhang en su estudio de la optimización de producción describe el PIR como uno de los factores con mayor impacto en el rendimiento de una inyección continua de vapor, el cual logra reflejar el balance de materiales a condiciones de yacimiento.

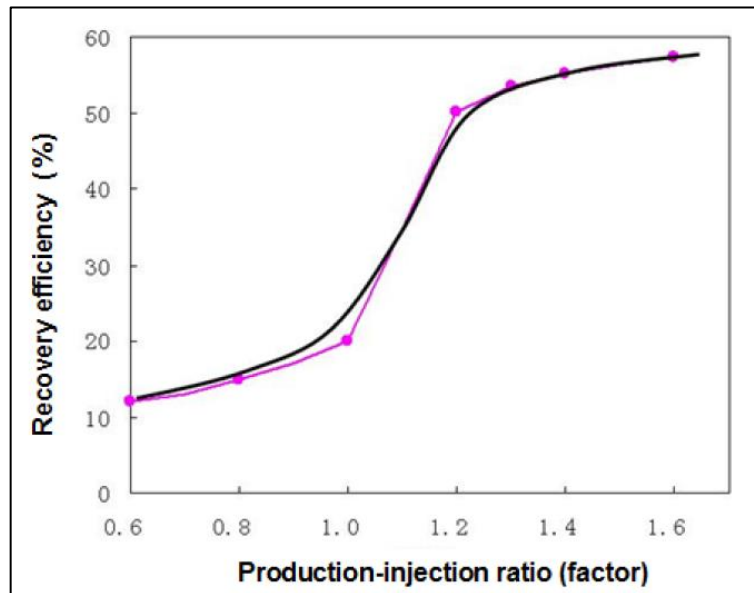
A partir de aplicaciones en campo se concluyó que este no debe ser menor de 1,2 para obtener un factor de recobro mayor. ³⁵ Por lo tanto, el desplazamiento por vapor no será exitoso con un PIR menor de 1, debido a que el volumen inyectado es mayor que el producido, incrementando la presión del yacimiento, lo cual genera una disminución en el tamaño de la cámara de vapor. Así mismo el desplazamiento se verá influenciado por la fase de agua condensada y no por el vapor en sí. En la **Figura 6** se muestra el efecto del PIR sobre el factor de recobro.

³³ Ibid., p. 207.

³⁴ GOYAL, Kundan L. y KUMAR, Sanjay. Steamflooding for Enhanced Oil Recovery. En: DEVELOPMENTS IN PETROLEUM SCIENCE. vol. 17, Parte B, 1989, p. 317-349.

³⁵ ZHANG, Xia. Y ZHANG, Xialin. Optimization study of production-injection ratio for Steam flooding. International Petroleum Technology Conference, Beijing. 2013. IPTC 16458

Figura 6. Relación entre el PIR y el factor de recobro durante un proceso de inyección continua de vapor.



Fuente. ZHANG, Xia. Y ZHANG, Xialin. Optimization study of production-injection ratio for Steam flooding. International Petroleum Technology Conference, <https://doi.org/10.2523/IPTC-16458-MS>. Beijing. 2013.

En base a lo descrito por Becerra y Novoa, se determinó que propiedades del yacimiento como la viscosidad y transmisibilidad tienen cierta influencia sobre la tasa de reemplazamiento y por eso deberán ser tomadas en cuenta para la investigación.

3.1.4 Transmisibilidad. La transmisibilidad es una propiedad del yacimiento que indica la capacidad de la fase para desplazarse a través del espacio poroso. Está en función de la permeabilidad, espesor neto de la formación y la viscosidad de fluido.

Para la primera fase de investigación se concluyó que puede existir una relación entre el factor de recobro secundario y la transmisibilidad de manera directa, sin embargo, se debe realizar un análisis posterior a los factores que afectan cada uno de los parámetros descritos anteriormente para determinar cual tiene un mayor impacto en el éxito del proyecto.

Por otro lado, Becerra y Novoa evidenciaron que se puede llegar a parametrizar o establecer rangos para la aplicación del proyecto teniendo en cuenta la transmisibilidad, el espaciado entre pozos, profundidad y porosidad en función del SOR.³⁶

³⁶ BECERRA, G. y NOVOA, L. Herramienta computacional para la selección de indicadores de eficiencia y rentabilidad en los proyectos potenciales de inyección continua de vapor en Ecopetrol s.a. Bogotá: Universidad de América. 2018. p 142.

3.2 INDICADORES KPI'S SECUNDARIOS

Los KPI's secundarios obtenidos en la fase 1 de la investigación fueron analizados de la siguiente manera:

3.2.1 Profundidad. La profundidad del yacimiento al cual se le va a realizar un proceso de inyección continua de vapor tiene tres factores relacionados a tener en cuenta: la temperatura del yacimiento, la presión del yacimiento y las pérdidas de calor en el pozo, asociadas a la longitud del mismo.

Como se mencionó anteriormente, Becerra y Novoa³⁷ entregaron un rango de profundidad para la aplicabilidad del proceso, de 400 a 4500ft. Goyal y Kumar³⁸ entregan un rango de 400 a 5000 ft y proponen que entre menor sea la profundidad del yacimiento, menores serán las pérdidas de calor a lo largo del pozo, y menores serán su temperatura y presión.

Lo anterior aumenta la eficiencia del proceso puesto que el recobro incremental para yacimientos de baja temperatura a los que se les inyecta vapor a altas temperaturas es mayor, y una menor presión del yacimiento requiere de una menor temperatura de inyección lo cual disminuye el riesgo de fallas en el casing, y a su vez una menor temperatura de inyección conlleva una menor presión de inyección, lo cual aumenta el calor latente de vaporización, mejorando la eficiencia del vapor para calentar el yacimiento y el petróleo en sitio.

3.2.2 Viscosidad. Goyal y Kumar³⁹ propusieron un rango de aplicabilidad para la viscosidad entre 1000 y 4000 cp. Este rango no puede ser comparado con lo propuesto en la fase previa de la investigación, puesto que en esta no se generó un rango de aplicabilidad de la viscosidad, más allá del screening criteria utilizado y propuesto por otros autores. Sin embargo, se pudo observar que los proyectos con SOR menores a 8 tuvieron un rango de viscosidad entre 100 y 12000 cP.

De acuerdo con lo realizado por Becerra y Novoa⁴⁰, la viscosidad afecta al factor de recobro, al SOR y a la transmisibilidad. Entre mayor sea la viscosidad, menor será el aceite recuperado por un proceso de inyección continua de vapor y por lo tanto mayor será su SOR. Lo anterior es debido a la resistencia que opone el crudo a ser desplazado por el vapor aumentando con la viscosidad.

Para crudos menos viscosos, por debajo de los 1000 cP, se podría generar un contra efecto para el desplazamiento, a pesar de la reducción de su resistencia al flujo, debido a que uno de los principales mecanismos de recobro en este proceso, el cual es la disminución de la viscosidad del crudo, tendría un impacto mínimo en

³⁷ BECERRA y NOVOA, Op. Cit., p. 207.

³⁸ GOYAL y KUMAR, Op. Cit., p. 320.

³⁹ Ibid., p. 321.

⁴⁰ BECERRA y NOVOA, Op. Cit.

las condiciones del fluido, motivo por el cual la eficiencia general del proceso se vería reducida.

Por otra parte, la transmisibilidad, por definición, depende directamente del valor de la viscosidad, el cual al aumentar disminuye el valor de la primera, generando una consecuente disminución en la eficiencia del proceso, reflejada tanto en el SOR como en el factor de recobro.

3.2.3 Permeabilidad. El rango de aplicabilidad de la permeabilidad propuesto en la fase 1 de la investigación es de 1000 a 6000 mD. Valores mayores a 6000 mD supondrían posibles canalizaciones, según lo expuesto por Becerra y Novoa⁴¹, y valores menores a 1000 mD no serían suficientes para permitir tasas adecuadas de inyección y el flujo rápido del petróleo hacia el pozo productor, de acuerdo con Goyal y Kumar⁴².

De nuevo, la permeabilidad es otra de las variables que afectan de manera directa a la transmisibilidad, donde un aumento en la primera tiene un consecuente aumento en la última, lo que supone una mejor eficiencia del proceso, reflejada en los aumentos del SOR y del factor de recobro.

3.2.4 Porosidad. La porosidad se define como la relación entre el volumen poroso y el volumen total de la roca y describe el porcentaje de volumen poroso que tiene la capacidad de contener fluidos. Con el fin de obtener un aumento en el factor de recobro del campo bajo una inyección continua de vapor se considera que la porosidad del yacimiento debe ser al menos del 20%.

Lo anterior se debe primero, a la cantidad de petróleo contenido en el espacio poroso y segundo, a la cantidad de calor que debe ser transferido por el vapor, es decir, puede afectar ciertos parámetros operacionales del proyecto. En base a esto se indica que a medida que la porosidad aumenta, la cantidad de energía necesaria para calentar el yacimiento disminuye, debido a que las pérdidas de calor hacia la formación serán menores.⁴³

En base a la investigación desarrollada por Becerra y Novoa⁴⁴ se encontró que el rango de porosidades para los campos estudiados es de 26-35% y que se podría llegar a evidenciar una relación directa entre esta propiedad y el factor de recobro.

⁴¹ Ibid., p. 207.

⁴² GOYAL y KUMAR. Op. Cit., p. 321.

⁴³ SARATHI, P y OLSEN, D. Practical Aspects of Steam injection processes a Handbook for Independent Operators. Bartlesville, Oklahoma: ITT Research Institute. 1992. p 24.

⁴⁴ BECERRA, G. y NOVOA, L. Herramienta computacional para la selección de indicadores de eficiencia y rentabilidad en los proyectos potenciales de inyección continua de vapor en Ecopetrol s.a. Bogotá: Universidad de América. 2018. p 152.

3.2.5 Buzamiento. Aunque gran parte de las aplicaciones de inyección continua de vapor se han desarrollado en yacimientos con bajo buzamiento, existen ejemplos como el Campo Brea y Midway Sunset en California, los cuales implementaron el proceso con un buzamiento mayor a 60° y 70° respectivamente, logrando ser exitosos⁴⁵.

3.2.6 Espesor neto de la formación. Esta propiedad del yacimiento, al igual que las demás, tiene una afectación en la aplicabilidad del proyecto en el campo, debido a que está en función de las pérdidas de calor del vapor hacia las formaciones adyacentes, afectando la eficiencia térmica de la inyección.

El espesor neto más favorable para la inyección continua de vapor se encuentra entre 30-150ft. Sin embargo, esto no es una limitante, ya que como se observó en la investigación de Becerra y Novoa, el Campo Yorba linda tiene el menor espesor neto de los campos estudiados, de 32ft, pero obtuvo un mejor rendimiento dado que la tasa de inyección utilizada generó un mejor barrido del petróleo con respecto a otros campos con espesores netos mayores.

Por otro lado, Becerra y Novoa evidencian una relación directa entre el espaciado entre pozos y el espesor neto de la formación. A mayor espesor se recomienda perforar con un menor espaciado entre pozos, debido a se presenta una menor pérdida de energía hacia las formaciones adyacentes.⁴⁶

⁴⁵ SARATHI, P y OLSEN, D. Practical Aspects of Steam injection processes a Handbook for Independent Operators. Bartlesville, Oklahoma: ITT Research Institute. 1992. p 24.

⁴⁶ BECERRA, G. y NOVOA, L. Herramienta computacional para la selección de indicadores de eficiencia y rentabilidad en los proyectos potenciales de inyección continua de vapor en Ecopetrol s.a. Bogotá: Universidad de América, 2018. p 190.

4. METODOLOGÍAS PARA ESTIMAR LA VIABILIDAD DE UN PROYECTO DE INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR

Una vez analizada la base de datos desarrollada por Becerra y Novoa⁴⁷ donde se plasma el análisis de las propiedades del yacimiento, tecnologías aplicadas, evaluación del proyecto, y parámetros operacionales de 20 campos que han sido en su mayoría exitosos, se decide realizar una segunda recolección bibliográfica con el fin de ampliar la base de datos propuesta a 56 campos, como se observa en la **Tabla 4**.

Dentro de los nuevos campos se analizaron los mismos parámetros que la investigación de Becerra y Novoa para los exitosos y no exitosos, con el fin de aumentar el espectro y muestra de datos para la realización de las líneas de tendencias con las cuales se quiere modelar el comportamiento de la inyección continua de vapor.

Como se observa en la **Tabla 4**, los campos están distribuidos de la siguiente manera: treinta y un (31) campos en Estados Unidos, tres (3) en Canadá, dos (2) en Brasil, dos (2) en Venezuela, dos (2) en Colombia, tres (3) en Trinidad & Tobago, dos (2) en Indonesia, tres (3) en Omán, uno (1) en Kuwait, uno (1) en el Congo, uno (1) en Turquía, uno (1) en Holanda, dos (2) en Alemania, uno (1) en Francia.

La siguiente fue elaborada en base al estado del arte realizado durante la investigación donde fueron consultados más de 200 artículos, la base de datos ECOEOR™ de Ecopetrol S.A y la base de datos realizada por Becerra y Novoa.

Tabla 4. Características generales de localización para los 56 campos de estudio.

CAMPO	PAIS	CIUDAD	Fecha de descubrimiento	Operador	Producción Básica - años	Años EOR
ALTO DO RODRIGUES	BRA	Fortaleza	1980	Petrobras	13	24
ESTREITO	BRA	Imperatriz	1982	Petrobras	16	19
COLD LAKE	CAN	Edmonton	1950	ESSO	25	42
PEACE RIVER	CAN	Edmonton	1960	Shell	19	38
PIKES PEAK	CAN	Edmonton	1970	Husky	14	33
CAMPO 1	COL	Barrancabermeja	1962	Ecopetrol	54	1
CAMPO 2	COL	Barrancabermeja	1990	Ecopetrol	22	5
EMERAUDE	CON	Brazzaville	1972	PERENCO	10	35
LACQ SUPÉRIEUR	FRA	Toulouse	1950	Elf Aquitaine	27	40
EMILCHHEIM	GER	Bremen	1943	Wintershall	38	36

⁴⁷ BECERRA, G. y NOVOA, L. Herramienta computacional para la selección de indicadores de eficiencia y rentabilidad en los proyectos potenciales de inyección continua de vapor en Ecopetrol s.a. Bogotá: Universidad de América, 2018. p 190.

Tabla 4. (Continuación)

CAMPO	PAIS	CIUDAD	Fecha de descubrimiento	Operador	Producción Básica - años	Años EOR
GEORGSDORF	GER	Münster	1943	Deutsche Shell AG and Esso AG	32	42
DURI	INDO	Jambi	1941	Chevron	34	42
MINAS	INDO	Jambi	1944	Chevron	50	23
WAFRA	KWT	Kuwait	1954	Chevron	52	11
SCHOONEBEK	NED	Amsterdam	1943	Shell	18	56
MARMUL	OMA	Salalah	1956	Shell	29	32
QARN ALAM	OMA	Muscat	1972	PDO	24	21
MUKHAIZNA	OMA	Salalah	1975	OXY	32	10
PALO SECO	TRI& TOB	Port of spain	1912	Petrotrin	63	42
CRUSE	TRI& TOB	Port of spain	1913	Petrotrin	73	31
FYZABAD	TRI& TOB	Fyzabad	1918	Trinidad Leaseholds Ltd.	56	43
IKIZTEPE	TUR	Diyarbakir	1988	JNOC y TPAO	5	24
TATUMS	USA	Dickinson		Shell	35	53
SHAMBURG	USA	Pittsburgh		*	*	*
TRIUMPH	USA	Pittsburgh	*	Miami Oil Producer Inc.	*	*
FRANKLIN HEAVY POOL	USA	Allentown	1859	Pennzoil	106	52
BRADFORD	USA	Allentown	1871	Pennzoil	93	53
BREA	USA	Long beach	1880	Shell	84	53
MIDWAY SUNSET	USA	Bakersfield	1890	Chevron	80	47
COALINGA	USA	Fresno	1890	Shell	87	40
EAST COALINGA	USA	Fresno	1890	Shell	73	54
KERN RIVER	USA	Bakersfield	1899	Chevron	65	53
HUMBLE	USA	Houston	1905	Exxon	77	35
CAT CANYON	USA	Francisco	1908	Getty	57	52
BUENA VISTA	USA	Kern county	1909	Chevron	72	36
LOST HILLS	USA	Bakersfield	1910	Chevron	67	40
SOUTH BELRIDGE	USA	Bakersfield	1911	Shell	58	48
SHIELLS CANYON	USA	Thousand oaks	1911	Texaco	62	44
TEAPOT DOME	USA	Casper	1911	Standard Oil Resources Corp	75	31
KERN FRONT	USA	Bakersfield	1912	Tearlach	66	39
CHARCO REDONDO	USA	Mcallen	1913	Texaco	52	52

Tabla 4. (Continuación)

CAMPO	PAIS	CIUDAD	Fecha de descubrimiento	Operador	Producción Básica - años	Años EOR
EL DORADO	USA	El dorado	1915	Cities Service Oil Co.	50	52
ELK HILLS	USA	Bakersfield	1919	California Resources Corp.	68	30
HUNTINGTON BEACH	USA	Long beach	1920	SoCal	45	52
SMACKOVER	USA	Shreveport	1922	Phillips	42	53
INGLEWOOD	USA	Long beach	1924	Chevron - soCal	41	52
MOUNT POSO	USA	Bakersfield	1926	Shell	44	47
WILMINGTON	USA	Long beach	1932	Mobil	49	36
TROY	USA	Shreveport	1936	Mobil	30	51
WINKLEMAN DOME	USA	Casper	1944	Amoco	20	53
SAN ARDO	USA	Monterey	1947	Texaco	19	51
YORBA LINDA	USA	Los ángeles	1954	Shell	17	46
SLOCUM	USA	Anderson	1955	Shell	12	50
TIA JUANA M6	VEN	Maracaibo	1926	PDVSA	49	42
JOBO	VEN	Maturin	1960	PDVSA	22	35

Fuente. Recolección de datos lectura documentos de investigación, base datos ecoEOR_{TW} y base datos Becerra y Novoa. (*) Datos no encontrados durante la revisión bibliográfica.

Siguiendo la clasificación de las variables investigadas en el estado del arte como se realizó en el trabajo de Becerra y Novoa se observa a continuación las características geológicas, físicas, petrofísicas y operacionales para los 56 campos de estudio.

Dentro de las características geológicas se describió el ambiente depositacional, características estructurales principales de la trampa, y la sedimentología, como se muestra a continuación en la **Tabla 5**, lo cual permitió establecer similitudes entre los campos utilizados o campos muestra de la ecuación obtenida.

Tabla 5. Características Geológicas Campos de Estudio

CAMPO	Sedimentología	Formación productora	Cuenca	Ambiente deposicional
FRANKLIN HEAVY POOL BUENA VISTA	*	First Venango	*	Deltaico
PALO SECO	*	Lower Morne L'Enfer (LMLE9)	*	*
TRIUMPH	*	Venago Group	Appalachian	Deltaico
PIKES PEAK	*	Waseca	Canadian Heavy Oil	*
HUMBLE	Anhidrita, limolita	*	*	*
DURI	Arenisca	Bekasap		Deltaico
JOBO	Arenisca	Oficina		Marino
TIA JUANA M6	Arenisca	Lower. Lagunillas sand	*	Fluvial
WINKLEMAN DOME	Arenisca	Nugget	*	*
PEACE RIVER	Arenisca	Upper Bullhead	*	*
MUKHAIZNA	Arenisca	Gharif, Al Klala y Haima	*	Fluvial
SHIELLS CANYON EL DORADO	Arenisca	Sespe, Zona 203	*	*
SLOCUM	Arenisca	Waubaunsee, GRUPO Admire Carrizo sand	*	*
COLD LAKE	Arenisca	Lower Grand Rapids, McMurray y clearwater	*	Deltaico
FYZABAD	Arenisca	Arenas Cruse y Forest	*	Deltaico
BRADFORD	Arenisca	Bradford Sand	Appalachian	Deltaico
SHAMBURG	Arenisca	Venango Group	Appalachian	Deltaico
MINAS	Arenisca	Sihapas	Central Sumatra Basin	Deltaico
TROY	Arenisca	Grupo Navarro, Nacatoch Sand	Little Arkansas River Basin	Marino
BREA	Arenisca	Lower "B" Sands East	Los Angeles	Marino
CAMPO 1	Arenisca	Mugrosa	Magdalena medio	Fluvial
EMILCHHEIM	Arenisca	Bentheimer y Areniscas Hauterivian	Northwest German Basin	Marino
GEORGSDORF	Arenisca	Valanginian	Northwest German Basin	Deltaico
CHARCO REDONDO	Arenisca	*	Permian Basin	*
ALTO DO RODRIGUES	Arenisca	Pendência, Alagamar, Açú, Jandaíra y Barreiras	Potiguar	*
ESTREITO	Arenisca	Açu 100	Potiguar	Aluvial

Tabla 5. (Continuación)

CAMPO	Sedimentología	Formación productora	Cuenca	Ambiente deposicional
TEAPOT DOME	Arenisca	Steele / Shannon Sands	Powder River Basin	Marino
SAN ARDO	Arenisca	Lombardi, Aurignac	Salinas Basin	Marino
MARMUL	Arenisca	Al Khlata	Salt Basin	Glaciar
COALINGA	Arenisca	Temblor	San Joaquin	Marino
EAST COALINGA	Arenisca	Temblor	San Joaquin	*
MOUNT POSO	Arenisca	Upper Vedder	San Joaquin Basin	Continental
MIDWAY SUNSET	Arenisca	Monarch Sand	San Joaquin Basin	Marino
ELK HILLS	Arenisca	San joaquin Clay (Shallow Oil Zone)	San Joaquin Basin	Marino
LOST HILLS	Arenisca	Etchegoin Main y formación tulare	San Joaquin Basin	Marino
KERN FRONT	Arenisca	Formación Chanac	San Joaquin Valley	Continental
KERN RIVER 2	Arenisca	Kern River series	San Joaquín Valley	Fluvial
CAMPO 2	Arenisca	Mugrosa	Valle medio del magdalena	Fluvial
PALAGUA C	Arenisca	Tune	VMM	Fluvial
SCHOONEBEK	Arenisca	Middle and Lower Bentheim	West Saxony Basin	Fluvial
HUNTINGTON BEACH	Arenisca no consolidada	Upper Tar, Lower Tar	Los Angeles	*
SOUTH BELRIDGE	Arenisca no consolidada	Tulare, Zona D y E	San Joaquin	Marino
CAT CANYON	Arenisca no consolidada	Sisquoc, S1 B Sand	Santa Maria Basin	Marino
CRUSE	Arenisca no consolidada	Upper Cruse	Trinidad Basin	Deltaico
WILMINGTON	Arenisca no consolidada/ turbiditas	Fomación Repetto Tar Zone	Los Angeles	Marino
TATUMS	Areniscas	Des Moines Zona VIII	*	*
INGLEWOOD	Asfalto	Upper Investment	Los Angeles	*
WAFRA	Caliza	Formación Radhuma	*	Eolico
EMERAUDE	Caliza	Senonian	*	*
IKIZTEPE	Caliza	Sinan	*	*
LACQ SUPÉRIEUR	Caliza	Senonian	Aquitaine Basin	Marino
QARN ALAM	Caliza	Formaciones Shuaiba, Kharab, Lekhwair	Ghaba Salt	Fluvial
SMACKOVER	Dolomita	Nacatoch	East Texas	Marino
YORBA LINDA	Turbiditas	Conglomerado superior	Los Angeles	Marino

Fuente. Recolección de datos lectura documentos de investigación, base datos ecoEORTM y base datos Becerra y Novoa. (*) Datos no encontrados durante la revisión bibliográfica.

Además, en las **Tabla 6** se registran las propiedades petrofísicas y físicas presentes en las diferentes formaciones, las cuales se tuvieron en cuenta para la generación del modelo matemático.

Tabla 6. Características físicas y petrofísicas campos de estudio

CAMPO	FISICAS					PETROFISICAS				
	Tyto °F	Prof, ft	Presión Ini, psi	Espesor neto, ft	Φ, %	K, md	°API	μo, cp	Soi, %	Transmisibilidad md-pies/cp
KERN RIVER	95	930	50	60	35	4070	14	4000	80	61.1
DURI	98	600	100	104.5	37	1600	22	330	86	506.7
SCHOONEBEK	100	2600	120	83	30	3160	25	180	87.5	2300
EMILCHHEIM	99	2600	1000	41.5	31.5	900	25	180	86	1862.5
SAN ARDO	100	2350	265	150	34.5	3000	11.2	2000	73.3	225
JOBO	143	3400	*	100	32	6000	8.5	1850	*	324.3
SOUTH BELRIDGE	95	1100	180	91	35	3000	13	1600	80	170.0
MOUNT POSO	110	1800	100	60	33	15000	16	280	90	3210.0
MIDWAY SUNSET	105	1600	75	150	32	4000	14	4000	75	350.0
CAT CANYON	110	2500	110	80	31	5000	9	25000	70	16.0
CHARCO REDONDO	72	200	10	10	35	2500	18	95	34	263.0
YORBA LINDA	85	2100	650	32	30	600	14	6400	*	188.0
TIA JUANA M6	113	1600	300	125	38	2800	12	5000	85	70
WINKLEMAN DOME	81	1200	210	73	25	638	14	900	79.6	50
PEACE RIVER	62	1800	530	90	28	1050	9	200000	77	0.5
MUKHAIZNA	122	2700	400	55	30	5050	16	2400	58	115.7
QARN ALAM	122	984	460	65.6	30	10	16	220	90	3.0
WAFRA	93	1300	1600	59	35	250	17.5	115	79	128.3
CAMPO 1	105	1400	650	75	20	750	12.5	4050	80	13.9
CAMPO 2	105	1350	150	30	28	1500	12.5	4000	70	11.3
SMACKOVER	110	2000	35	25	36	5000	19	75	80	1330
BREA	175	4600	110	346.5	24	70	24	6	70	2200
COALINGA	95	1250	300	150	34	1000	12	100	60	500
EAST COALINGA	100	1500	300	50	31	3000	23	55	70	2737
HUNTINGTON BEACH	110	2000	900	100	38	2300	13	700	80	329
INGLEWOOD	100	1000	120	43	39	5900	14.5	1200	*	220
SHIELLS CANYON	105	850	85	160	20.5	140	34	6	47	3733
EL DORADO	70	650	500	17	26	141	37	4	74	599
TATUMS	75	1425	415	37	28	500	14	1600	*	12

Tabla 6. (Continuación)

CAMPO	FISICAS					PETROFISICAS				
	Tyto °F	Prof, ft	Presión ini, psi	Espesor neto, ft	Φ, %	K, md	°API	μo, cp	Soi, %	Transmisibilidad md-pies/cp
FRANKLIN HEAVY POOL	58	525	*	50	12	800	21	47	40	851
SLOCUM	80	535	110	32	34	3500	19	1300	68	1080
GEORGS DOR F	104	2450	465	125	25	1150	27	160	80	898
ALTO DO RODRIGUES	100	240	*	82	27	2000	16	1500	62	109
BRADFORD	68	1800	*	30	21	220	45	4	40	1650
BUENA VISTA	*	3000	500	45	30	20	27	5	33	180
COLD LAKE	55	1550	450	42	35	1500	10.2	100000	80	1
CRUSE	110	2100	*	75	31	265	17	175	75	114
ELK HILLS	120	3000	50	80	30.6	1000	27	17	*	4706
EMERAUDE	85	1000	*	161	25	25	22	100	*	40
ESTREITO	100	656	142	111	25	1000	16	3500	62	32
FYZABAD	166	2500	*	140	34	215	18	35	66	860
HUMBLE	*	3901	340	72	36	350	45	2	*	16800
IKIZTEPE	120	1350	*	58	8	225	11	936	84.5	14
LACQ SUPÉRIEUR	140	2000	126	400	15	1	22	18	75	23
LOST HILLS	100	1200	50	110	43	62	20	1500	72	5
MARMUL	115	2953	725	57	30	17	21	80	75	12
MINAS	207	2000	365	50	26	1750	36	3	*	95
PALO SECO	120	1125	600	35	33	263	14.3	500	55	18
PIKES PEAK	64.4	1640	486	49	34	5066	12.4	25000	85	10
SHAMBURG	*	899	0	43	9	14	45	3	*	201
TEAPOT DOME	65	360	250	70	18	63	32	10	*	441
TRIUMPH	*	675	0	100	10	788	41	5	64	15760
TROY	89	1200	63	21	40	4000	14	7000	60	12
WILMINGTON	123	2550	600	125	35	1500	14	280	76	670
KERN FRONT	100	1570	*	47	33	2210	13	4000	64	26

Fuente. Recolección de datos lectura documentos de investigación, base datos ecoEOR_{TW} y base datos Becerra y Novoa. (*) Datos no encontrados durante la revisión bibliográfica

Por último, se recolectaron los diferentes datos operacionales, en los que se encuentra el SOR, PIR, BEWQ/acre*ft, los cuales fueron los más difíciles de encontrar debido a que son descritos en las fuentes de investigación solamente para proyectos piloto, áreas o secciones del campo o simplemente no son descritas por los diferentes autores.

Por esta razón fue necesario utilizar ecuaciones matemáticas con el fin de obtener un valor cercano basado en datos secundarios.

A continuación, se describen las ecuaciones matemáticas bajo las cuales se obtuvo la transmisibilidad (

Ecuación 21), N_p normalizado (**Ecuación 22**), Inyección normalizada (**Ecuación 23**), SOR (**Ecuación 24**), PIR (**Ecuación 25**).

Ecuación 21. Transmisibilidad

$$Transmisibilidad = \frac{Permeabilidad * Espesor Neto}{Viscosidad} = \frac{k * h}{\mu}$$

Fuente. CORDAZZO, J. MALISKA, C. CARVALHO, A. Interblock Transmissibility Calculation Analysis for Petroleum Reservoir Simulation. 2ed. Meeting on Reservoir Simulation. Buenos Aires, 2002.

Ecuación 22. Aceite producido normalizado

$$N_p \text{ Normalizado} = \frac{N_p}{acre * ft}$$

Fuente. BECERRA, G. y NOVOA, L. Herramienta computacional para la selección de indicadores de eficiencia y rentabilidad en los proyectos potenciales de inyección continua de vapor en Ecopetrol s.a. Bogotá: Universidad de América, 2018. p 129.

Ecuación 23. Inyección Normalizado

$$i_w \text{ Normalizado} = \frac{BWEQ}{acre * ft}$$

Fuente. BECERRA, G. y NOVOA, L. Herramienta computacional para la selección de indicadores de eficiencia y rentabilidad en los proyectos potenciales de inyección continua de vapor en Ecopetrol s.a. Bogotá: Universidad de América, 2018. p 129.

Ecuación 24. Relación Vapor – Petróleo

$$SOR = \frac{Vapor Inyectado}{Petróleo Producido}$$

Fuente. SLB. Oilfield Glossary: Steam Oil Ratio. [En línea, recuperado octubre 14, 2018], disponible en: www.glossary.oilfield.slb.com/en/Terms/s/steam-oil_ratio.aspx

Ecuación 25. Tasa de Reemplazamiento

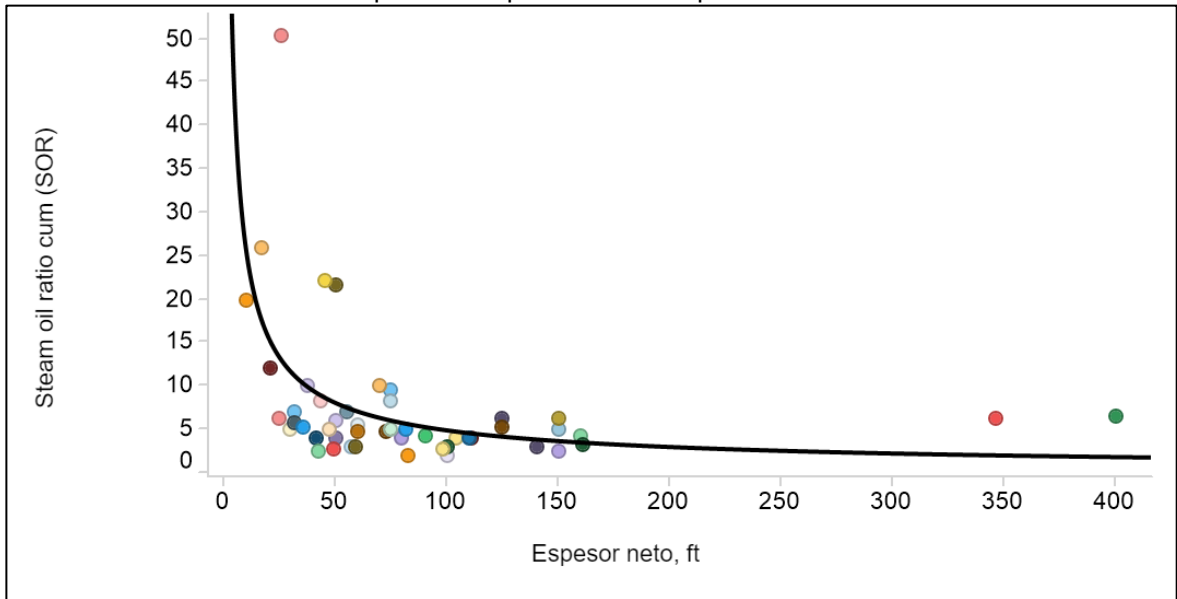
$$PIR = \frac{Fluidos Producidos}{Vapor Inyectado}$$

Fuente. BECERRA, G. y NOVOA, L. Herramienta computacional para la selección de indicadores de eficiencia y rentabilidad en los proyectos potenciales de inyección continua de vapor en Ecopetrol s.a. Bogotá: Universidad de América, 2018. p 129.

4.1 ANÁLISIS ESTADÍSTICO

A partir de la base de datos anterior se insertaron los diferentes parámetros en una herramienta que permitiese el análisis estadístico de los datos. Como primera herramienta se utilizó Spotfire Cloud, con la cual se obtuvieron las diferentes gráficas que muestran el relacionamiento de las propiedades de los fluidos y propiedades físicas del yacimiento con los parámetros operacionales con el fin de determinar el comportamiento o tendencia que presentan.

Gráfica 1. Relación SOR vs Espesor neto para los 56 campos de estudio.



Fuente. Base de datos ECOEOR, base de datos Excel editada por los autores.

En la **Gráfica 1** se puede ver a manera de ejemplo una de las relaciones obtenidas a partir de las gráficas realizadas en el software Spotfire. En esta se puede apreciar la existente entre el SOR y espesor neto de la formación, obtenida a partir de los datos de los 56 campos en estudio. La tendencia marcada en esta gráfica es un indicio del tipo de regresión que se puede realizar para la generación posterior de la ecuación matemática.

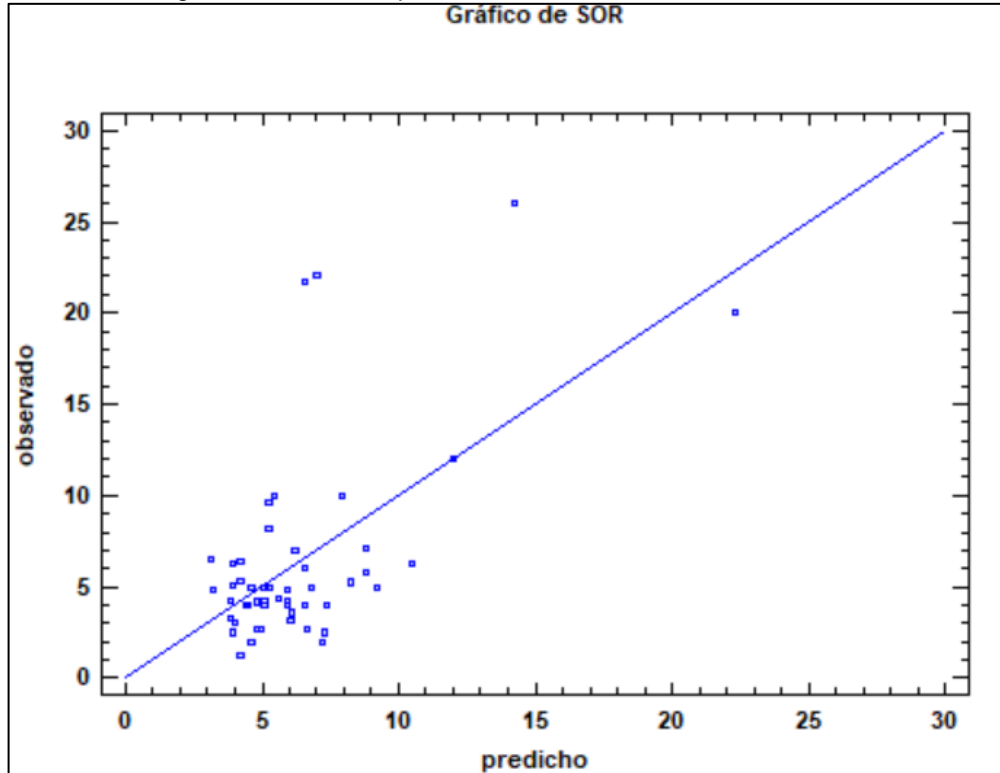
Cabe resaltar que se graficaron cada una de las propiedades trabajadas en la tabla de datos, versus cada una de las restantes variables, arrojando al final un número de casi 150 gráficos. Sin embargo, no todos ellos mostraron tendencias claras, como era de esperarse, puesto que las relaciones existentes entre variables dependientes e independientes se da sólo en un número limitado de casos.

La segunda herramienta utilizada, y no menos importante, es el software Statgraphics, el cual es un potente programa para realizar todo tipo de modelamientos estadísticos, entre estos la regresión de tipo simple y múltiple.

En la **Gráfica 2** se muestra el gráfico obtenido a partir de una regresión simple realizada con el software Statgraphics, relacionando el SOR como variable dependiente y el inverso del espesor neto como variable independiente.

Se tomó el inverso del espesor neto de la formación como variable independiente, debido a la marcada tendencia de este tipo obtenida en las gráficas hechas en Spotfire, como se mostró anteriormente.

Gráfica 2. Regresión SOR vs espesor.



Fuente. Base de datos ECOEOR, base de datos Excel editada por los autores.

4.1.1 Determinación de la ecuación mediante Statgraphics. El siguiente paso para determinar una posible ecuación que relacionara una variable dependiente y dos o más variables independientes fue empezar a realizar varias regresiones múltiples en Statgraphics, basándose principalmente en la metodología propuesta por Chieh Chu⁴⁸ en 1985, momento en el cual el autor realizó una regresión múltiple para estimar el SOR a partir de los datos obtenidos de ocho campos sometidos a inyección continua de vapor a nivel mundial.

⁴⁸ CHU, C. State-of-the-Art Review of Steamflood Field Projects. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/11733-PA. 1985.

4.1.1.1 Metodología propuesta por Chieh Chu⁴⁹. Desarrollada en 1985, Chieh Chu se basa en la recopilación de propiedades de yacimiento para 28 campos que aplicaron la inyección continua de vapor. Se reportan características del yacimiento, parámetros de desempeño como eficacia de desplazamiento, eficiencia de barrido, características del completamiento, facilidades y dispositivos de monitoreo utilizados.

Este autor parte entonces desde el momento en que un prospecto petrolero es viable bajo un análisis preliminar con respecto al screening criteria, luego se deberá predecir el desempeño del proyecto a priori de su aplicación. Toma en consideración el SOR como el factor más importante para caracterizar el éxito o no del proyecto.

Primero realizó un screening criteria con base en perfiles de frecuencia para diversas características del yacimiento, como se observa en la se presenta a manera de ejemplo alguno perfiles realizados por el autor. Determinó cual valor se tiene una mayor probabilidad de presentarse con el fin de encontrar rangos de operación deseables.

Luego, teniendo en cuenta el SOR como parámetro más importante, decide describir con un valor entre 3-4 bbl/bbl el rango ideal. Considerando el uso de combustible para la generación de vapor se define que 1 bbl de combustible normalmente genera 13-14 bbl de vapor. Incluyendo los costos de operación, capex, perforación y completamiento, el SOR tiende a caer por debajo de los 8bbl/bbl.

A partir de este punto de partida, Chieh Chu decide correlacionar el SOR con diferentes yacimientos y propiedades de los fluidos. Con base a 28 proyectos investigados logró desarrollar 2 ecuaciones con base a una análisis de regresiones multivariable que permite predecir el SOR y/o OSR.

La **Ecuación 26** fue desarrollada con una muestra de 20 proyectos y un coeficiente múltiple de correlación del 0.805. Esta ecuación se debe utilizar para valores de SOR > 5 (OSR < 0.2)

Ecuación 26. Ecuación desarrollada por Chieh Chu para predecir el OSR

$$OSR = -0.011253 + 0.00002779D + 0.0001579h - 0.001357\theta + 0.007232\mu + 0.00001043 \frac{kh}{\mu} + 0.5120\phi S_o$$

Fuente. CHU, C. State-of-the-Art Review of Steamflood Field Projects. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/11733-PA. 1985.

⁴⁹ Ibid., p. 1887.

La **Ecuación 27** tuvo en cuenta 8 proyectos de inyección continua de vapor, obteniendo un coeficiente de correlación múltiple de 0.966. Como se muestra se podría llegar a inferir que al utilizar una menor cantidad de proyectos como muestra la ecuación tendera a obtener mayores valores de coeficientes de correlación. La ecuación es válida para valores de $SOR \leq 5$ ($OSR \geq 0.2$)

Ecuación 27. Ecuación desarrollada por Chieh Chu para predecir el SOR

$$SOR = 18.744 + 0.001453D - 0.05088h - 0.0008864k - 0.0005915\mu - 14.79S_o - 0.0002938 \frac{kh}{\mu}$$

Fuente. CHU, C. State-of-the-Art Review of Steamflood Field Projects. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/11733-PA. 1985.

Conociendo la anterior metodología propuesta se decide entonces utilizar la muestra de 56 proyectos para generar una ecuación matemática que permita predecir el SOR, haciendo uso de las tendencias descritas anteriormente.

4.1.1.2 Elaboración de la ecuación matemática. Se inició realizando una regresión múltiple con todas las variables numéricas que se recopilaron en la base de datos, teniendo en cuenta que aquellas variables que se tomarían como independientes fueran teóricamente independientes entre sí.

Lo anterior hace parte de lo expuesto previamente en el capítulo 3, donde se expresaron las relaciones existentes entre los KPI's y las propiedades de yacimiento de los campos petroleros sometidos a inyección continua de vapor.

Como variable dependiente se tomó el SOR, tal como se ha descrito a lo largo del desarrollo de este trabajo de investigación, como la variable más significativa para evaluar la eficiencia de un proyecto de inyección continua de vapor.

Realizando el análisis estadístico con los 56 campos y con cerca de 40 variables numéricas, tanto operativas como de yacimiento, se dio inicio a la serie de regresiones múltiples, cambiando los grupos de variables independientes según la relación existente entre estas y el SOR.

El primer paso realizado para la depuración de la regresión fue empezar a descartar aquellos campos que generaban una alta dispersión en diferentes zonas a lo largo de la recta obtenida. Esta eliminación de campos se realizó teniendo en cuenta los residuos atípicos presentados por estos, donde los que tenían un residuo mayor a +/- 2 unidades se descartaban inmediatamente, puesto que de lo contrario el modelo lineal no sería acertado.

Después se seleccionaron aquellos campos que representaban un punto influyente en la regresión lineal. Los puntos influyentes son aquellos campos que, debido al valor que tienen sus variables independientes, afectan de una manera exagerada al modelo obtenido, puesto que se les da una mayor relevancia sobre el resto de los campos de la muestra. Dichos campos también fueron descartados del modelo. A lo largo de la anterior depuración, gracias a la utilidad del software de recomendar la eliminación de variables independientes que no generan un comportamiento lineal con el SOR, se fueron seleccionando únicamente aquellas que se relacionaban de manera próxima a una línea. De este modo se fueron probando varios grupos de variables, de aproximadamente 15 integrantes, pero que al final terminaban siendo 4 o 5 en el mejor de los casos, debido a la depuración realizada.

El mejor modelo, seleccionado a partir de todas las regresiones hechas, incluidas las realizadas de acuerdo con Chieh Chu⁵⁰, fue depurado de tal manera que sólo seis variables independientes se determinaron como linealmente relacionadas, alcanzando un coeficiente de determinación de 0.895, con cero residuos atípicos y cero puntos influyentes, y además realizado a partir de los datos de 28 de los 56 campos estudiados. Dichos campos se muestran a continuación:

Tabla 7. Campos pertenecientes al modelo de regresión.

CAMPOS RELACIONADOS EN LA REGRESIÓN MÚLTIPLE		
ALTO DO RODRIGUES	KERN RIVER 2	SLOCUM
BREA	FYZABAD	SMACKOVER
CAT CANYON	GEORGS DORF	SOUTH BELRIDGE
CHARCO REDONDO	HUNTINGTON BEACH	TATUMS
COALINGA	LACQ SUPÉRIEUR	TEAPOT DOME
DURI	LOST HILLS	TIA JUANA M6
EAST COALINGA	MOUNT POSO	TROY
ELK HILLS	PALO SECO	WINKLEMAN DOME
EMERAUDE	QARN ALAM	
ESTREITO	SHIELLS CANYON	

Fuente: Base de datos ECOEOR, base de datos Excel editada por los autores.

Se excluyeron once campos del análisis que a pesar de que contaban con todas las variables tenidas en cuenta en la regresión, afectaban de manera negativa la regresión generando una alta dispersión, traducida en un bajo coeficiente de determinación con algunos residuos atípicos y varios puntos influyentes. Estos campos se muestran en la siguiente tabla:

⁵⁰ Ibid., p. 1888.

Tabla 8. Campos depurados del modelo de regresión.

CAMPOS ELIMINADOS DEL MODELO DE REGRESIÓN MÚLTIPLE		
COLD LAKE	FRANKLIN HEAVY POOL	SAN ARDO
CRUSE	INGLEWOOD	WILMINGTON
EL DORADO	MIDWAY SUNSET 2	YORBA LINDA
EMILCHHEIM	PEACE RIVER	

Fuente. Base de datos ECOEOR, base de datos Excel editada por los autores.

Los campos restantes, que no aparecen en la tabla anterior, no fueron tenidos en cuenta puesto que no contaban con alguna de las variables que se utilizaron para la realización de la ecuación. Es decir, de los 56 campos consignados en la base de datos, a 17 de ellos les hacía falta alguna de estas variables.

La ecuación obtenida a partir de la regresión múltiple pudo relacionar de manera satisfactoria el SOR con el inverso del espesor, la temperatura del yacimiento, la profundidad del yacimiento, la porosidad del yacimiento, la movilidad del aceite y la saturación de aceite al inicio del proceso de inyección continua de vapor.

Ecuación 28. Estimación del SOR.

$$SOR = 18.3189 + 155.049h^{-1} - 0.0724275T + 0.00130114TVD - 0.154474\Phi - 0.0318607M - 0.00132792So$$

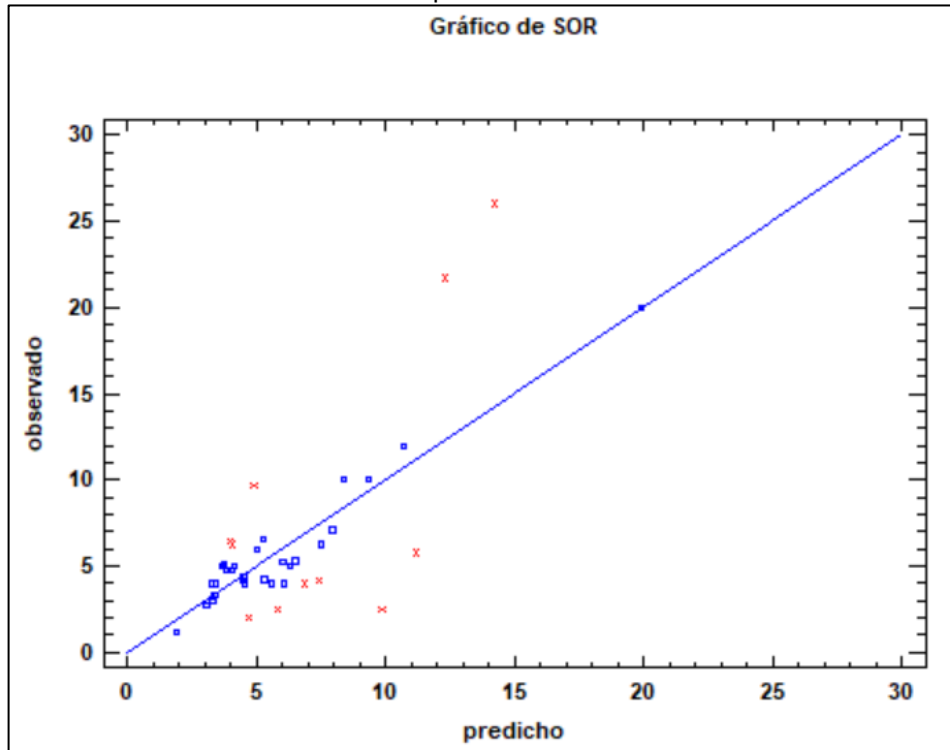
Fuente. Realizado por los autores

donde:

SOR=Steam/Oil Ratio,
 h^{-1} =inverso del espesor neto de la formación,
 T=Temperatura del yacimiento,
 TVD=profundidad del yacimiento,
 Φ =porosidad del yacimiento,
 M=movilidad del aceite en la formación,
 So=Saturación de aceite al inicio del proyecto.

Como se muestra en la **Gráfica 3**, la relación lineal obtenida entre estas variables es significativa, por lo cual se considera como válida para dar un indicio de la eficiencia que pudiese tener o no un futuro proyecto de inyección continua de vapor.

Gráfica 3. Gráfico de observado vs predicho.



Fuente. Base de datos ECOEOR, base de datos Excel editada por los autores.

A partir de la **Gráfica 3** se decide dividir los campos que fueron depurados, debido a que no se encontró una correlación con respecto a los demás, en dos grupos. Inicialmente al analizar sus propiedades de yacimiento se logra observar una diferencia entre los espesores netos de estos dos grupos, como se observa en la **Tabla 9**.

Tabla 9. Base Datos Campos Depurados de la ecuación matemática.

CAMPO	PAIS	Alcance proyecto	Tyto °F	Prof, ft	H nto, ft	Φ , %	K, md	Ambiente	μ , cp	Soi Proy, %	SOR
EL DORADO	USA	Piloto	70	650	17	26	141	*	4	48	26
YORBA LINDA	USA	Fullfield	85	2100	32	30	600	Marino	6400	49	5.8
COLD LAKE	CAN	Piloto	55	1550	42	35	1500	Deltaico	100000	60	2.5
INGLEWOOD	USA	Piloto	100	1000	43	39	5900	*	1200	64	2.0
EMLICHHEIM	GER	Fullfield	99	2600	41.5	31.5	900	Marino	180	80	4.0
FRANKLIN HEAVY POOL	USA	Piloto	58	525	50	12	800	Deltaico	47	40	21.7
CRUSE	TRI TOB	Fullfield	110	2100	75	31	265	Deltaico	175	68	9.65

Tabla 9. (Continuación)

CAMPO	PAIS	Alcance proyecto	Tyto °F	Prof, ft	H nto, ft	Φ , %	K, md	Ambiente	μ , cp	Soi Proy, %	SOR
PEACE RIVER	CAN	Fullfield	62	1800	90	28	1050	*	200000	77	4.2
WILMINGTON	USA	Fullfield	123	2550	125	35	1500	Marino	280	55	6
SAN ARDO	USA	Fullfield	100	2350	150	34.5	3000	Marino	2000	50	2.5
MIDWAY SUNSET 2	USA	Fullfield	105	1600	150	32	4000	Marino	4000	60	6.3

Fuente. Recolección de datos lectura documentos de investigación, base datos ecoEOR_{TW} y base datos Becerra y Novoa. (*) Datos no encontrados durante la revisión bibliográfica.

Los primeros 6 campos que se muestran; El Dorado, Yorba Linda, Cold Lake, Emlichheim, y Franklin Heavy Pool, tienen un espesor neto promedio menor a 50 ft, lo que los convierte según el análisis gráfico realizado con base al SOR, el cual se describe en la Gráfica 15, en unos yacimientos con muy bajo espesor neto. Esta característica, como se registró en el capítulo teórico, al ser menor disminuye la eficiencia del proceso debido a las altas pérdidas de calor hacia las formaciones adyacentes.

Además, dentro de esta subdivisión se encuentran 4 proyectos piloto: El Dorado, Cold Lake, Inglewood y Franklin Heavy Pool. El primero debido al poco espesor neto, de tan solo 17 ft, y una permeabilidad de 141 mD, muy por debajo con respecto a los demás yacimientos, además de una baja viscosidad del petróleo, hacen que el fluido tenga una movilidad de 35.25 mD*ft/cP.

Es decir, el fluido tiene mayor energía para desplazarse a lo largo del yacimiento, sin embargo, el proyecto desarrollado en un área de 6,4 acres, con baja permeabilidad y saturación de petróleo al inicio del proyecto, permitió la fácil canalización del vapor a lo largo de la formación, aumentando el volumen necesario a inyectar para producir un volumen económicamente viable de petróleo, dando como resultado un SOR acumulado de 26, muy por encima del ideal.

Otro de los proyectos Pilotos investigados fue el de Franklin Heavy Pool, desarrollado en tan solo un área de un acre, como se observa en Tabla 9, con una de las saturaciones de petróleo más bajas encontradas en la revisión bibliográfica, de 40%, y una porosidad baja de 12%, cuenta con un menor almacenamiento de petróleo recuperable que los demás yacimientos corroborado con su volumen in situ normalizado de 372 OIP/acre*ft, por lo cual no logra ser un proyecto piloto exitoso debido al alto SOR generado durante la inyección, el cual fue de 21,7.

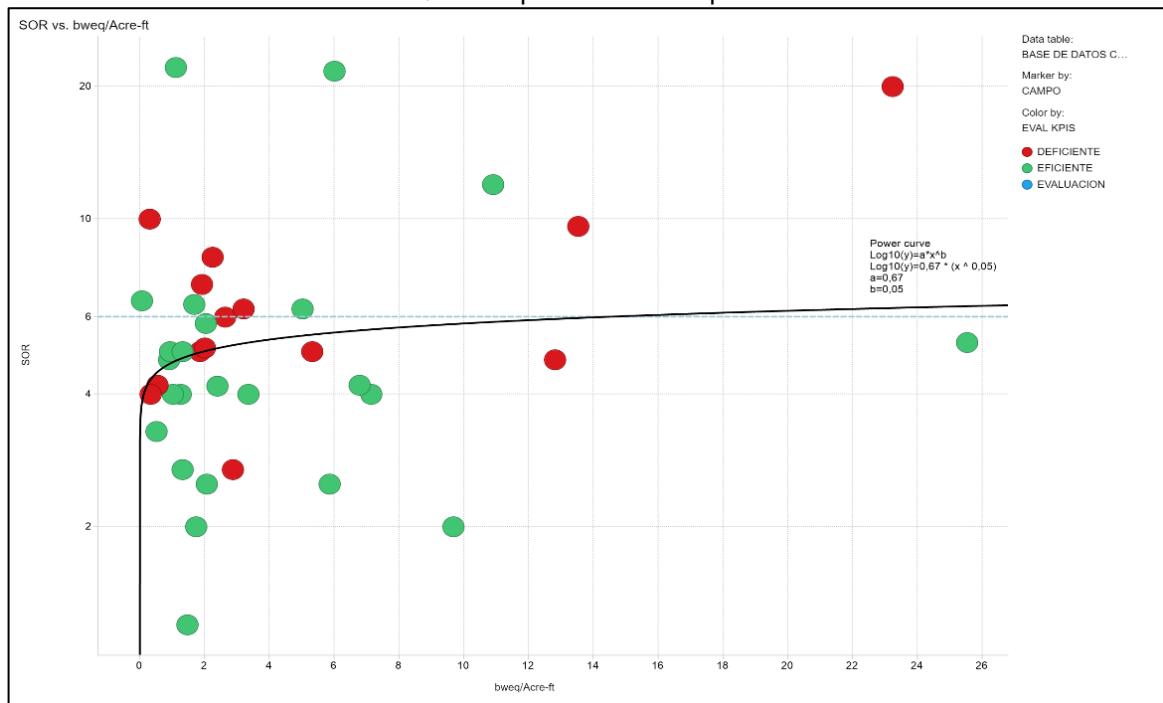
El proceso anterior descrito para la generación de la ecuación matemática se puede ver soportada por la siguiente temática a tratar, la cual es desarrollar un análisis

grafico para obtener ciertos rangos de aplicabilidad o definir tendencias correlacionables entre las variables utilizadas en la ecuación.

4.1.2 Aproximación gráfica mediante Spotfire. Teniendo en cuenta el análisis grafico realizado con la herramienta Spotfire, la cual fue descrita anteriormente, y teniendo en cuenta los seis factores utilizados en la ecuación para estimar el SOR, se decide definir gráficamente cómo se comportan los campos estudiados de acuerdo con el SOR y clasificarlos en exitosos o no exitosos dependiendo de la tendencia con la que se comporten; esto podrá observarse a continuación.

Uno de los KPI's más importantes que pueden afectar el SOR fue determinado por el trabajo de Becerra y Novoa⁵¹ en donde se identificó el rango de aplicabilidad para establecer el éxito o no operativo de la inyección continua de vapor, el cual está entre 1.5 y 3.5 BWEQ/acre*ft. Por esta razón se decide analizar de igual modo este parámetro entre los 56 campos estudiados.

Gráfica 4. Relación SOR – BWEQ/acre-ft para los 56 campos de estudio



Fuente. Base de datos ECOEOR, base de datos Excel editada por los autores.

Haciendo uso de la herramienta Spotfire se pudo obtener el mismo resultado que la investigación de Becerra y Novoa⁵², en donde se define el rango operativo de inyección por acre*ft, además se aplicó un análisis matemático para determinar cuál es la naturaleza matemática de esta relación, como se observa en la **Gráfica 4**,

⁵¹ BECERRA, G. y NOVOA, L. Herramienta computacional para la selección de indicadores de eficiencia y rentabilidad en los proyectos potenciales de inyección continua de vapor en Ecopetrol s.a. Bogotá: Universidad de América. 2018. p 152.

⁵² Ibid., p 152

donde la línea negra muestra una curva de tipo potencial que permite describir el comportamiento de los datos encontrados.

En su mayoría se logra una mayor correlación de los datos entre el rango operativo ya establecido, y teniendo en cuenta un segundo caso de análisis el cual es sesgar la muestra para un SOR menor a 6bbl vapor/bbl petróleo, valor definido como un cut off según la evaluación de proyectos exitosos, este valor utilizado como punto de corte fue definido a partir de la revisión bibliográfica donde se definió que entre menor sea este valor, mayor eficiencia económica- técnica tendrá el proceso.

Se corrobora entonces a partir de la **Gráfica 4** la hipótesis de que, para obtener valores bajos de SOR, es decir, inyectar menor cantidad de barriles de vapor para producir 1 barril de petróleo, es importante utilizar un tasa de inyección volumétrica baja. Por encima de 6-10 bweq/acre*ft tiende a aumentar el SOR.

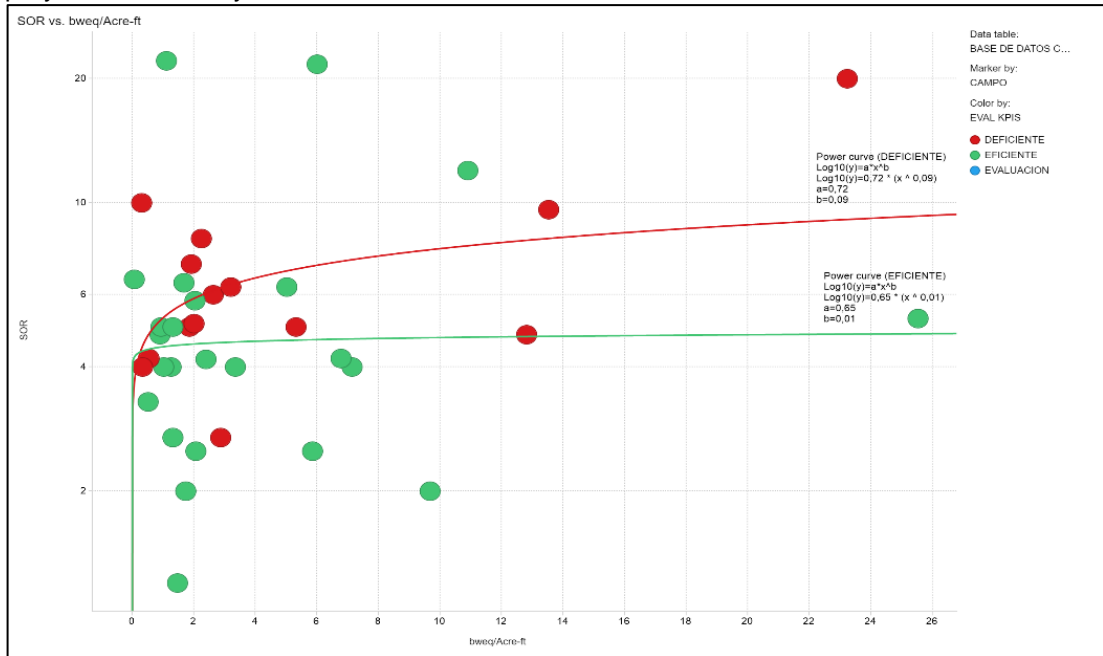
Una tercera aproximación al análisis de los datos fue obtener una línea de tendencia para los casos eficientes y deficientes encontrados en la investigación, de esta forma se podrá llegar a determinar dependiendo la variable independiente a analizar o estudiar el posible resultado más pesimista y optimista.

Con respecto a los BWEQ/acre*ft como se observa en la **Gráfica 5** no se logra diferenciar una tendencia que describa el comportamiento de la inyección, debido a que a medida que aumente los BWEQ/acre*ft inyectados el SOR tiende a aumentar, sin embargo, la tendencia obtenida para los casos exitosos no sobrepasa un SOR de 6, es decir el trabajo realizado puede depender de otras variables ya sea petrofísicas, físicas u operacionales.

Sin embargo, como se describió en el trabajo de Becerra y Novoa⁵³ es posible determinar un rango operativo entre 1- 6 bweq/acre*ft. Esto se debe a que no es necesario inyectar un total del volumen a desplazar con el fin de mejorar la eficiencia del proceso ya que este se puede canalizar más fácil teniendo en cuenta su densidad, si no que se debe lograr obtener una cámara de vapor lo suficiente para que los mecanismos de producción bajo el cual funciona el proceso se presenten en el yacimiento.

⁵³ Ibid., p. 152

Gráfica 5. Relación SOR – BWEQ/acre-ft para los 56 campos de estudio discriminado por los proyectos exitosos y no exitosos



Fuente. Base de datos ECOEOR, base de datos Excel editada por los autores.

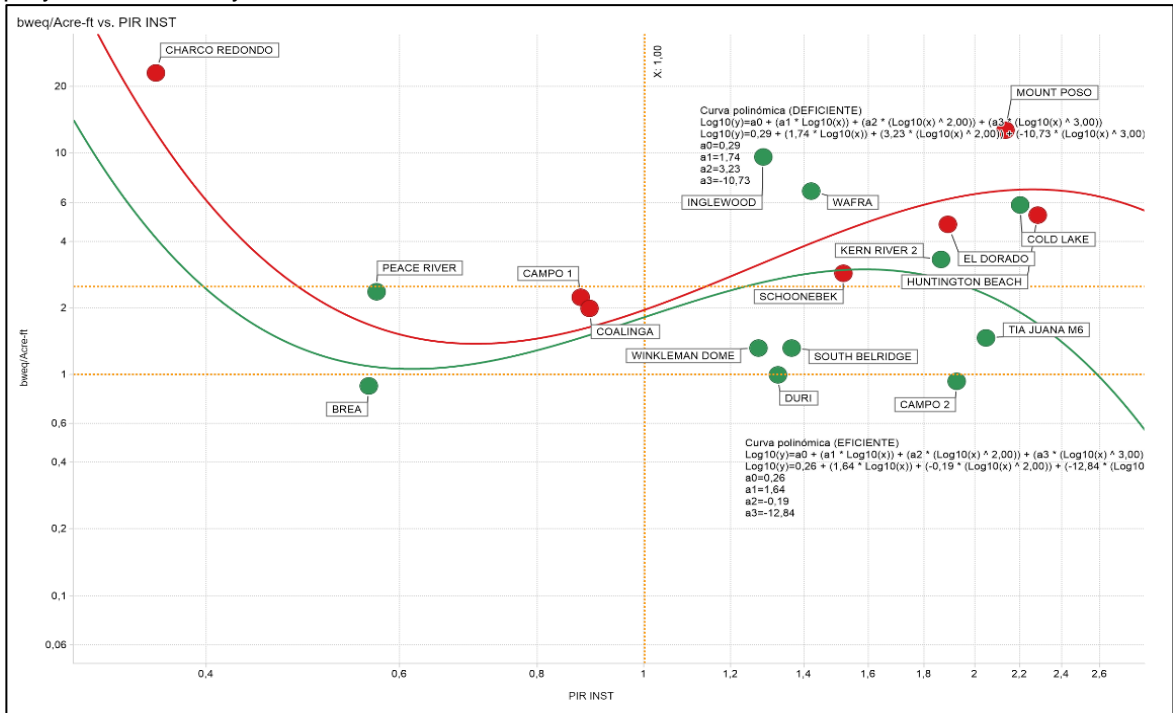
Otra de las variables operativas importantes es la tasa de reemplazamiento (PIR), la cual indica la cantidad de fluidos producidos por la cantidad de vapor o agua equivalente inyectada. Este se comporta de manera opuesta al SOR debido a que entre mayor sea su valor, menor es el volumen de vapor necesario a inyectar.

Para este caso a partir del trabajo de Becerra y Novoa⁵⁴ se determinó que el proyecto puede ser exitoso con un PIR mayor a 1.

Se decide entonces analizar esta variable con respecto a los BWEQ/acre*ft y se determina una regresión para cada caso evaluado, donde se pudo obtener un rango donde el PIR se mantiene por encima de 1, como se muestra en la **Gráfica 6**, este rango se encuentra entre 1- 2,5 BWEQ/acre*ft, similar al resultado obtenido con la relación vapor – petróleo (SOR).

⁵⁴ Ibid., p. 152

Gráfica 6. Relación PIR INST– BWEQ/acre-ft para los 56 campos de estudio discriminado por los proyectos exitosos y no exitosos

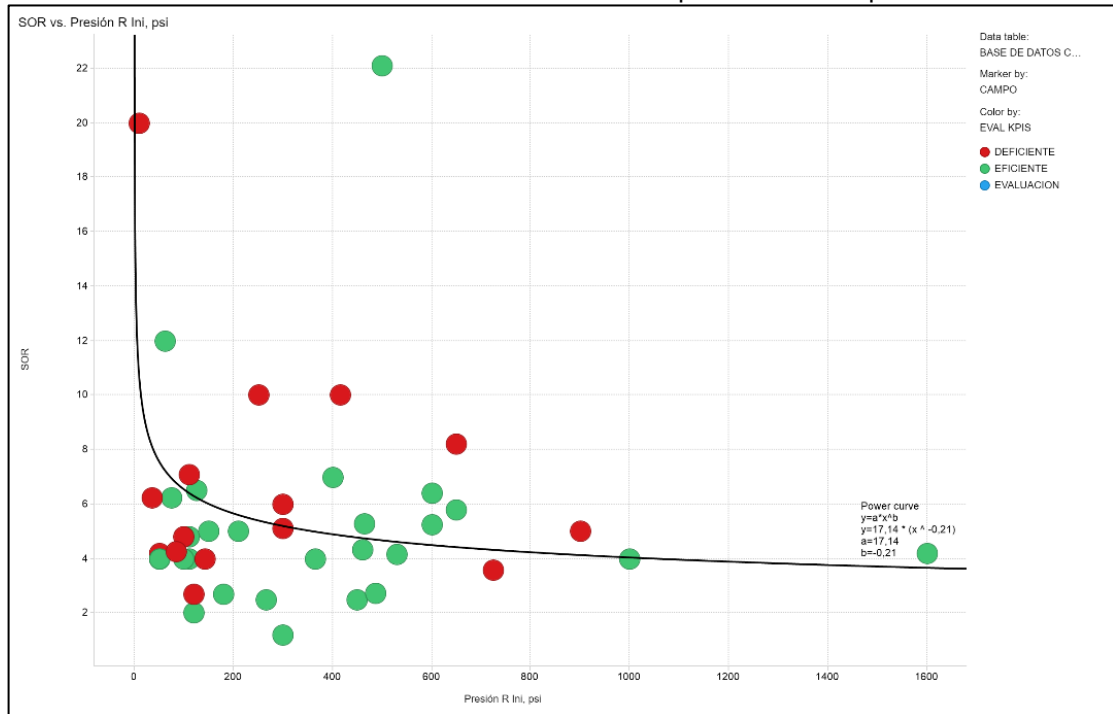


Fuente. Base de datos ECOEOR, base de datos Excel editada por los autores.

Como se observa en la primera grafica cuando no se discrimina por éxito del proyecto, la línea de tendencia obtenida puede llegar a tener ruido o desviaciones debido a estos datos de SOR muy por encima de la regla, sin embargo, se observa que en la mayoría de los casos con el fin de obtener un SOR por debajo de 6 se necesita que la presión en el yacimiento al inicio del proyecto sea por debajo de 600-700 psi.

Sin embargo, esta propiedad física del yacimiento para un proyecto de inyección continua de vapor está en función de la profundidad la cual no puede ser tan alta debido a las grandes pérdidas de calor, es por esto por lo que la mayoría de los datos recolectados se encuentran a bajas presiones menores a 1000 psi.

Gráfica 7. Relación SOR– Presión de Yacimiento inicial para los 56 campos de estudio.



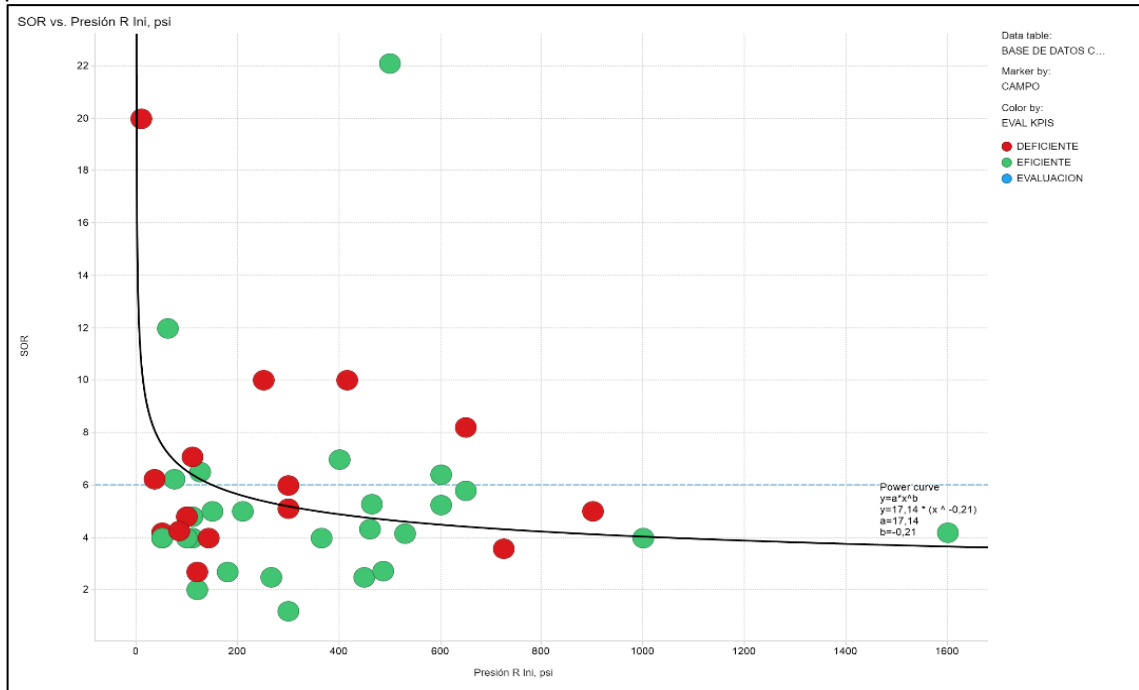
Fuente. Base de datos ECOEOR, base de datos Excel editada por los autores.

En la **Gráfica 7** se logra describir la relación entre la presión de yacimiento inicial y la relación vapor-petróleo con una curva potencial, elevado a un número negativo como se muestra en la ecuación de la gráfica descrita. Es decir que a mayor presión inicial del yacimiento menor tiende a ser el SOR.

Esta relación al compararla con la revisión teórica describe un comportamiento normal hasta llegar a yacimiento con alta presión por encima de 1000 psi, debido a que la eficiencia del proceso se puede ver comprometida por las altas presiones a las que se debe inyectar con el fin de que el vapor llegue con cierta calidad específica a la cara de la formación. Por ende, es necesario tener en cuenta que la presión del yacimiento debe ser baja iniciando el proyecto para evitar aumentar los costos operacionales.

Una vez obtenida la relación matemática más acorde se procede a analizar los datos dependiendo el cut off de SOR propuesto. Para esto se definió que la mayoría de los campos estudiados cumplen con la condiciones de temperatura para lograr generar un proyecto exitoso y permite determinar un límite inferior de 100 psi aproximadamente para lograr obtener un SOR menor a 6 cumpliendo con la tendencia propuesta como se observa en la **Gráfica 8**.

Gráfica 8. Relación SOR– Presión de Yacimiento inicial para los 56 campos de estudio analizado para un SOR de 6

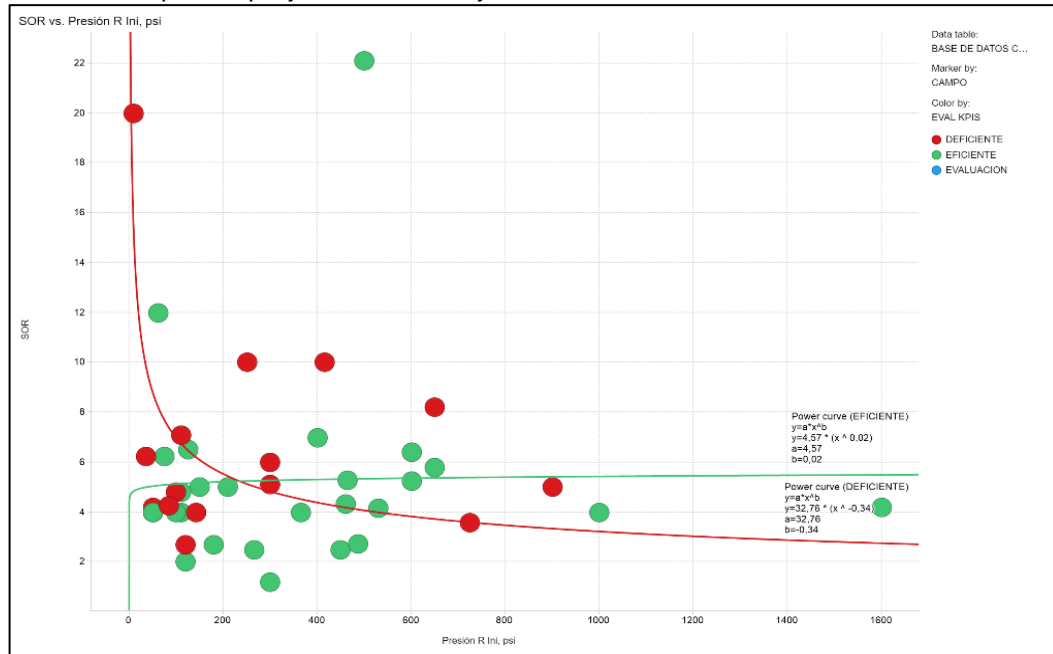


Fuente. Base de datos ECOEOR, base de datos Excel editada por los autores.

Revisando la siguiente gráfica (**Gráfica 9**) se pudo corroborar que a altas presiones iniciales la relación vapor-petróleo tendera a ser menor sin embargo, como se muestra estos casos se podrán comportan bajo la tendencia de la línea rojo es decir los casos deficientes encontrados en la recolección de datos, mientras que para obtener un comportamiento por debajo de 6 bbl inyectados/ bbl petróleo y ser descritos por la línea eficiente (verde) la presión del yacimiento deberá ser menor a 700 psi, es decir yacimientos someros.

Una vez discriminado los datos por caso eficiente o deficiente según una evaluación de KPI's desarrollado al inicio de la investigación se observa que la tendencia para los casos eficientes sigue el comportamiento analizado en el capítulo teórico donde a menores presiones el SOR tiende a ser menor, luego de 400 psi esta tendencia muestra un comportamiento más constante.

Gráfica 9. Relación SOR– Presión de Yacimiento inicial para los 56 campos de estudio discriminado por los proyectos exitosos y no exitosos



Fuente. Base de datos ECOEOR, base de datos Excel editada por los autores.

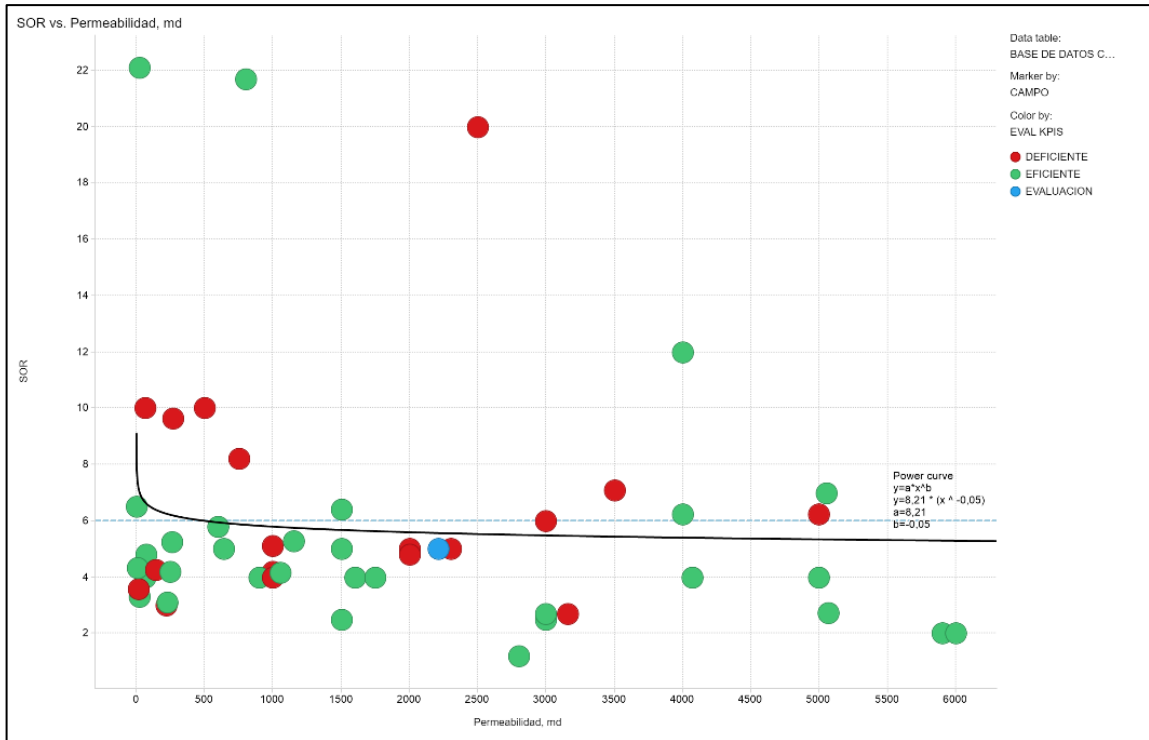
Con respecto a la permeabilidad se pudo reportar una tendencia potencial, como se observa en la **Gráfica 10**, en su mayoría los casos eficientes se encuentran por debajo de la curva planteada.

Aunque se observe una mayoría de puntos a bajas permeabilidades entre 0 y 1700 md, no se puede llegar a obtener un rango de aplicabilidad confiable debido a que existen casos exitosos a permeabilidades mucho mayores a estos valores, demostrando que la permeabilidad por si solo no es un factor muy importante en la evaluación de un proyecto de inyección continua de vapor.

Además, al igual que en los anteriores análisis, se decide interpretar la tendencia obtenida cuando se limite por un SOR de 6, en este caso teniendo en cuenta a la propiedad como único valor debería ser mayor a 400 - 500md con el fin de que el proyecto sea exitoso de manera teórica.

Sin embargo, es importante tener en cuenta, que la aplicación de un proceso de inyección continua de vapor se debe hacer en yacimientos con baja heterogeneidad para evitar la canalización del vapor o del agua condensada a media que pierde calor debido a que esta por su viscosidad tendera a tener mayor movilidad que el crudo.

Gráfica 10. Relación SOR– Permeabilidad para los 56 campos de estudio analizado para un SOR de 6

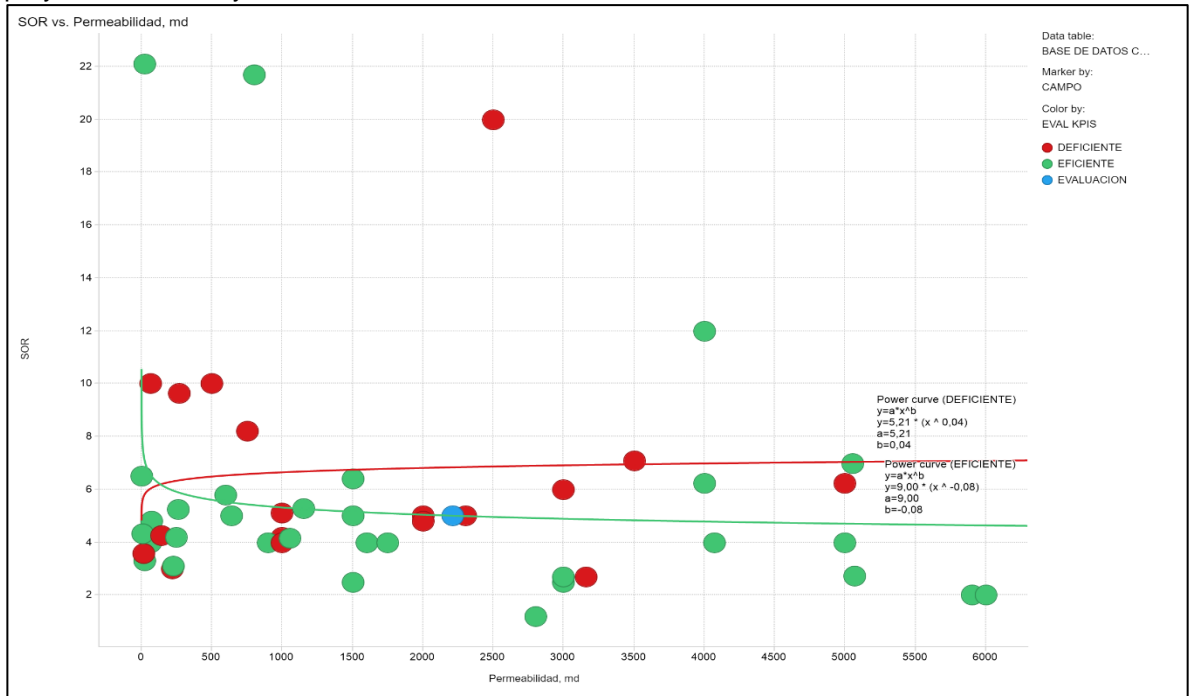


Fuente. Base de datos ECOEOR, base de datos Excel editada por los autores.

Una vez se obtenga una posible tendencia que simule el comportamiento de la propiedad independiente contra el SOR, se analiza dependiendo los casos eficientes y no eficientes determinados en la recolección de datos. Para la permeabilidad se observa el mismo comportamiento descrito anteriormente, al observar la línea verde (efectivos) se podría comprobar que entre menor la permeabilidad del yacimiento, mayor tiende a ser el SOR (**Gráfica 11**).

A medida que la permeabilidad aumenta esta línea de tendencia tiende a volverse prácticamente constante, con una variación gradual y baja. Por lo cual hace más difícil determinar con certeza un límite superior de aplicabilidad.

Gráfica 11. Relación SOR– Permeabilidad para los 56 campos de estudio discriminado por los proyectos exitosos y no exitosos



Fuente. Base de datos ECOEOR, base de datos Excel editada por los autores.

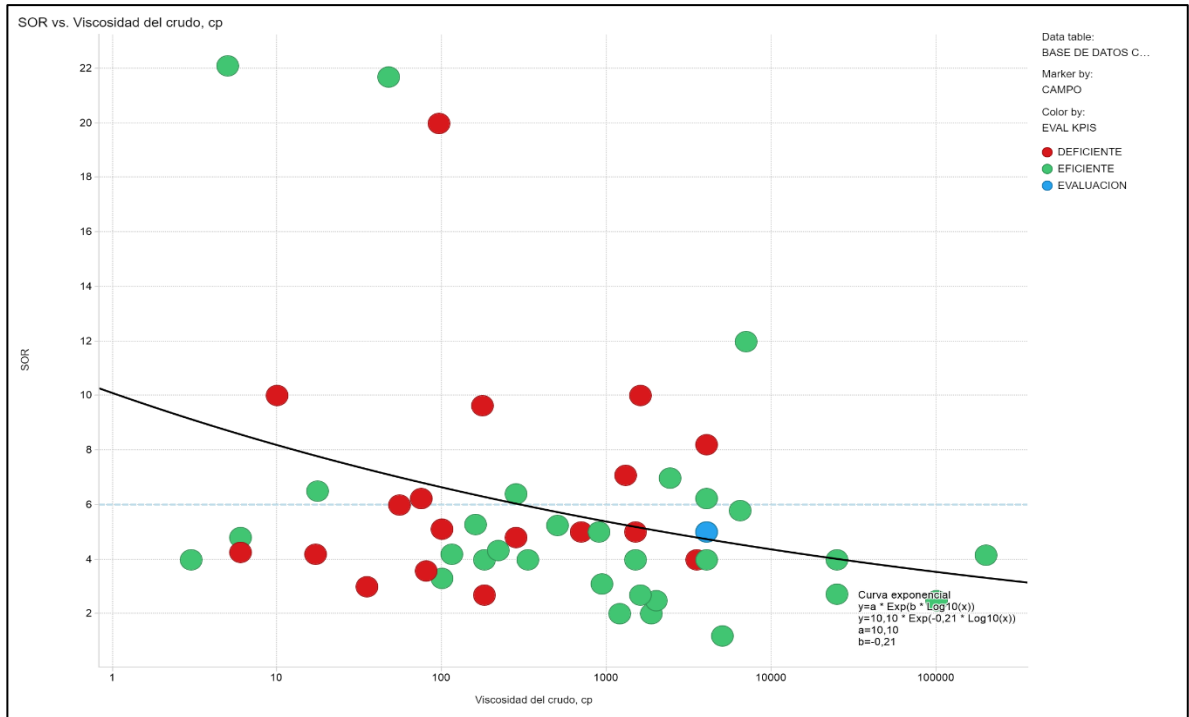
Otra de las propiedades intrínsecas del yacimiento es la viscosidad del petróleo, la cual determina inicialmente si se debe o no realizar un recobro térmico. Debido a que uno de los objetivos de este método de recobro mejorado es el de disminuir esa viscosidad para aumentar la productividad de los pozos.

La **Gráfica 12** describe el comportamiento de los datos recolectados frente al SOR, este pudo ser descrito por medio de una ecuación exponencial. Inicialmente al analizar según la evaluación de los casos de estudio se puede observar que en su mayoría los proyectos eficientes tienen viscosidades por encima de 100cp hasta 100,000cp aproximadamente, como es el caso de Cold Lake o Peace River, campos localizados en la zona de Bitúmenes de Alberta, Canadá.

Es importante mencionar que, en la recopilación de información para el desarrollo de la base de datos, se encontraron algunos casos como el de Shield Canyon (34°), El Dorado (37°), Bradford (45°), Humble (45°) en Estados Unidos y Minas (36°) en Indonesia, en donde la inyección continua de vapor fue exitosa para yacimientos con petróleo de alta gravedad API y baja viscosidad, los cuales deberán ser estudiados aparte para obtener alguna tendencia que explique ese comportamiento.

Al igual como se muestra en la **Gráfica 12**, la línea en color azul divide los casos dependiendo un SOR de 6. Este permite inferir que a partir de viscosidades de 200cp en adelante el SOR tiene una mayor probabilidad de ser menor.

Gráfica 12. Relación SOR– Viscosidad del Petróleo para los 56 campos de estudio analizado para un SOR de 6



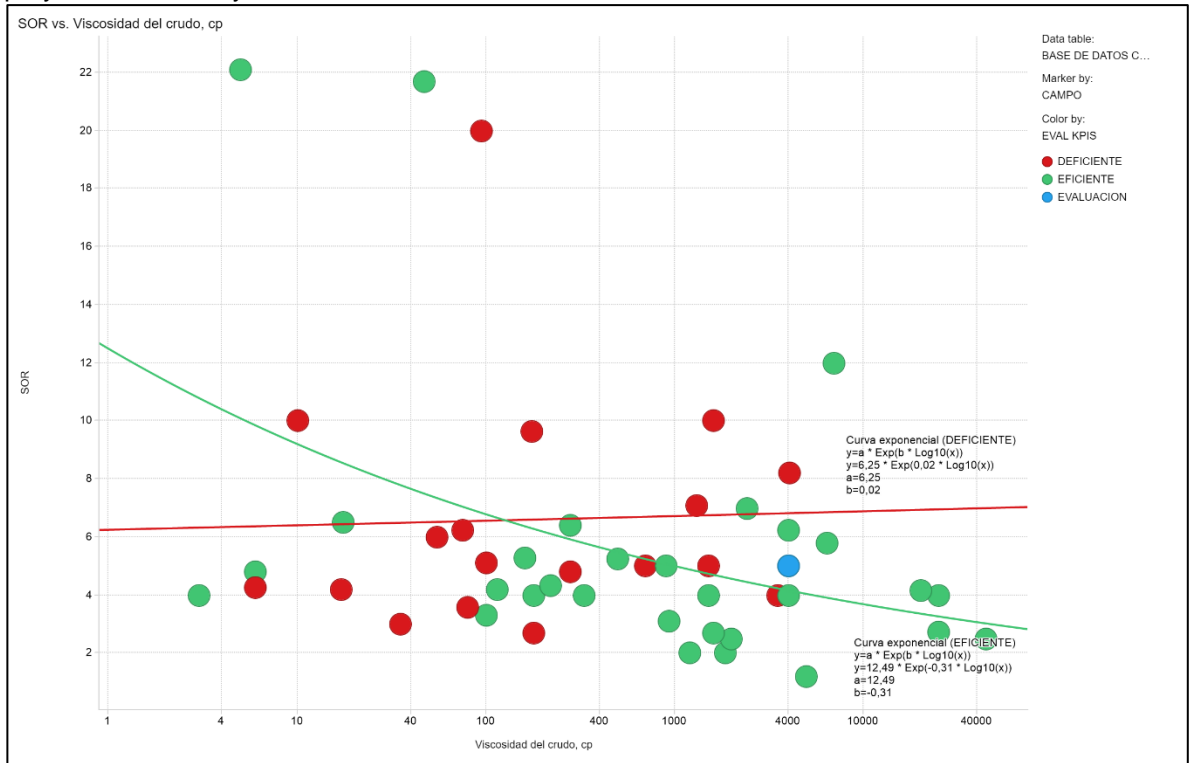
Fuente. Base de datos ECOEOR, base de datos Excel editada por los autores.

Una vez se filtre la información por la evaluación del proyecto se puede observar de una manera más clara los rangos en los cuales tiene mayor aplicabilidad con base en los casos de estudio eficientes, en la **Gráfica 13** se muestra la línea verde (eficientes) y la línea roja (deficientes), las cuales tiene un punto de corte a los 100cp aproximadamente, donde la línea verde comienza a disminuir obteniendo SOR's más favorables.

Además, esta línea logra describir el comportamiento de la mayoría de los casos investigados y por lo cual llegó a ser una correlación muy importante que se tuvo en cuenta en la generación de la ecuación matemática.

Este comportamiento se puede asemejar a lo descrito en el capítulo teórico del documento donde se describe que la viscosidad del petróleo es una de las propiedades de los fluidos más importantes del yacimiento, de esta dependerá cuanto puede ser el diferencial de viscosidad previo, durante y después de la inyección de vapor.

Gráfica 13. Relación SOR– Permeabilidad para los 56 campos de estudio discriminado por los proyectos exitosos y no exitosos



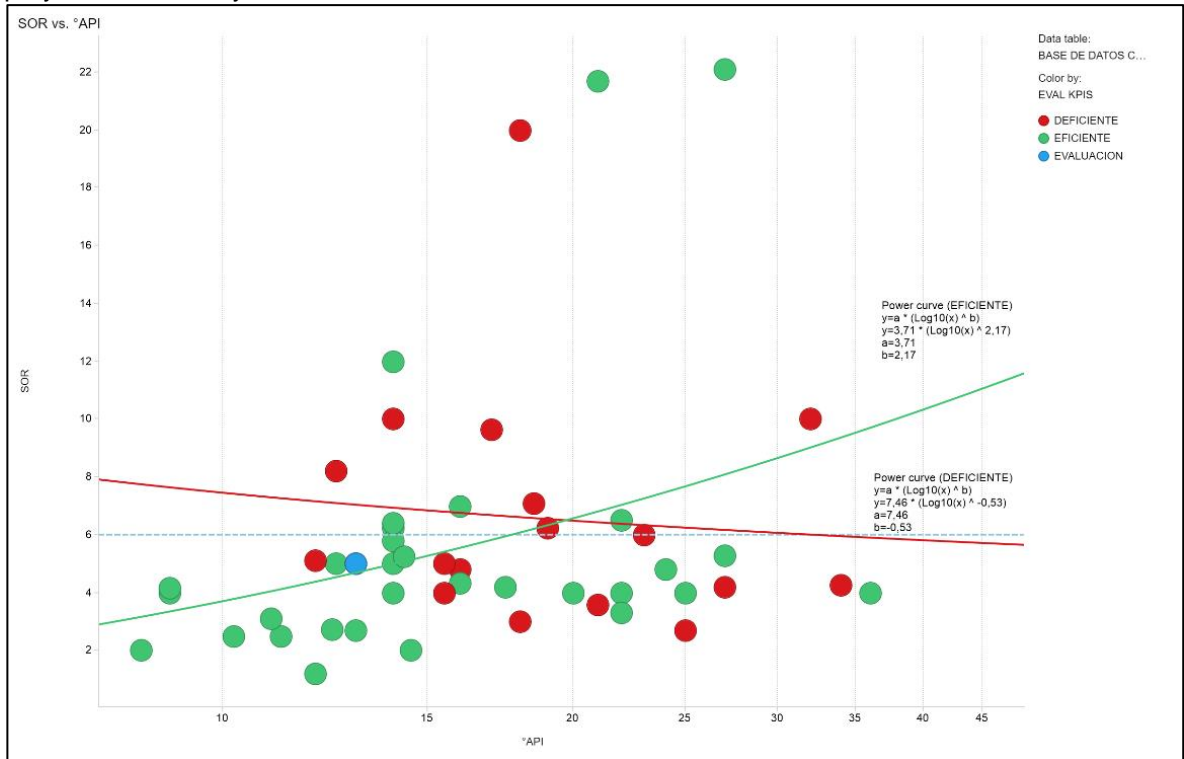
Fuente. Base de datos ECOEOR, base de datos Excel editada por los autores.

La **Gráfica 14** describe el comportamiento de la gravedad API en función del SOR, a partir de la teoría estudiada se ha logrado comprender el porqué de un yacimiento pesado para la utilización de esta técnica, principalmente debido a uno de los mecanismos de producción utilizados, el cual es reducir su viscosidad con el fin de mejorar el desplazamiento.

Al observar las líneas de tendencia verde (eficiente) y rojo (deficiente) se corrobora que en los yacimientos extrapesados hasta intermedios se puede llegar a obtener valores bajos de SOR, menores a 6. Por ejemplo, a valores cercanos a 30° API, el SOR tiende a aumentar por encima de 6. Es decir, se debe inyectar mayor cantidad de barriles de agua equivalente para producir un volumen económico de petróleo.

La gravedad API al verse afectada por las propiedades del fluido como su densidad y por ende su viscosidad, permite corroborar que este tipo de proyectos tiene una mayor eficacia en los yacimientos de crudo pesado. Es decir, donde su viscosidad es alta y esa diferencia de viscosidades durante el desarrollo del proyecto mejora la eficiencia del recobro.

Gráfica 14. Relación SOR– Gravedad API⁰ para los 56 campos de estudio discriminado por los proyectos exitosos y no exitosos



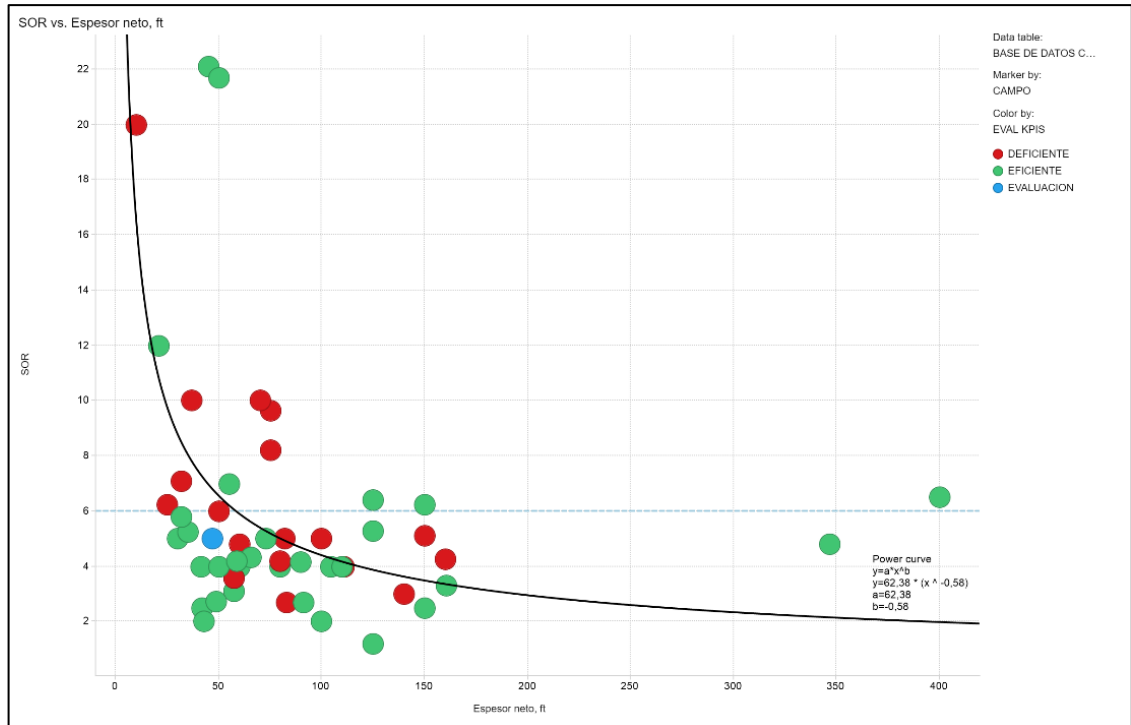
Fuente. Base de datos ECOEOR, base de datos Excel editada por los autores.

Como se describe anteriormente la naturaleza matemática encontrada a partir de la relación espesor neto frente al SOR, es de una curva potencial. En donde están correlacionados por medio de una proporcionalidad indirecta, es decir a mayor espesor debería ser menor el SOR. (**Gráfica 15**)

Una de las dificultades encontradas fue que en la siguiente grafica se tienen ciertos puntos que generan ruido alargando la curva presentada. Sin embargo, esta permite determinar un posible rango de aplicabilidad entre 40 – 150 ft. Al analizar los datos con respecto al cutt off del SOR, se determina que el límite inferior del rango para obtener un SOR más eficientes estaría por encima de los 50 ft, en donde se encuentran la mayoría de los casos estudiados.

De igual manera el espesor neto es una de las propiedades a tener en consideración debido a que permite estimar si la perdida de energía o calor hacia las formaciones adyacentes es alta o baja. Según la revisión bibliográfica de los Campos, aquellos en donde su espesor era muy bajo menor a 50ft, el proyecto no permitía obtener valores viables de recobro.

Gráfica 15. Relación SOR– Espesor Neto para los 56 campos de estudio analizado para un SOR menor a 6.



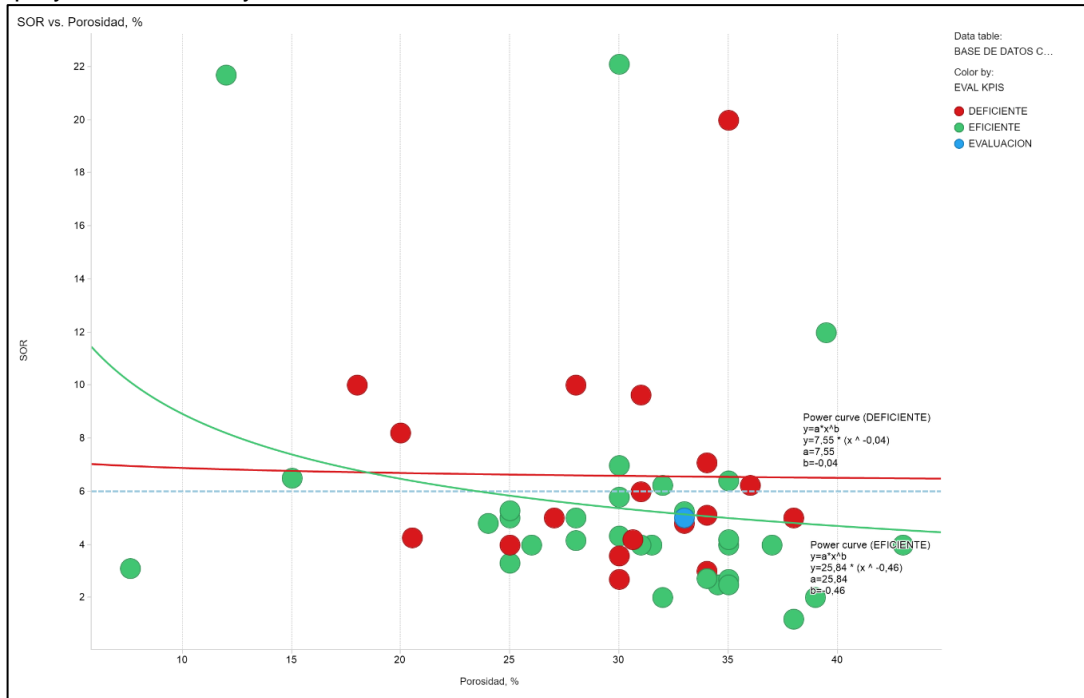
Fuente. Base de datos ECOEOR, base de datos Excel editada por los autores.

La porosidad es una propiedad petrofísica del yacimiento que determina que tanto petróleo puede estar almacenado dentro de los poros de la roca, a continuación, en la **Gráfica 16** se pretende mostrar cómo se comporta frente a la relación vapor – petróleo.

Como se observa a partir de la línea de tendencia verde (Casos eficientes), se encuentran con porosidades por encima del 25%. Principalmente se dan en yacimientos someros donde que no han sufrido de altas presiones y temperaturas o procesos de compactación que la reduzcan, permitiendo a su vez que haya altas saturaciones iniciales de petróleo.

Como se muestra el comportamiento, este se asemeja al descrito de manera teórica en los capítulos anteriores, con lo cual se podrá llegar a simular por medio de la anterior ecuación potencial, donde a mayores porosidades menor tiende a ser el SOR generado.

Gráfica 16. Relación SOR– Porosidad para los 56 campos de estudio discriminado por los proyectos exitosos y no exitosos

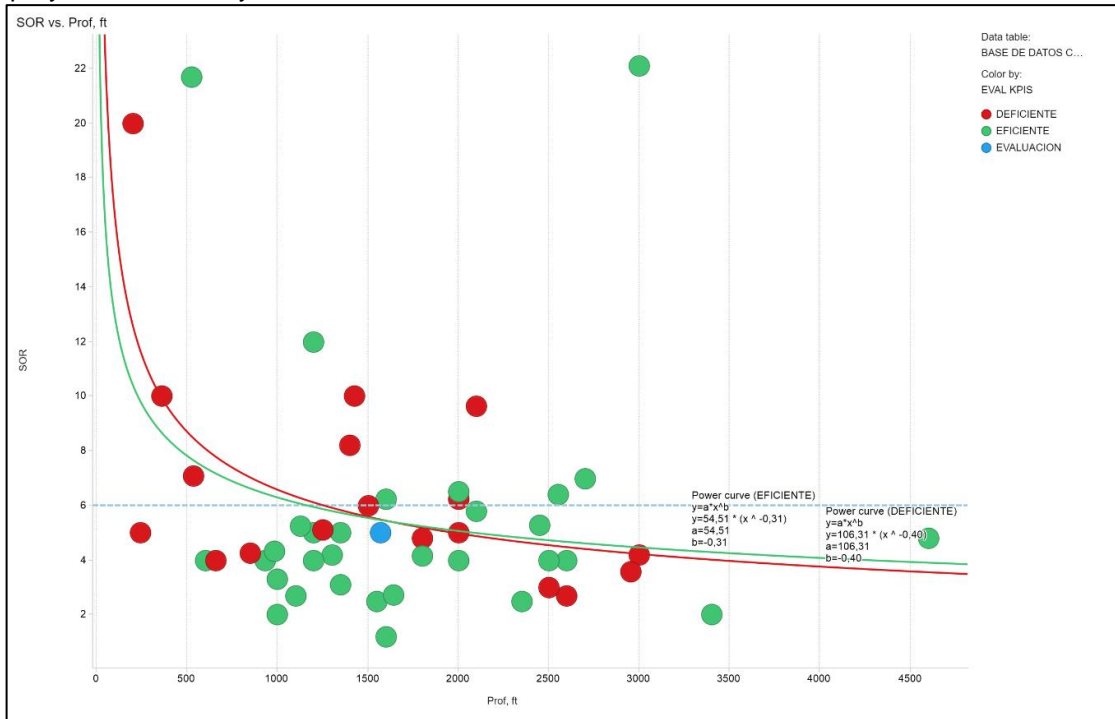


Fuente. Base de datos ECOEOR, base de datos Excel editada por los autores.

Para el caso de la profundidad no se pudo establecer una tendencia o regresión matemática que diferenciara el comportamiento de los casos deficientes con lo eficientes, como se observa en la **Gráfica 17**, las dos líneas (Roja, Verde) se comportan de la misma manera. Lo importante a rescatar es que la mayoría de los puntos se encuentran ubicados a profundidades no tan altas, entre 1000 – 2500 ft principalmente, debido a las altas pérdidas de calor hacia las formaciones adyacentes a medida que se aumenta la profundidad.

Además de las altas pérdidas de calor debido a profundidades mayores a 4000ft, es las altas presiones de inyección necesarias para llevar el vapor a un valor de calidad específico, esto aumenta entonces los costos de operaciones del proyecto. Llegando en algunos casos a ser no viable económicamente.

Gráfica 17. Relación SOR– Profundidad para los 56 campos de estudio discriminado por los proyectos exitosos y no exitosos



Fuente. Base de datos ECOEOR, base de datos Excel editada por los autores.

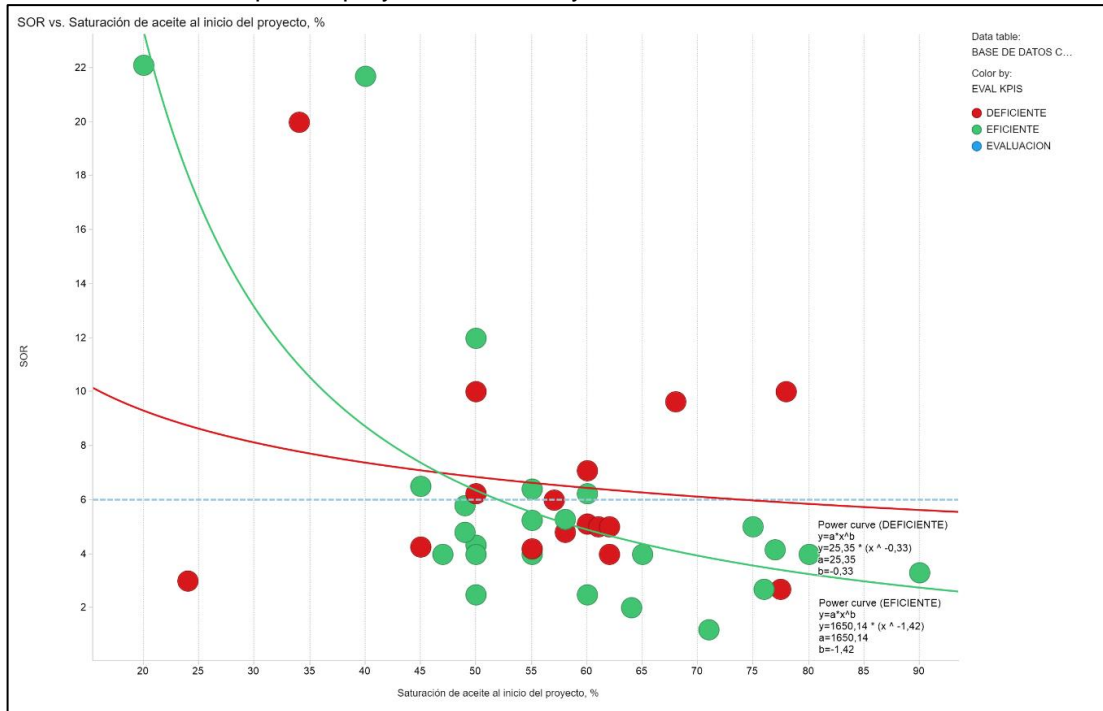
Una de las propiedades que se tuvieron en cuenta para la generación de la ecuación matemático fue el de la saturación al inicio del proyecto, la cual en la mayoría de los casos según el marco teórico desarrollado tiende a ser alta debido a la baja productividad que tienen los yacimientos de crudo pesado, siendo una de las oportunidades más atractivas para la utilización de recobro térmico en estos casos.

Como se observa en la **Gráfica 18** el comportamiento de los datos se pudo asemejar a una tendencia potencial para ambas curvas. Inicialmente al analizar la distribución de los datos se observa que los casos eficientes se encuentran localizados entre 45-65 %, sin embargo, al compararlo con respecto a la línea de corte descrita por un SOR de 6, este rango de aplicabilidad puede variar un poco.

La tendencia principal mostrada es que, a mayores saturaciones de petróleo, el SOR tiende a ser menor de 6 y permite inferir un rango entre 60-90% en donde la aplicación de la inyección de vapor puede ser favorable.

Este rango concuerda con el screening criterio investigado y es debido a que cuando se presenta altas saturaciones de agua en el yacimiento este disminuye la eficiencia de barrido debido a que el vapor una vez condensado tenderá a desplazarse por los canales preferenciales por agua, además la transferencia de calor hacia el petróleo se verá disminuida porque hay mayor cantidad de otra fase, en este caso agua en el medio poroso.

Gráfica 18. Relación SOR– Saturación de Aceite Inicial Proyecto para los 56 campos de estudio discriminado por los proyectos exitosos y no exitosos



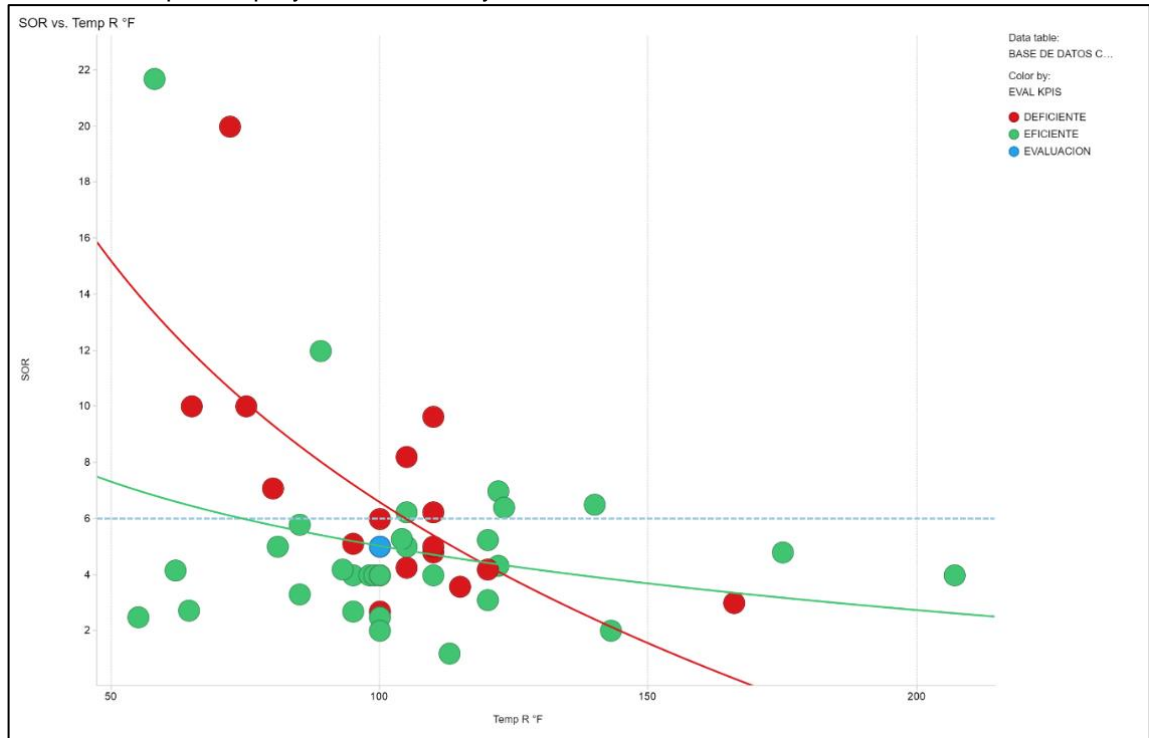
Fuente. Base de datos ECOEOR, base de datos Excel editada por los autores.

Otra de las variables independiente utilizadas para la generación de la ecuación matemática que estime el SOR de un proyecto es la temperatura de yacimiento, la cual está directamente relacionada a su vez con la profundidad del yacimiento se pudo caracterizar a partir de una ecuación potencial.

La tendencia que se aprecia describe una relación inversa entre las variables, es decir a mayores temperaturas el SOR se espera que sea menor, sin embargo, debido a que tanto la línea de tendencia de casos eficientes como la de no eficientes se comportan de manera similar no se puede llegar a determinar una diferencia entre estos.

Sin embargo, al observar la **Gráfica 19** en base de los casos eficientes y no eficientes sin tener en consideración las respectivas líneas de tendencia muestran que la mayoría de los casos favorables están entre temperaturas 70-125°F aproximadamente y lograron obtener un SOR menor a 6.

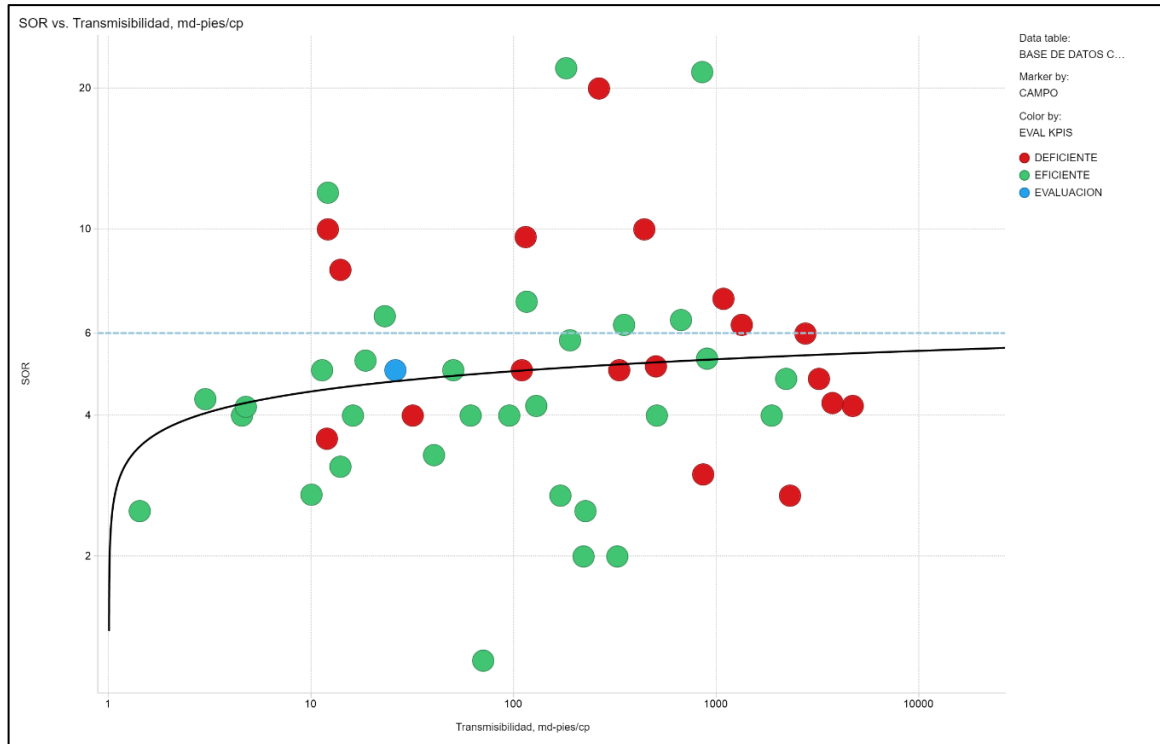
Gráfica 19. Relación SOR– Temperatura de Yacimiento para los 56 campos de estudio discriminado por los proyectos exitosos y no exitosos



Fuente. Base de datos ECOEOR, base de datos Excel editada por los autores.

La **Gráfica 20** describe la relación entre el SOR y la transmisibilidad, esta propiedad es muy importantes para poder mejorar la productividad del yacimiento, debido a que relaciona tres propiedades presentes en el yacimiento permeabilidad, espesor neto y viscosidad del fluido e indica a facilidad con la que el fluido se desplaza a través de la formación.

Gráfica 20. Relación SOR– Transmisibilidad para los 56 campos de estudio analizado para un SOR menor a 6.



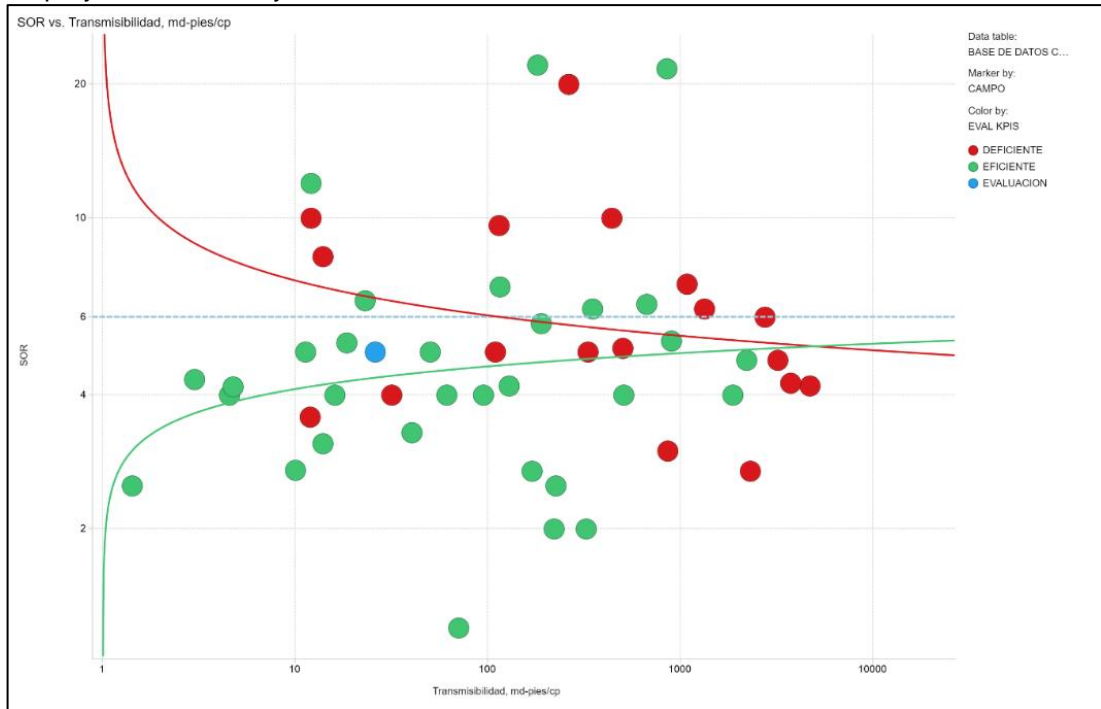
Fuente. Base de datos ECOEOR, base de datos Excel editada por los autores.

Como se muestra no existe una tendencia que logre representar correctamente el comportamiento de los datos debido a la alta cantidad de variación en los resultados, sin embargo, la mayoría de los datos se encuentran por debajo del límite de propuesto para el SOR.

Los casos eficientes se localizan dentro de un límite superior menor a 1000 md*h/μ. Principalmente debido a las altas viscosidades del petróleo en los cuales es necesario la utilización de este tipo de proceso, debido a que si la transmisibilidad al inicio es muy alta no es necesaria la inyección de vapor como método de recobro.

A continuación, se puede probar la hipótesis previamente descrita, debido a que a partir de las líneas de tendencias generadas para casos eficientes y deficientes se puede observar que a mayor transmisibilidad tiende a aumentar el SOR como lo muestra la línea verde de la **Gráfica 21**, mientras que la línea roja (deficientes) disminuye.

Gráfica 21. Relación SOR– Transmisibilidad para los 56 campos de estudio discriminado por los proyectos exitosos y no exitosos



Fuente. Base de datos ECOEOR, base de datos Excel editada por los autores.

4.2 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD FINANCIERA

Con el fin de determinar la viabilidad financiera de un proyecto de inyección continua de vapor se tomaron en cuenta tres indicadores económicos: el precio del barril de petróleo crudo (en dólares), la relación vapor-aceite (SOR), y el precio del levantamiento por cada barril (en dólares).

Esta viabilidad financiera se determinará en función del SOR efectivo, es decir la cantidad de barriles de agua equivalente que se debe inyectar para recuperar una cantidad de petróleo siendo económicamente viable. Donde este podrá variar según los costos operacionales y el precio de barril de petróleo.

Teniendo en cuenta que para cada campo en específico se tiene un costo de inyección por barril de agua equivalente diferente, se tomó como referencia el obtenido en el caso del campo Teca, el cual es de 7 dólares por cada barril de agua equivalente inyectado, y representaría el promedio de los campos colombianos.

Además, se determinó un rango de lifting cost entre 10 – 30 USD/bbl para describir posibles escenarios en los cuales los costos para operar, mantener, monitorear, utilización de equipos y operación de las facilidades por cada barril de petróleo equivalente (boe) se pueda obtener a partir del proceso de inyección continua de vapor. Este rango fue establecido a partir de casos bases en el Campo Teca.

La metodología utilizada para realizar las sensibilidades fue la siguiente; primero se realizó una base de cálculo en Excel donde los diferentes escenarios de lifting cost se pondría a prueba para varios valores de SOR; de 3 a 10 bbl vapor inyectado/bbl petróleo producido y se evaluó a diferentes precios del barril, esto debido a que pueda ser utilizada a lo largo de la vida productiva del campo.

Se realizó la variación del precio del barril por cada 1 dólar, desde 1 USD hasta 100 USD; del costo del levantamiento cada 5 dólares, desde 10 USD/barril hasta 30 USD/barril; y el del SOR cada unidad, desde un valor mínimo de 3 hasta un valor máximo de 10.

En el **ANEXO A** se mostrará la base de cálculo utilizada para realizar el análisis financiero realizado, esta herramienta permitirá determinar el SOR efectivo; es decir si para el proyecto se tiene un lifting cost de 10 USD/bbl y el precio del barril se encuentra en 60 USD/bbl, se podrá obtener el valor de SOR mínimo a la cual se obtiene cierta rentabilidad.

La utilidad de un proyecto se entiende como el beneficio o interés que se obtiene de algo, sea positivo o negativo, es decir, la posible ganancia que se obtiene de un bien o una inversión. Con el fin de determinarla se utilizó la siguiente ecuación (**Ecuación 29**), la cual está en función del precio de barril del petróleo, SOR, costo de inyección por barril de agua equivalente, lifting cost.

Debido a que se tomaron en cuenta valores para el lifting cost y costo de inyección a partir del proyecto piloto en el Campo Teca, la base de cálculo que se muestra en el ANEXO A tiene en cuenta además el porcentaje por asociación que debe entregar ECP en el proyecto, el cual es del 11%.

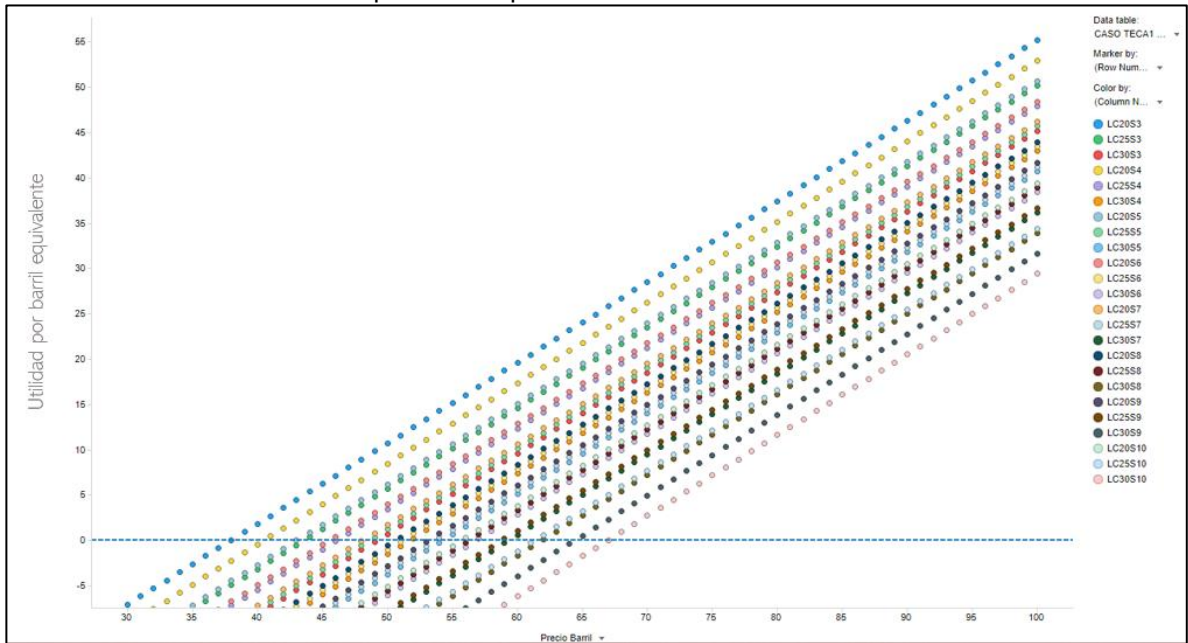
Ecuación 29. Utilidad proyecto de inyección continua de vapor

$$\begin{aligned}
 \text{Utilidad/boe} &= (\text{Precio Barril petróleo} - (\text{SOR} * 5,35 * 2,98) - \text{Lifting Cost} \\
 &\quad - \text{costo inyección por boe}) - (\text{Precio Barril} * 0.11) \\
 \\
 \text{Utilidad/boe} &= \left(\frac{\text{USD}}{\text{bbl}} - \left(\frac{\text{bbl steam(boe)}}{\text{bbl oil}} * \frac{5,35 \text{MMBTU}}{\text{boe}} * \frac{2,98 \text{USD}}{\text{MMBTU}} \right) - \frac{\text{USD}}{\text{bbl}} \right. \\
 &\quad \left. - \frac{\text{USD}}{\text{bbl}} \right) - \left(\frac{\text{USD}}{\text{bbl}} * 0.11 \right)
 \end{aligned}$$

Fuente. Elaborada por los autores.

Haciendo uso del software TIBCO Spotfire, se procedió a graficar estos datos, sesgando aquellos casos en los cuales la utilidad final del proyecto resultaría negativa, como se muestra en la **Gráfica 22**.

Gráfica 22. Gráfica de Utilidad por barril equivalente vs Precio del barril.



Fuente: Base de datos ECOEOR, base de datos Excel editada por los autores.

La gráfica relaciona los 24 casos obtenidos de la variación del costo de levantamiento con la variación del SOR, versus el precio de venta del barril de crudo. La nube de puntos contiene los posibles casos, entre viables y no viables económicamente, lo que permite realizar el análisis financiero para un amplio rango de campos potenciales a ser sometidos a una inyección continua de vapor.

5. CARACTERIZACIÓN DE LA EFICIENCIA DE LOS CAMPOS DE ESTUDIO

En el presente capítulo se describirá la segunda metodología generada para la evaluación o estimación de la viabilidad técnica de un proyecto de inyección continua de vapor. Esta será utilizada con base en la base de datos ampliada realizada para esta investigación y se pretende comparar los resultados obtenidos con base en la evaluación de KPI's realizada por la primera fase de investigación con el modelamiento gráfico- analítico presentado.

5.1 METODOLOGÍA PROPUESTA POR BURSELL Y PITTMAN

La metodología propuesta por Bursell y Pittman⁵⁵ en 1975, donde los autores, a partir de la tasa volumétrica de inyección de vapor (BWEQD/Acre-ft) y de la tasa volumétrica de producción de petróleo (BOPD/Acre-ft), determinaron el valor óptimo de SOR para tener una operación eficiente en el campo de Kern River, ubicado en California, Estados Unidos.

Los autores mencionados estimaron, relacionando las variables anteriores por medio de una curva polinómica, un valor óptimo de 1,5 BWEQD/Acre-ft que produjo el valor mínimo de SOR, igual a 3,0. Los diferentes valores de SOR usados en el análisis pertenecen a los diferentes pilotos de inyección continua de vapor que se habían realizado a la fecha del estudio.

La eficiencia de los pilotos es entonces determinada por los valores de SOR y BWEQD/Acre-ft hallados, donde aquellos pilotos que se encuentren operando por debajo de la curva ideal hallada se considerarán óptimos, y aquellos por encima de la curva deberán ser optimizados cambiando sus valores correspondientes a las variables mencionadas.

5.2 APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA A LA BASE DE DATOS

En este trabajo se planteó usar los valores consignados en la base de datos, obtenidos a partir de los 56 campos estudiados, para generar una nube de puntos y poder sesgar la población en proyectos eficientes y deficientes, y así poder definir, de manera similar a como Bursell y Pittman⁵⁶ lo hicieron, los cambios operativos necesarios para mejorar el rendimiento del proceso de inyección.

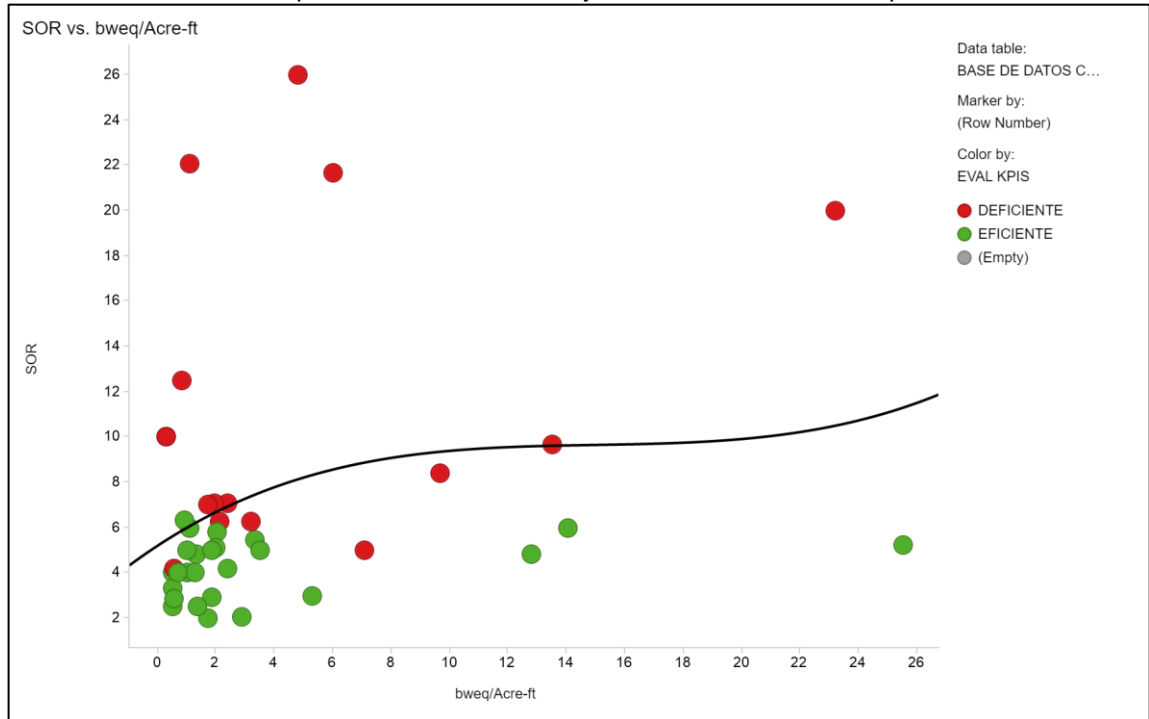
Estos cambios operativos no son más que variaciones en la tasa volumétrica de inyección de vapor que, dependiendo si esta se encuentra por encima o por debajo del valor ideal estimado, puede reducirse o aumentarse, respectivamente, para alcanzar el valor mínimo de SOR.

⁵⁵ BURSELL, C. y PITTMAN, G. Performance of Steam Displacement in the Kern River Field. En: Journal of Petroleum Technology. Vol. 27, No. 8 (agosto, 1975); p. 997 – 1004.

⁵⁶ Ibid., p. 1004.

Utilizando las herramientas gráficas provistas en el software Spotfire, se obtiene la **Gráfica 23** de SOR vs BWEQD/Acre-ft, junto con una curva polinómica de tercer grado, que divide la nube de puntos según la eficiencia del proyecto.

Gráfica 23. Relación Vapor/Aceite vs Tasa de inyección volumétrica de vapor.



Fuente. Base de datos ECOEOR, base de datos Excel editada por los autores.

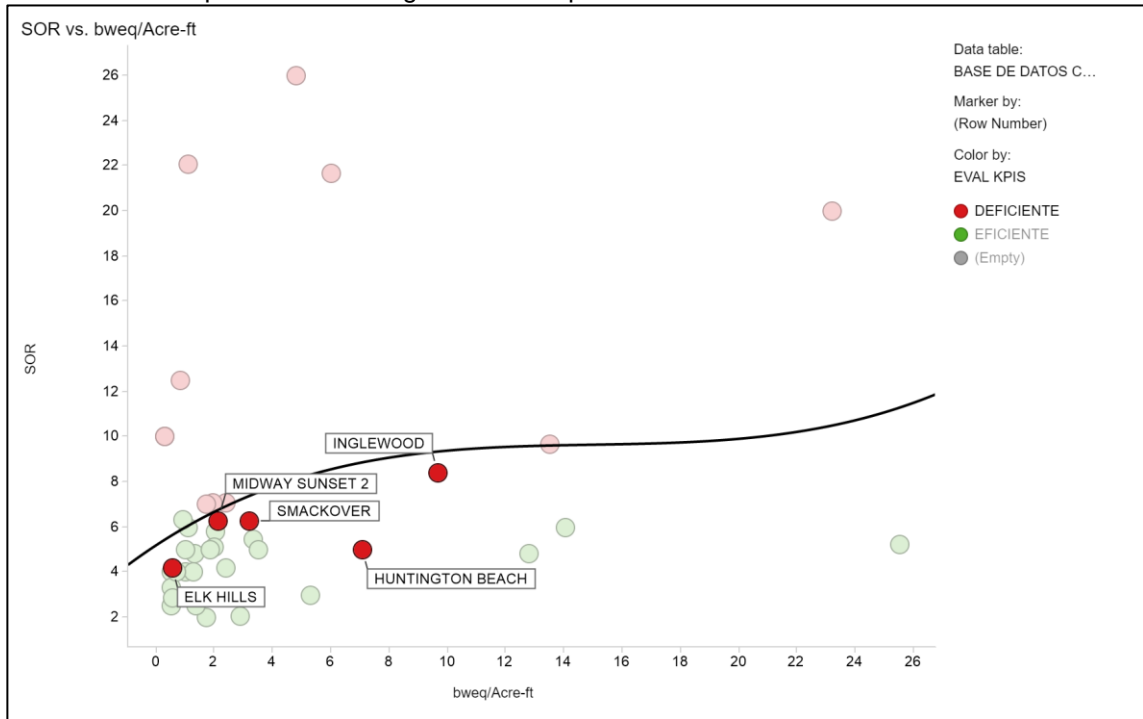
La coloración de los puntos corresponde a la evaluación de los KPI's, realizada por Becerra y Novoa⁵⁷ en la primera fase de este proyecto de investigación, en la cual se clasificaron los diferentes proyectos mundiales en eficientes y deficientes, según si estos tenían las variables operativas dentro de los rangos óptimos determinados por las autoras mencionadas, y por la cual se logra obtener la curva polinómica que será de gran utilidad en este análisis.

Los puntos que se encuentran por encima de la curva son considerados casos deficientes, mientras que aquellos ubicados por debajo de la curva son considerados los casos eficientes. La utilidad del método gráfico radica en saber a qué valores específicos de BWEQD/Acre-ft se puede tener el máximo SOR permitido para que el proyecto no se torne ineficiente.

Visto de otra manera, la gráfica representa un medio para definir los ajustes que se deben realizar a la tasa de inyección de vapor, dependiendo del SOR actual, en aras de alcanzar un estado de eficiencia, de acuerdo con la tendencia marcada por el comportamiento de los proyectos de inyección continua de vapor a nivel mundial.

⁵⁷ BECERRA y NOVOA, Op. cit.

Gráfica 24. Campos eficientes según la curva tipo de SOR vs BWEQD/Acre-ft.



Fuente: Base de datos ECOEOR, base de datos Excel editada por los autores.

Uno de los resultados de este análisis para caracterizar la eficiencia de los proyectos de inyección continua de vapor, tiene que ver con los casos que anteriormente fueron considerados eficientes, de acuerdo con lo propuesto por Becerra y Novoa⁵⁸, y que en este nuevo planteamiento estos mismos casos son considerados eficientes.

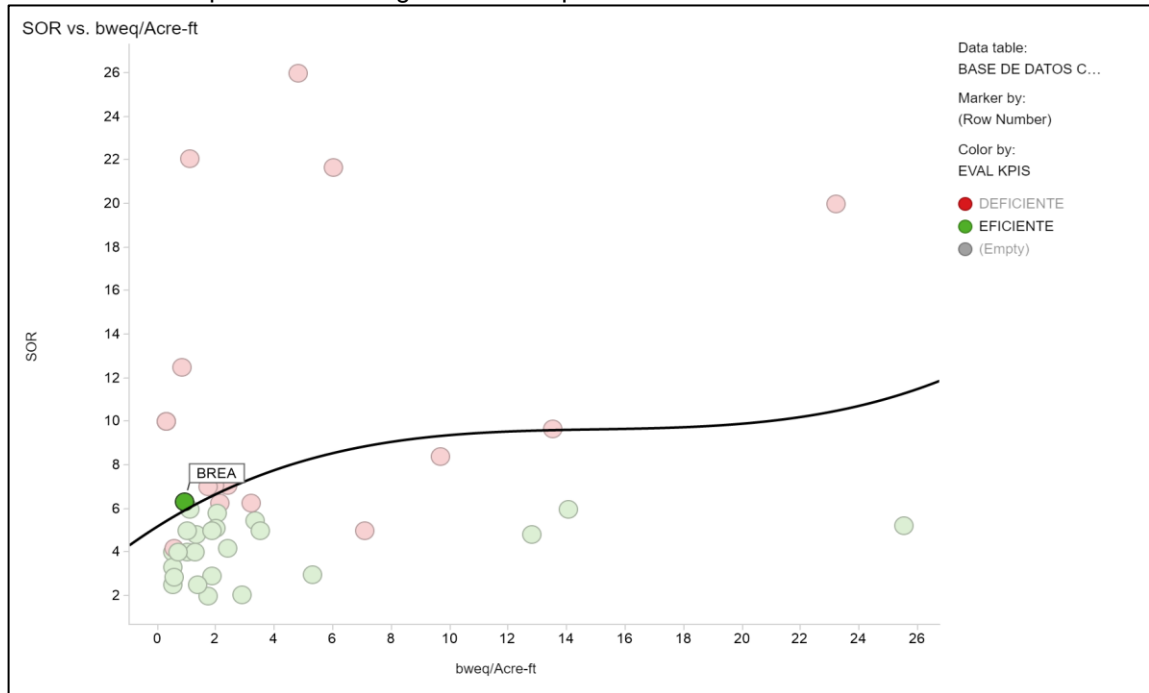
La **Gráfica 24** muestra que los campos Elk Hills, Midway Sunset, Smackover, Huntington Beach y Inglewood se encuentran por debajo de la curva tipo hallada para la relación de SOR vs BWEQD/Acre-ft.

Esto significa que estos campos, a pesar de no estar en los rangos óptimos, tanto de variables operacionales como propiedades de yacimiento, definidos por Becerra y Novoa⁵⁹, podrían seguir siendo eficientes si se mantienen sus valores de SOR y de BWEQD/Acre-ft.

⁵⁸ Ibid.

⁵⁹ Ibid.

Gráfica 25. Campo deficiente según la curva tipo de SOR vs BWEQD/Acre-ft.



Fuente. Base de datos ECOEOR, base de datos Excel editada por los autores.

La **Gráfica 25** muestra el caso contrario, donde el campo Brea había sido considerado eficiente, pero de acuerdo con su posición con respecto a la curva tipo, puede considerarse deficiente bajo los valores actuales de SOR y de BWEQD/Acre-ft.

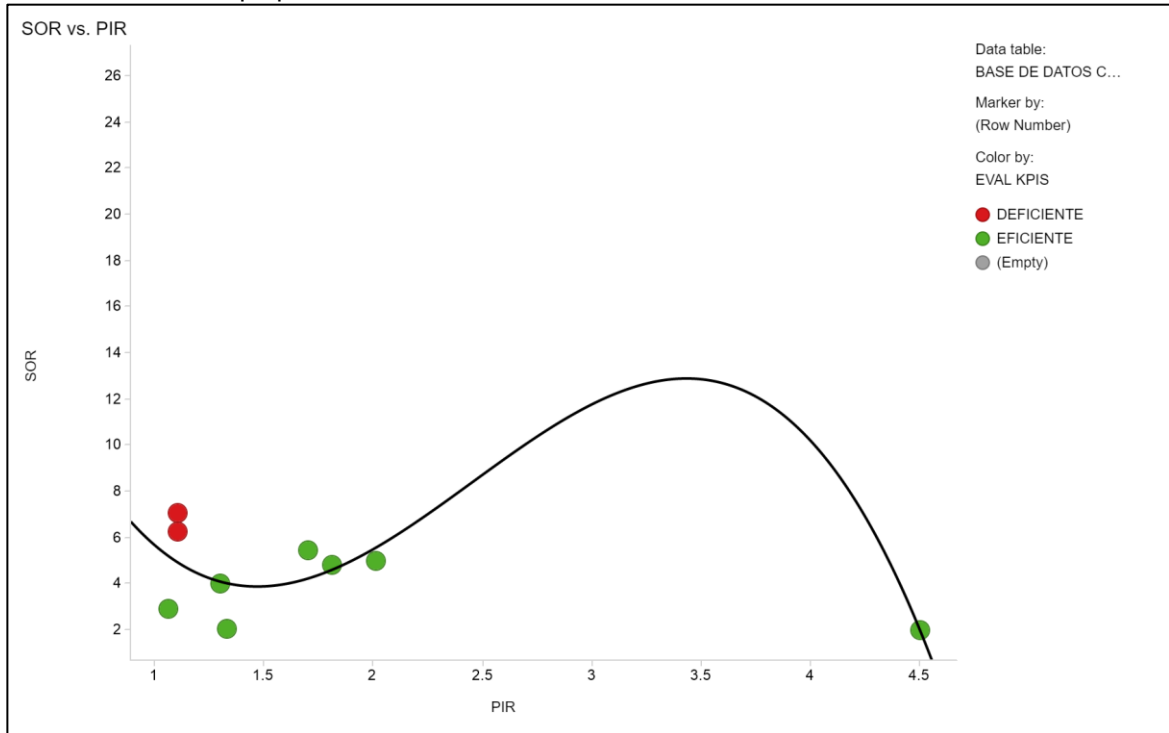
Uno de los aspectos que diferencian este análisis de lo hecho por Bursell y Pittman⁶⁰, es cómo se considera el valor óptimo del SOR. Para este trabajo de investigación se consideran múltiples valores de SOR óptimo, esto es, para cada uno de los valores de BWEQD/Acre-ft se pueden considerar diferentes valores de SOR, que finalmente se relacionan con la curva polinómica. Es decir, se consideran eficientes todos los puntos contenidos en la función polinómica.

Por el contrario, los autores en los que se basó esta metodología sugieren que tanto el valor óptimo de SOR como de BWEQD/Acre-ft son únicos, es decir, un sólo punto en la curva tipo, y que por lo tanto para el caso de Kern River, son los valores únicos que deberían alcanzarse para lograr un buen desempeño en la inyección continua de vapor. Esta dicotomía puede explicarse por la variabilidad de campos que fueron estudiados en la investigación actual, ya que no sólo fue un único campo, sino 56.

⁶⁰ BURSELL y PITTMAN, Op. cit., p. 1004.

De manera análoga se puede relacionar el SOR, considerada la variable más importante para caracterizar la eficiencia de un proyecto, con otras variables, como el PIR o tasa de reemplazamiento.

Gráfica 26. Curva tipo para la relación SOR vs PIR.



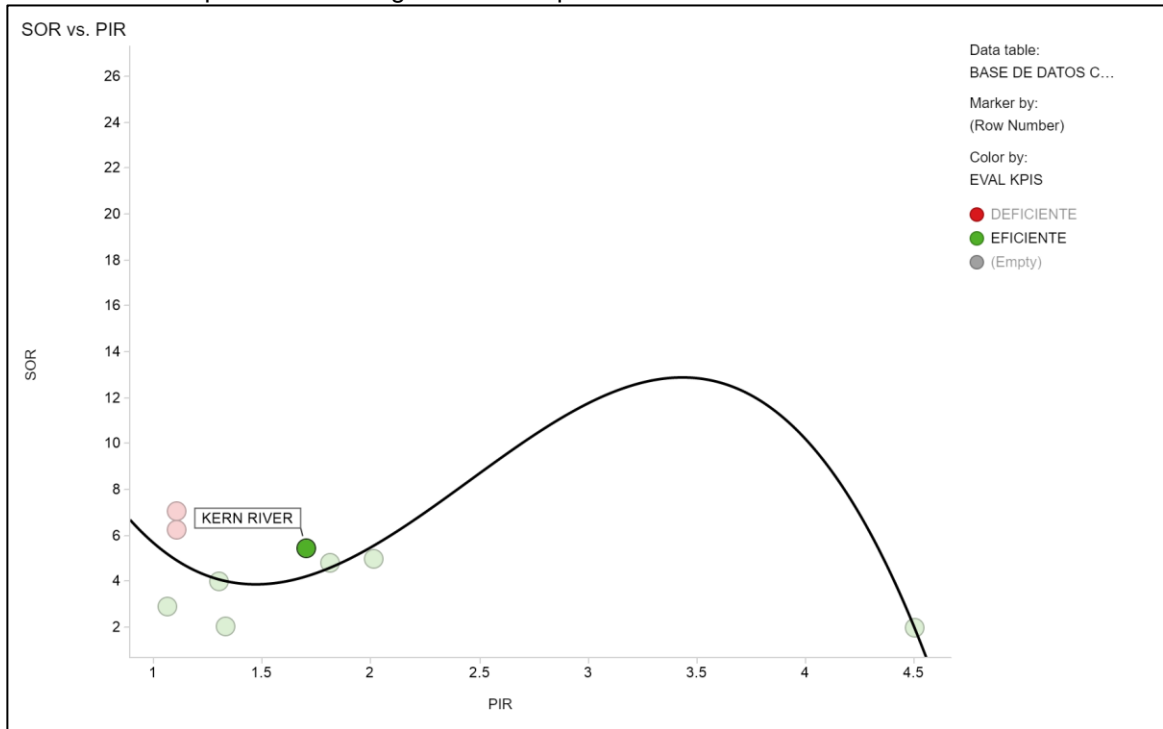
Fuente. Base de datos ECOEOR, base de datos Excel editada por los autores.

La tasa de reemplazamiento, al ser graficada vs el SOR (**Gráfica 26**), proporciona una nueva curva polinómica, de nuevo según la evaluación de KPI's, que permite una nueva diferenciación de casos eficientes y deficientes según su respectiva tasa de reemplazamiento.

Similarmente esta gráfica también representa un medio para determinar las variaciones necesarias en la variable operativa PIR, y lograr alcanzar los valores de SOR óptimos de acuerdo con la curva propuesta.

Para este planteamiento cabe resaltar de nuevo el caso particular de un campo que anteriormente había sido considerado eficiente, pero que según este nuevo análisis sería un caso deficiente, tal como lo muestra la **Gráfica 27**, en la que el campo Kern River se encuentra por encima de la curva tipo, indicando que sería deficiente si continuase operando bajo esas mismas condiciones de SOR y PIR.

Gráfica 27. Campo deficiente según la curva tipo de SOR vs PIR.



Fuente. Base de datos ECOEOR, base de datos Excel editada por los autores.

Desde luego que este resultado se desvía de la realidad del campo Kern River, puesto que este es uno de los proyectos insignia de inyección continua de vapor alrededor del mundo, y uno de los primeros campos en realizar este tipo de recobro mejorado.

Los autores en los cuales está basada esta aproximación gráfica, Bursell y Pittman⁶¹, definieron que el SOR óptimo de Kern River debería ser de 3,0. Lo anterior soportaría el resultado obtenido mediante esta metodología, sumado al bajo número de datos de PIR, tan solo 9, que se pudieron recopilar de los 56 campos estudiados.

El PIR es una de las variables operativas más importantes para caracterizar la eficiencia de un proyecto de inyección continua de vapor, razón por la cual se decidió incluir su análisis gráfico en este trabajo. La dificultad para obtener los demás valores de PIR de los campos restantes radica en que se debe tener un registro de los fluidos totales producidos en el campo, y este no ha sido consignado de manera generalizada.

Lo anteriormente expuesto resulta de gran utilidad tanto para proyectos potenciales de inyección continua de vapor, que cuenten con un piloto preliminar, como para

⁶¹ Ibid., p. 1003.

campos antiguos que están siendo sometidos a este proceso, o aquellos que fueron suspendidos debido al bajo rendimiento.

Con esta metodología se plantea la posibilidad de mejorar la eficiencia de un proyecto de inyección continua de vapor a partir del control en las variables operativas, como la tasa de inyección volumétrica y la tasa de reemplazamiento, para lograr una relación de vapor/aceite ideal, en diferentes escenarios; esto gracias a la base de datos recopilada de los 56 campos mundiales.

6. GENERALIDADES CAMPO PALAGUA

En este capítulo se pretende realizar una descripción general del campo Palagua localizado en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. Dentro de los aspectos relevantes que se pueden encontrar están: antecedentes, historia de producción, localización y geología estructural.

6.1 RESEÑA HISTÓRICA

En 1929, la Texas Petroleum Company adquiere los derechos por medio de una concesión para explorar las áreas de Palagua, Velásquez y Ermitaño. Sin embargo, fue hasta 1954 cuando se descubre el área del campo Palagua, por medio de la perforación del pozo Palagua-1 a una profundidad de 5774 ft, completado en la formación Guaduas.⁶²

La concesión Palagua 638 inicia el periodo de explotación del campo desde el 8 de noviembre de 1956 hasta el 7 de noviembre de 1986, fecha en la cual se revirtió el contrato y Ecopetrol S.A se convierte en el nuevo operador del campo. Para esta fecha el campo tenía una producción de 3390 BOPD con un corte de agua del 70% y una producción acumulada de 78.8 MMBO.⁶³ Entre los años 1991 y 1992, Ecopetrol perforó los pozos Palagua-194 y Palagua-195, llegando a un total de 188 pozos terminados, de los cuales 88 eran pozos activos, 22 productores inactivos, 4 inyectores de agua y 74 abandonados.⁶⁴

Dentro del bloque 145 fueron realizados dos pilotos de inyección cíclica de vapor entre los años 1966-1993, durante la operación de la Texas Petroleum Company y Ecopetrol S.A. El segundo piloto desarrollado por Ecopetrol se realiza en 1992 utilizando 5 pozos, sin embargo, los resultados no permitieron que el proyecto fuera viable debido a que los pozos presentaban un incremento del corte de agua.

Debido al proceso de adjudicación de campos para realizar asociaciones que permitan el incremental de producción en el año 2000, Ecopetrol S.A firma el contrato de producción incremental (CPI) Palagua con la Unión Temporal Ismocol – Joshi – Parko (UT-IJP), donde la Unión Temporal asume las funciones de operador del campo, con término contractual hasta por 21 años. A partir de esta asociación la operadora, con el fin de drenar demás zonas del yacimiento, perforar 3 pozos desviados de desarrollo para inicios del 2003 y 6 pozos más durante los siguientes tres años.

⁶² CORTES, P. Revisión y análisis de los problemas de producción de arena en los pozos del campo Palagua. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. 2005. P.3.

⁶³ RODRIGUEZ, D. Diseño de un piloto de inyección de agua y su comparación con un piloto de inyección cíclica de vapor, Formación Tuné, Campo Palagua, Valle Medio Magdalena. Bogotá: Universidad de América. 2007.P 20.

⁶⁴ CORTES, P. Op. cit., p.3.

Actualmente se utiliza el recobro mejorado para aumentar la producción del campo; esto se logró por medio de la inyección del agua producida asociada, lo cual ha permitido el incremento de la producción. Hoy en día el campo está siendo administrado por Ecopetrol, manteniendo el contrato de producción incremental.

El campo Palagua, Caipal, Ermitaño y Velásquez comparten un solo yacimiento, a lo largo de la falla Velásquez; esta permite el flujo de fluidos hacia el occidente del yacimiento. Además, el oriente del yacimiento está limitado por un acuífero que forma diferentes contactos agua-petróleo para cada bloque que conforma el área del yacimiento, se produce un crudo pesado de 15 °API, con viscosidades de 43cp a la temperatura de yacimiento 125 °F y el gas se encuentra disuelto en el aceite, la porosidad promedio de la formación Tuné es de 20% y permeabilidad de 1138 mD.⁶⁵

6.2 HISTORIA DE PRODUCCIÓN

La producción del campo Palagua proviene de las formaciones Tuné y Guaduas. Debido a su geología estructural limitada por bloques fallados, principalmente por la Falla Velásquez, se decide dividir el yacimiento en 6 bloques productores: bloque P-116, P-62, P-186, P-155, P-109 y P-145.

Inicialmente el yacimiento es de aceite negro o Black Oil subsaturado, con un mecanismo de producción debido a un empuje hidráulico generado por el acuífero activo al occidente del yacimiento que permite el mantenimiento de la presión. Las formaciones productoras correspondientes al Oligoceno son arenas arcillosas poco consolidadas e intercaladas con limo, inicialmente abiertas independientemente a producción.

Para el 2005 en promedio se produjeron 3250 BOPD, 472 KPCD a partir de 91 pozos productores mediante bombeo mecánico como sistema de levantamiento artificial principal y bombeo por cavidades progresivas – PCP como sistema secundario. Además, se aplicó la inyección del 99% del agua producida asociada equivalente a 1,422,960 bbls aproximadamente.⁶⁶

Se ha realizado dos pilotos de inyección de vapor en el campo, el primero en 1966 desarrollado por la Texas Petroleum Company y un segundo en 1992 por Ecopetrol, en los bloques 109 y 145 hacia el norte del campo.

El primer piloto fue desarrollado con bajos volúmenes de inyección y baja calidad del vapor en cara de la formación, además este se inyectó en todo el intervalo

⁶⁵ LARA, S y SUAZA, M. Evaluación Técnica del diseño de un medidor de flujo portátil en cabeza de pozo para el campo Palagua. Bogotá: Universidad de América. 2004. P. 39.

⁶⁶ CORTES, P. Revisión y análisis de los problemas de producción de arena en los pozos del campo Palagua. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. 2005. P.10.

generando buenos resultados con un ⁶⁷OSR de 0,756. El segundo piloto utilizó un completamiento para evitar las pérdidas de calor a través de la tubería de inyección y se realizó una variación al esquema de inyección; solamente para las unidades A y C. Aunque los resultados de eficiencia como el OSR 0,45 fueron favorables de se presentaron altos cortes de agua.

Sin embargo, ninguno de los dos pilotos entregó resultados esperados y fueron abandonados, en la actualidad no se desarrolla ningún proceso de inyección de vapor. Los pozos perforados en 1992 por Ecopetrol, Pal-194 y Pal-195 para completar el piloto de inyección fueron corazonados con el fin de obtener información importante, principalmente de este bloque.

A partir de estudios petrofísicos se determinó cierta heterogeneidad proveniente de lenticularidades y pinchamiento presente en las arenas, impidiendo la continuidad y comunicación entre las formaciones productoras, lo que genera una baja producción y debilidad en la intrusión del acuífero. ⁶⁸

6.3 LOCALIZACIÓN

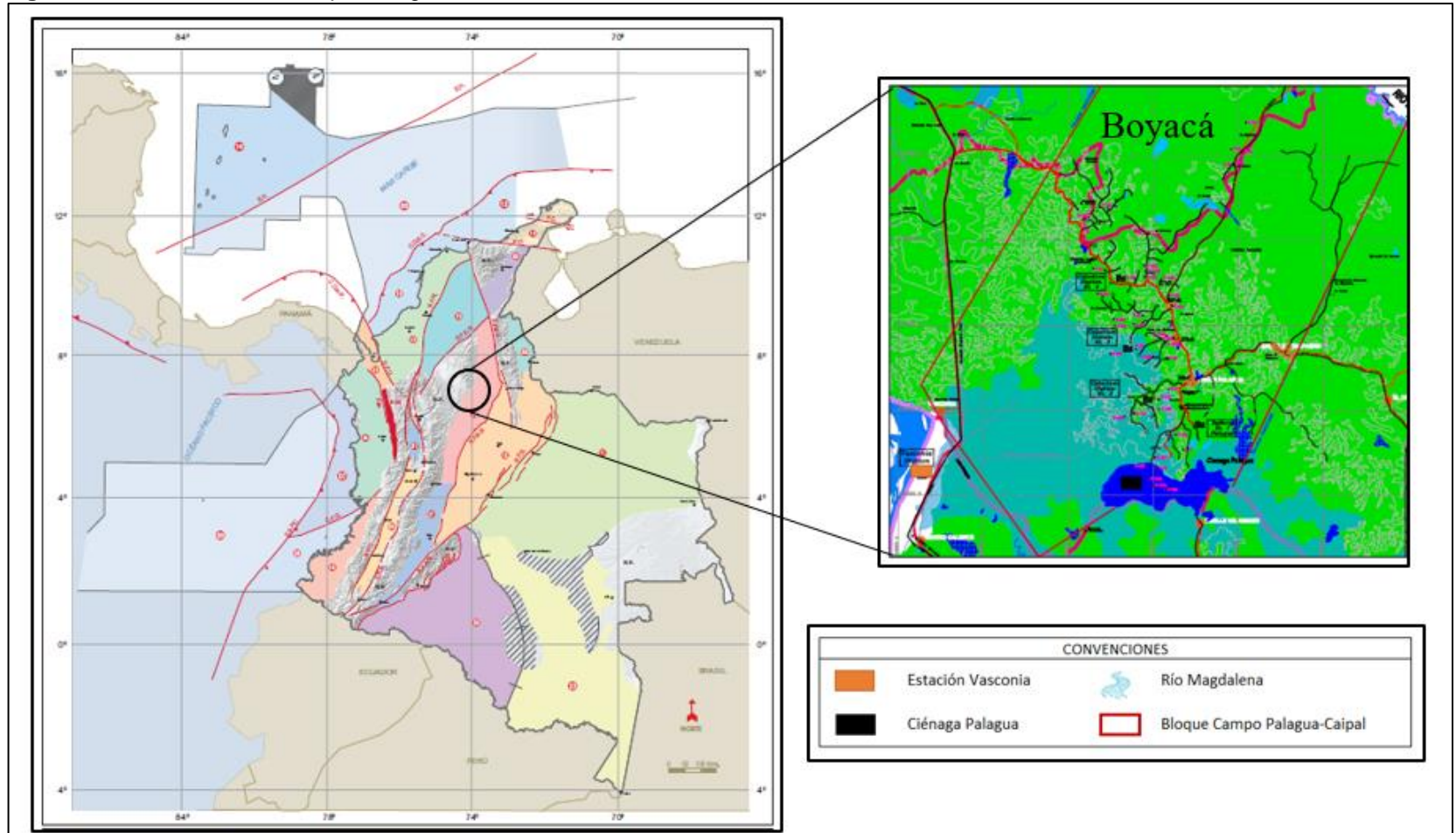
El campo Palagua se localiza al suroeste de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, en jurisdicción del municipio de Puerto Boyacá aproximadamente a 255 K de Tunja, la capital del departamento de Boyacá tiene una extensión de 14 Km². El campo se ubica a 7 km al oriente de la estación Vasconia de Ecopetrol y al norte de la ciénaga Palagua. Como se observa en la siguiente Figura 7 la localización y vías de acceso del campo Palagua.

Su principal acceso es por la carretera llamada troncal de la paz a 35 Km de la cabecera municipal. Para llegar al campo desde la ciudad de Bogotá se puede seguir la siguiente opción terrestre, tomar la autopista Norte en dirección a Tunja/Bucaramanga por 16.6 km hasta llegar a la carretera 55 o salida Chia-La Caro 121 Km hasta llegar a la ciudad de Tunja, en seguida tomar la vía Chiquinquirá por la carretera 60 que lleva hasta el municipio de Puerto Boyacá, finalmente siga 35 Km al norte por la carretera troncal La Paz, la cual es la vía de acceso principal a campo.

⁶⁷ ORJUELA, J. RODRIGUEZ, E. Factibilidad para aplicar la técnica de drenaje gravitacional asistido por vapor (SAGD) en los campos Palagua, Teca y Nare. Universidad de América. 2002. Pg. 43.

⁶⁸ RODRIGUEZ, D. Diseño de un piloto de inyección de agua y su comparación con un piloto de inyección cíclica de vapor, formación Tuné, Campo Palagua, Valle Medio Magdalena. Universidad de América. 2007. Pg 24.

Figura 7. Localización del Campo Palagua en Colombia.



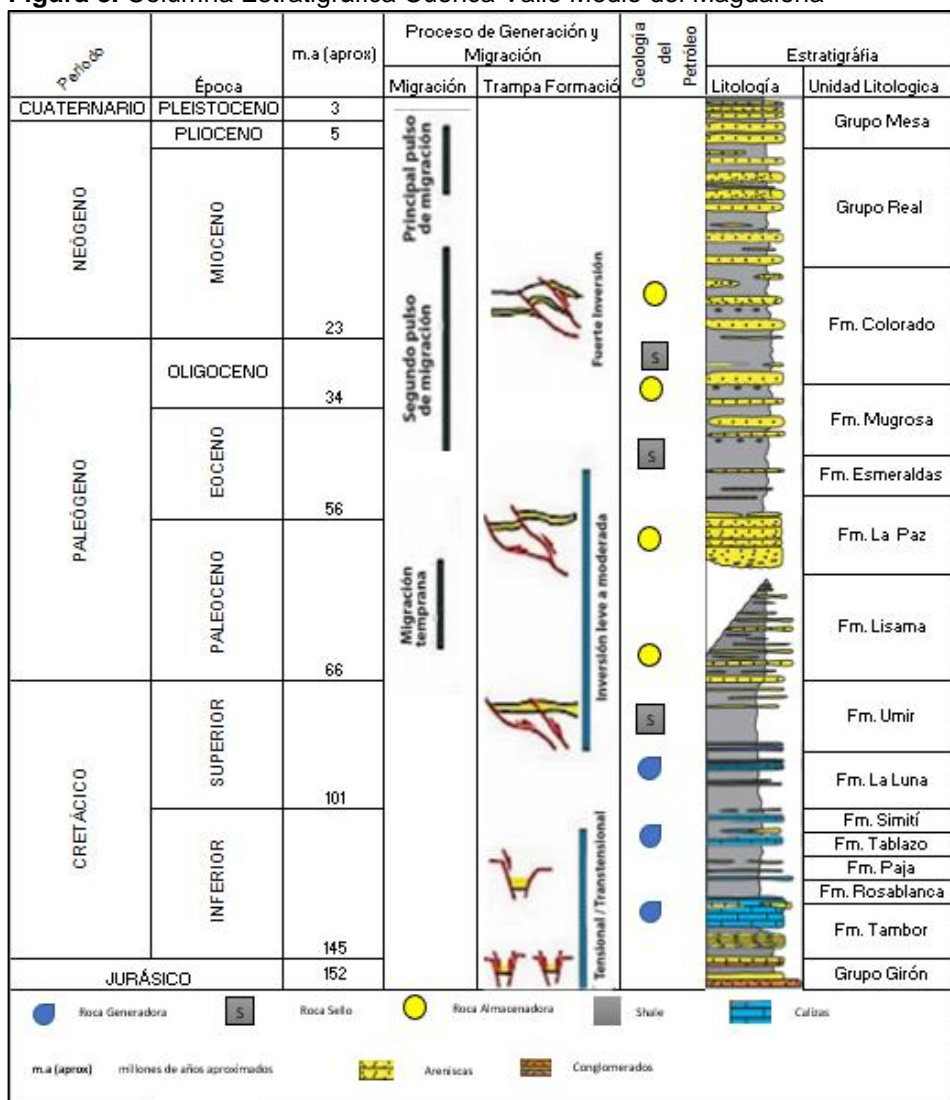
Fuente. AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Información general cuencas sedimentarias de Colombia. 2011. Y Life Zones-Mapa Palagua-Caipal.2012. [en línea], 23 de septiembre de 2018. Disponible en: <https://www3.opic.gov/environment/eia/joshitech/annex2/07%20Life%20Zones%20Map%20Palagua%20-%20Caipal.pdf>. Modificado por los autores.

6.4 COLUMNA ESTRATIGRÁFICA

A modo general se describe a continuación la columna estratigráfica de la Cuenca Valle Medio del Magdalena (**Figura 8**), luego se describirá la columna estratigráfica encontrada en la zona del Campo Palagua en donde varias de las formaciones son conocidas bajo otra descripción y nombre.

6.4.1 Columna Estratigráfica Cuenca Valle del Magdalena. A continuación, se hace una descripción general de las formaciones que conforman la columna estratigráfica de la cuenca del valle medio del Magdalena, según Julivert y la ANH. La descripción se realiza desde la base hasta el tope de la cuenca.

Figura 8. Columna Estratigráfica Cuenca Valle Medio del Magdalena



Fuente. BARRERO, D et al. Colombian Sedimentary Basins: Nomenclature, Boundaries and Petroleum Geology, a New Proposal. Bogotá, 2007. P.79. Modificado por los autores.

6.4.1.1 Grupo Girón. La formación Girón se atribuye al periodo jurásico, se ha podido registrar en los departamentos de Santander y Boyacá. Está conformado por un conjunto lutítico, con gruesos bancos de caliza negra o blanca, areniscas arcillosas rojizas con manchas blancas y verdes.

Según Julivert la formación Girón cuenta con 2500 m de espesor y se divide en 6 niveles sedimentarios principalmente un nivel inferior lutítico, nivel de arcosas y un conglomerado superior depositados bajo un ambiente continental, fluvial a lacustre.⁶⁹

La formación limita en la suprayacente con la base del cretáceo definida por la formación Tambor por medio de la discordancia Girón - cretáceo, mientras que el límite inferior se encuentra bien definido apoyado sobre el basamento ígneo-metamórfico.⁷⁰

6.4.1.2 Formación Tambor. A esta formación se le atribuye al periodo Cretáceo Inferior, se ha podido registrar en el Valle Medio del Magdalena y la región de Mesas y Cuestas. Está conformado por shales y conglomerados rojas y areniscas, hacia la parte alta se encuentran algunas capas de caliza.⁷¹ Esta formación tiene un espesor promedio de 650m, apoyada discordantemente sobre la formación Girón, la formación suprayacente se conoce como Formación Rosa blanca.

La formación consta de tres niveles: uno inferior de areniscas rojizas, un nivel medio de arcillas con intercalaciones de areniscas y otro superior de areniscas blancas. Se deposita bajo un ambiente continental fluvial con acumulación de sedimentos por corrientes trenzadas.⁷²

6.4.1.3 Formación Rosablanca. A esta formación se le atribuye al periodo Cretáceo Inferior, se ha podido registrar en el Valle Medio del Magdalena y la región de Mesas y Cuestas. El espesor de la formación es de 425 m cercano a la región del Río Sogamoso, sin embargo, puede variar en la demás extensión de la cuenca, se depositó bajo un ambiente marino.

Está constituida desde la base hasta el tope por un nivel inferior de calizas y dolomitas grises, un nivel de intercalaciones de caliza marrón, un nivel margoso inferior, un nivel de shales con intercalación de calizas, un nivel margoso superior, un nivel arenoso y un nivel lumaquéllico.⁷³ La Formación Rosablanca se encuentra en contacto concordante con la Formación Tambor que la infrayace y con la Formación Paja que la suprayace.

⁶⁹ JULIVERT, M. Léxico Estratigráfico. Paris: Centre National de la Recherche Scientifique, 1968. p. 261.

⁷⁰ Ibid., p. 257.

⁷¹ Ibid., p. 448.

⁷² RAMIREZ, C y ROMERO, J. Diseño de un algoritmo que evalué la calidad de vapor inyectado en el sector sur del campo Teca a partir de la herramienta de monitoreo distribuido de temperatura (DTS). Bogotá: Universidad de América, 2017. P 32.

⁷³ JULIVERT, M. Op. cit., p. 420.

6.4.1.4 Formación Paja. A esta formación se le atribuye al periodo Cretáceo Inferior de edad Barremiano, se ha podido registrar hacia el Norte del Valle Medio del Magdalena y la región de Mesas y Cuestas, depositado bajo un ambiente marino somero. Se compone de una sucesión de shales negras gruesas en su parte superior y contiene nódulos calcáreos de hasta 30cm.

La parte inferior de esta formación se constituye de una acumulación de caliza. Además, tiene un espesor aproximado que varía entre 125 m hasta 625 m. Esta formación se encuentra en contacto concordante con la formación Rosablanca en la parte inferior y con la Formación Tablazo como límite superior.⁷⁴

6.4.1.5 Formación Tablazo. Se le atribuye una edad Aptiano correspondiente al periodo Cretácico inferior, registrada en la parte Norte del Valle Medio del Magdalena y la región Mesas y Cuestas, se denomina la caliza del Tablazo por ser una sucesión de calizas duras, azuladas, muy fosilíferas. Su espesor varía entre 150 y 325m, depositadas bajo un ambiente marino. La Formación Tablazo se encuentra en contacto concordante con la Formación Paja que la infrayace y con la Formación Simití que la suprayace.⁷⁵

6.4.1.6 Formación Simití. Se le atribuye la edad Albiano correspondiente al periodo cretácico inferior, registrada principalmente al Norte del Valle Medio del Magdalena. También se le asigna el nombre de Simití Shale, porque consiste principalmente de Shale grises o negra, localmente calcárea con nódulos fosilíferos particularmente abundantes en la parte superior de la formación.

Además, cerca del tope de la formación se encuentran capas delgadas de conglomerados.⁷⁶ Su espesor vario entre 250 y 650 m y posee un ambiente de depositación tranquilos y reductores correspondientes a un ambiente de costa afuera. Esta formación se encuentra en contacto concordante con la Formación Tablazo y con la Formación La Luna que la suprayace.⁷⁷

6.4.1.7 Formación La Luna. Se establece que la formación corresponde a la edad Turoniano del periodo Cretáceo superior, registrada principalmente en la zona del Valle Medio del Magdalena, Sierra de Perijá y Guajira. Está constituida por una sucesión de shale calcárea negra, fosilífera con acumulaciones de calizas negras.⁷⁸ Morales et al subdivide la formación La Luna en tres miembros para la zona del Valle Medio del Magdalena: Miembro Salada, Pujamaná y Galemo, respectivamente de base a tope de la formación.

⁷⁴ MORENO, G y SARMIENTO, G. Estratigrafía cuantitativa de las formaciones Tablazo y Simití en las localidades de Sáchica (Boyacá) y Barichara – San Gil (Santander), Colombia. Bogotá: Geología Colombia, 2002. P 55.

⁷⁵ JULIVERT, M. Léxico Estratigráfico. Paris: Centre National de la Recherche Scientifique, 1968. P 445.

⁷⁶ Ibid., p. 437.

⁷⁷ MORENO, G y SARMIENTO, G. Op. cit., p, 73.

⁷⁸ JULIVERT, M. Op. cit., p. 303.

Esta formación posee un espesor que varía entre 220 - 700 m, se depositó bajo un ambiente de transgresión marina, lo que permitió la depositación de lodolitas, cherts y fosfatos que darían origen a las rocas fuente.⁷⁹ El límite inferior se presenta como un contacto concordante con la Formación Simití, mientras que el límite superior esta dado con la Formación Umir.

6.4.1.8 Formación Umir. Se le atribuye una edad del campaniano - maestrichtiano correspondiente al periodo cretáceo superior. Registrada principalmente en la parte norte del Valle Medio del Magdalena, descrita por primera vez en 1958 por Morales et al: la parte inferior de la formación, la cual se compone de lutitas en láminas delgadas, de color gris oscuro, gris azulado a negro, con delgadas laminas carbonáceas y micáceas, caracterizada por capas delgadas, lentes y pequeñas concreciones ferruginosas.⁸⁰

Además, la parte superior está compuesta por lutitas blandas, gris oscuras, depositadas en capas delgadas con numerosas láminas de carbón, arenisca de grano fino y limonita. Esta formación se encuentra en contacto discordante con el miembro Galembo de la Formación La Luna que lo infrayace y con lo suprayace la Formación Lisama por medio de un contacto concordante.

6.4.1.9 Formación Lisama. La formación Lisama deposita durante el paleoceno correspondiente al periodo Paleógeno, datada en la zona del Valle Medio del Magdalena, fue establecida por Wheeler en 1935 como una unidad de shales rojizas, pardo y grises con intercalaciones de areniscas masivas de grano medio a fino que se hace más grueso hacia la parte superior de la formación.⁸¹

Puede llegar a encontrarse con espesor de hasta 1225m y se considera que durante este periodo se da el paso de condiciones marinas a continentales, debido a que se depositó bajo condiciones lagunares – deltaicas. La Formación Lisama se encuentra en contacto transicional concordante con la Formación Umir en la parte inferior y un contacto superior discordante regional con la Formación La Paz.

6.4.1.10 Formación La Paz. Se establece que la formación corresponde a una edad entre el paleoceno y el eoceno medio, ambos correspondientes al período Paleógeno. Descrita por Wheller en 1935, el cual divide el Grupo Chorro en dos unidades; la parte inferior con la formación La Paz y la superior como la Formación Esmeralda. Esta formación consta de areniscas masivas conglomeráticas de color gris claro, con estratificación cruzada e intercalaciones de limolitas y shales.

⁷⁹ FONSECA, J y SÁNCHEZ, M. Evaluación de la inyección localizada de vapor con la técnica Huff and Puff para ocho pozos en el Campo Teca-Cocorná mediante simulación numérica. Bogotá: Universidad de América, 2017. P 41.

⁸⁰ JULIVERT, M. Léxico Estratigráfico. Paris: Centre National de la Recherche Scientifique, 1968. P 458.

⁸¹ PORTA, J. Léxico Estratigráfico. Paris: Centre National de la Recherche Scientifique, 1974. P 32.

Su espesor varía en toda su extensión, sin embargo, aproximadamente son 1000m. La base de la formación, es decir el miembro Toro se encuentra en contacto discordante con la formación Lisama, mientras que con la Formación Esmeraldas se encuentra en contacto de manera concordante y transicional.⁸²

6.4.1.11 Formación Esmeraldas. Se le atribuye una edad del Eoceno medio - superior correspondiente al período Paleógeno, representa la unidad superior del Grupo Chorro, datada en el sector Norte del Valle Medio del Magdalena. Está compuesta por areniscas y limolitas compactas dispuestas en láminas de grano fino y de color gris, alternadas localmente de manera dispersa con shales gris oscuras.

Esta formación posee un espesor aproximado de 1200m y su ambiente de depositación es continental. El límite inferior el cual es transicional se establece por el contacto concordante con la formación La Paz y se encuentra en contacto discordante con la Formación Mugrosa que la suprayace.⁸³

6.4.1.12 Formación Mugrosa. Esta formación se data en el sector Norte del Valle Medio del Magdalena, con una edad entre el eoceno superior y el oligoceno, ambos pertenecientes al periodo Paleógeno. Según la Colombian Soc. Petr. Geol. Geoph.⁸⁴ la parte inferior de la formación consta de areniscas de grano medio a fino, los cuales se encuentran intercalados con shales de color azul o gris. La parte media está compuesta de shales masivas con ciertas intercalaciones de areniscas de grano fino. En la parte superior se encuentran areniscas que se intercalan con shales.

Esta formación tiene un espesor que varía entre 500 y 700 m y su ambiente de depositación es de transición. Esta formación se encuentra en contacto concordante con la Formación Esmeralda y con la Formación Colorado en la parte superior de la formación.

⁸² Ibid., p. 306.

⁸³ Ibid., p. 197.

⁸⁴ Ibid., P. 373.

6.4.1.13 Formación Colorado. Las secuencias de la formación colorado corresponden a una edad de oligoceno superior y mioceno inferior, correspondientes a los periodos paleógeno y neógeno respectivamente, se depositó bajo un ambiente continental. Corresponde a la parte superior del Grupo Chuspas.

Principalmente consiste en arcillas color gris claro, purpuras y rojas, con intercalaciones de areniscas en bancos de espesor variable con estratificación cruzada. Tiene un espesor promedio de 1200m, aumentando hasta 2500m hacia el este de la cuenca cercano a la Cordillera Oriental. La formación en su parte inferior limita de manera concordante con la formación mugrosa y la suprayace el Grupo Real por medio de un contacto discordante.

6.4.1.14 Grupo Real. Se le atribuye una edad de mioceno correspondiente al periodo Neógeno, datado en el sector Norte del Valle Medio del Magdalena. Wheeler en 1935 divide el Grupo Real en cinco formaciones, respectivamente desde la base hasta el tope de la formación son: Formación Lluvia, Chontorales Shale, Hiel, Enrejado Shale y Bagre.

Principalmente se encuentra compuesto por conglomerados con fragmentos de carbón, cuarzo y minerales arcillosos, posee un espesor que varía entre 500 – 3900m. El Grupo Real se encuentra en contacto discordante tanto con la Formación Colorado que la infrayace como con el Grupo Mesa que lo suprayace.⁸⁵

6.4.1.15 Grupo Mesa. La formación Mugrosa se deposita durante el plioceno – pleistoceno correspondiente al periodo Cuaternario, depositado bajo un ambiente continental. Porta lo describe como conglomerado de Mesa y lo divide en tres miembros: Miembro Palmas, Miembro Bernal y Miembro Lumbí, los cuales están compuestos principalmente por conglomerados poco calibrados con bloques de curazo, chert, andesita, rocas metamórficas y lenticularidades de arenas gruesas.⁸⁶ Su matriz está formada por una mezcla de arena arcillosa, tiene un espesor aproximado de 430 m. El Grupo Mesa se encuentra en contacto discordante con el Grupo Real.⁸⁷

⁸⁵ Ibid, p. 413.

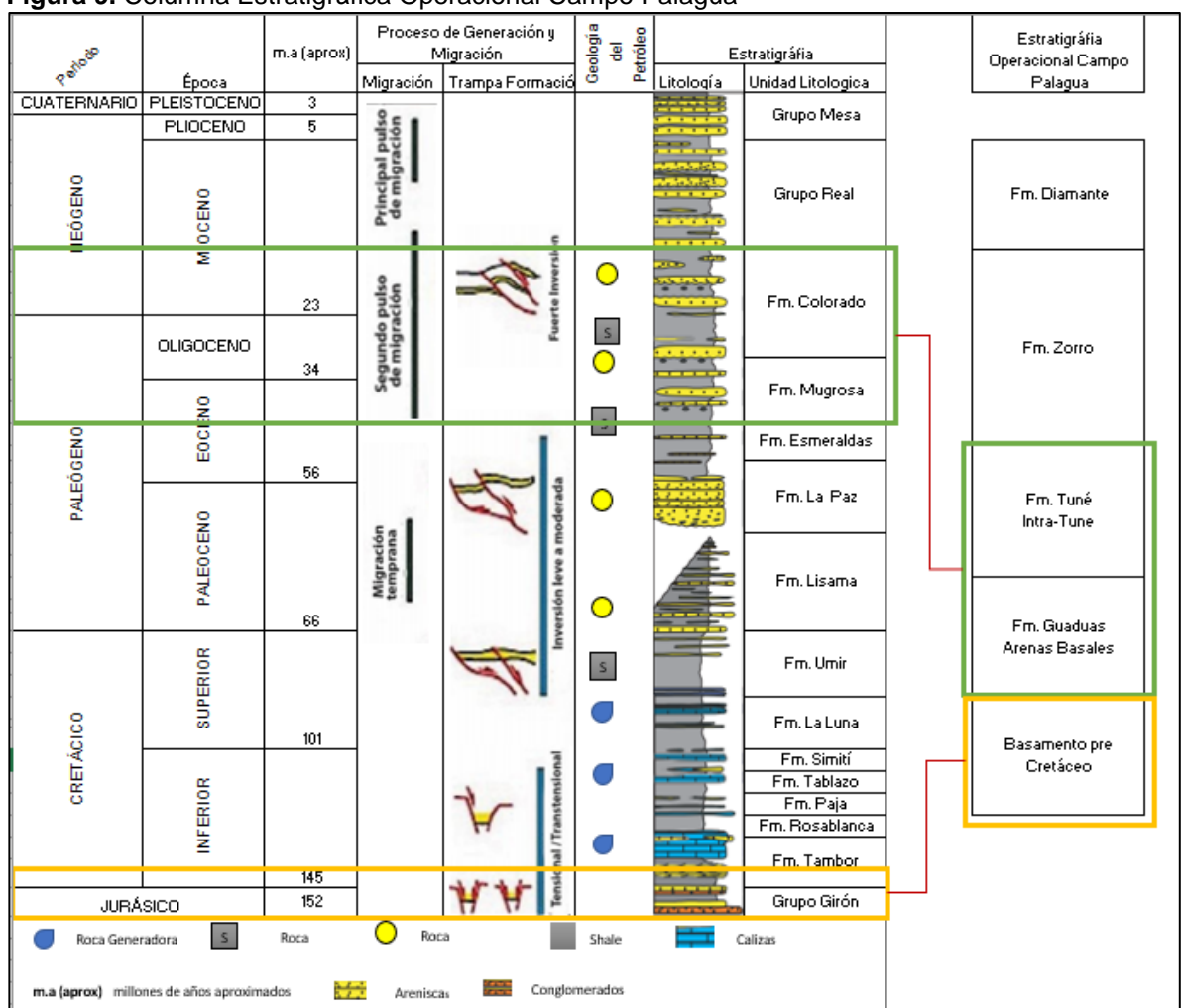
⁸⁶ PORTA, J. Léxico Estratigráfico. Paris: Centre National de la Recherche Scientifique, 1974. P 360.

⁸⁷ FONSECA, J y SÁNCHEZ, M. Evaluación de la inyección localizada de vapor con la técnica Huff and Puff para ocho pozos en el Campo Teca-Cocorná mediante simulación numérica. Bogotá: Universidad de América, 2017. P 43.

6.4.2 Columna Estratigráfica Operacional Campo Palagua. Según Velásquez⁸⁸, las formaciones descritas en la columna estratigráfica se depositaron bajo un ambiente fluvial del Río Magdalena en el Oligoceno Temprano, debido al registro de abanicos aluviales complejos y corrientes trenzadas en el área del campo. Las arenas de las formaciones son arcillosas, de granos finos o muy finos poco consolidados.

Debido a que la columna estratigráfica utilizada en el campo Palagua lleva un nomenclatura diferente llamada columna estratigráfica operacional basado en la nomenclatura Texas-Campo Palagua-Caipal desarrollada en 1954 se procederá a describir las formaciones que la componen de manera ascendente. **(Figura 9)**

Figura 9. Columna Estratigráfica Operacional Campo Palagua



Fuente. BARRERO, D et al. Colombian Sedimentary Basins: Nomenclature, Boundaries and Petroleum Geology, a New Proposal. Bogotá, 2007. P.79. Modificado por los autores.

⁸⁸ VELASQUEZ, C. Factibilidad para la optimización de los sistemas de levantamiento artificial en el Campo Palagua, Magdalena Medio. Trabajo de grado previa a la obtención del título de Ingeniero de Petróleos. Bogotá. Universidad de América. Facultad de Ingenierías. Programa de Ingeniería de Petróleos, 2007, p. 45.

6.4.2.1 Formación Guaduas. La formación Guaduas fueron depositadas durante la transición del cretácico-Terciario correspondiente a la edad Maastrichtiano – paleoceno según Hubach en 1957⁸⁹, registradas en la cordillera oriental.

Al igual decide dividir la formación en tres conjuntos: conjunto inferior consta de arcillas grises oscuras con cierto material orgánico en la base, un conjunto medio determinado por dos niveles de areniscas, entre estas se encuentra un estrato de arcillas gris-oscura con alto contenido carbonáceo lo que lo hace la parte productiva de la formación y por ultimo un conjunto superior de bancos de areniscas de grano medio a grueso y mantos de carbón, permite datar el límite cretáceo-terciario. En general su espesor varía entre 700 y 1000 m.⁹⁰

6.4.2.2 Formación Tuné. Se establece una época del Eoceno superior - Oligoceno correspondiente al periodo Paleógeno, datada en el valle Medio del Magdalena y la cuenca del Carare.

Olsson⁹¹ la describe como una unidad formada por sedimentos lenticulares de areniscas, limolitas y arcillolitas depositados en forma de abanicos aluviales, su espesor varía entre 487 y 610 m. Su límite superior es discordante con la formación Zorro y concordante con el conjunto superior de la formación Guaduas. Esta unidad se puede correlacionar con el grupo Chuspas, donde la formación Mugrosa es equivalente a Tuné Inferior y la formación Colorado a Tuné Superior.

6.4.2.3 Formación Zorro. La formación Zorro corresponde la primera época del periodo neógeno conocida como mioceno, datada en el Valle Medio del Magdalena principalmente en el campo Velásquez y demás campos cercanos. Esta consiste en areniscas intercaladas con arcillolitas, las areniscas son de grano fino hasta conglomeráticas en la parte superior de la sucesión, se caracteriza por tener un alto contenido de agua dulce y presencia de material andesítico.

Se depositó bajo un ambiente lagunar y su espesor promedio en el Campo Velásquez es de 914 m. Esta unidad se correlaciona el grupo Real y la depositación en el extremo Sur del Valle Medio Magdalena. Su límite inferior esta dado por una discordancia con la formación Tune y su contacto superior con la formación diamante o formación Mesa.⁹²

⁸⁹ HUBACH, E. Unidades Estratigráficas de Colombia, Informe No 1212. Bogotá.1957. p. 152.

⁹⁰ PORTA, J. Léxico Estratigráfico. Paris: Centre National de la Recherche Scientifique, 1974.P. 245.

⁹¹ Ibid., p. 495.

⁹² Ibid., p. 522

6.4.2.4 Formación Diamante. Se establece que la formación Diamante corresponde al periodo neógeno de la época Mioceno superior – Plioceno, fue descrita por la Texas Petroleum Company en el área del Campo Velásquez, Cuenca Valle Medio del Magdalena.

Esta consta de areniscas de color café a gris azulado, con estratificación cruzada y conglomerados poco consolidados, puede alcanzar un espesor de 500m depositadas bajo un ambiente continental, al igual que la formación Zorro se caracteriza por contener fluidos de agua dulce, esta yace de manera discordante sobre la formación Zorro y se puede correlacionar con la formación Mesa.⁹³

6.5 GEOLOGÍA ESTRUCTURAL

El área del campo Palagua está demarcado dentro del flanco occidental de la cordillera oriental, correspondiente a bloques fallados del oriente. Dentro de esta área se identifica un monoclinal con buzamiento hacia el sureste. Además, los estratos tienen un rumbo N10°E con un buzamiento entre 5-15° al sureste.⁹⁴

El monoclinal está afectado por la falla Velásquez, junto con una serie de fallas perpendiculares a la falla principal que permitió la depositación de la ciénaga de Palagua. Este sistema de fallas se asocia a movimientos de rumbo y divergencia, que muestra estructuras en superficie tipo “rollover”. Al suroriente se localiza la falla de Cambrás de tipo inverso con dirección Sur-Norte su plano permite registrar el contacto Terciario-Cretáceo.

Según Mojica y Franco,⁹⁵ la cuenca del Valle Medio del Magdalena es una cuenca de tipo intracontinental inclinada hacia el oriente con un ángulo de 4 a 8°. Tiene un espesor promedio de 850m (2700ft) y lo constituye una depresión asimétrica con dos márgenes diferenciados; un borde pasivo al oeste, caracterizado por tener sedimentos de la cordillera central que forma un monoclinal con buzamiento hacia el oriente; y el margen ubicado hacia el este se caracteriza por una deformación que aumenta continuamente convirtiéndose en un margen compresional o anticlinal.

6.5.1 Evaluación Tectónica.

- El periodo Jurásico Tardío a Cretáceo Temprano se caracterizó por procesos extensivos permitiendo el desarrollo de Grabens en respuesta al proceso de fracturamiento de la corteza terrestre o rifting que ocurrió durante este periodo. La depositación de los sedimentos se dio bajo un ambiente continental a marginal.

⁹³ Ibid, p. 167.

⁹⁴ CORTES, P. Revisión y análisis de los problemas de producción de arena en los pozos del campo Palagua. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. 2005. P.7.

⁹⁵ MOJICA, J. FRANCO, R. Estructura y Evolución Tectónica del Valle Medio y Superior del Magdalena, Colombia. Bogotá 1990. p 56.

- A comienzos del cretáceo se lleva un proceso de transgresión que permitió el ingreso del mar hasta principios del Terciario, como se observa durante la depositación de la formación Lisama. La depositación de los sedimentos se da bajo un ambiente fluvial – litoral. Durante este proceso expansivo de rift se sedimentaron el grupo Girón y Formación Tambor.
- Posteriormente se genera el nivel máximo de la inundación marina en el cretácico, debido a la fase de subsidencia termal donde se depositan las formaciones Rosablanca, Paja, Tablazo, Simití y la Luna. Esta depositación se mantiene hasta finales del cretáceo cuando se genera un esfuerzo tectónico compresivo debido al desplazamiento de la cordillera occidental.⁹⁶
- A mediados del paleoceno medio ocurre el levantamiento del macizo de Santander-Floresta, que originó grandes procesos erosivos que afectaron la parte superior de la secuencia cretácica, además del levantamiento de la cordillera central que generó gran aporte de sedimentos bajo un ambiente fluvial, depositando las formaciones Umir, Lisama, La Paz y Esmeraldas. Al mismo tiempo coincide con el inicio del proceso de cabalgamiento durante la depositación de las formaciones Mugrosa y Colorado.
- Durante el mioceno medio a tardío se deposita el grupo Real bajo un ambiente continental, debido a una fase de compresión mayor donde los depósitos son plegados y fallados creando la cadena plegada cabalgante que contribuyeron a la acumulación de volúmenes importantes de hidrocarburos.⁹⁷

6.6 GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO

En esta sección se hace una breve descripción de los principales procesos y eventos que hacen parte del sistema petrolífero de la cuenca Valle Medio del Magdalena y por tanto de los campos de estudio.

6.6.1 Roca Generadora. Se han establecido dos niveles de rocas generadoras, como se observa en la figura XX, estas son la formación la luna para el intervalo superior de edad Turoniano y las formaciones Paja-Tablazo para el intervalo inferior de edad Albiano Medio.

La principal fuente de hidrocarburos es una sucesión de shales marinas y calizas provenientes del cretáceo, es decir la Formación La Luna se considera la principal roca generadora de la cuenca presenta valores promedio de TOC actual entre 1-6%

⁹⁶ MOJICA, J. FRANCO, R. Estructura y Evolución Tectónica del Valle Medio y Superior del Magdalena, Colombia. Bogotá 1990. p 60.

⁹⁷ Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), CUENCA VALLE MEDIO DEL MAGDALENA Integración Geológica de la Digitalización y análisis de Núcleos, [En línea]. [citado el 24 de junio de 2018]. Disponible en internet: <http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-yGeofisica/Tesis/6.%20Informe%20Final%20VMM.pdf>, p. 27-29.

con alto contenido de materia orgánica y querógeno tipo II. En la parte norte de la cuenca se han alcanzado valores medios a maduros para la generación de hidrocarburos líquidos, mientras que en la parte sur se registran valores para la generación de gas.⁹⁸

6.6.2 Roca Reservorio. Para la roca reservorio también se estableció dos niveles según la ANH, una definida por formaciones compuestas por areniscas como Formación Colorado, Mugrosa, Esmeraldas y la paz depositadas en el periodo Paleógeno - Neógeno. Las cuales cuentan con una porosidad de 15-20% y una permeabilidad de 20 a 600mD.⁹⁹

El segundo nivel se compone de las formaciones La Luna y el grupo Calcáreo Basal compuesto por las formaciones Tablazo y Rosablanca las cuales son calizas fracturadas depositadas durante el cretáceo, estas rocas hasta el momento contienen las menores reservas de la cuenca.¹⁰⁰

Cerca del 97% de las reservas probadas de petróleo en la cuenca se produce de las areniscas continentales de la Formación La luna, sin embargo, para el campo Teca las formaciones Mugrosa y Colorado son las rocas reservorio del campo.

6.6.3 Migración. La inconformidad del Eoceno separa el yacimiento primario de la cuenca de las rocas fuentes activas en las formaciones inferiores, logrando generar el sistema de drenaje para la migración del petróleo. Según García y Parra¹⁰¹ cerca del 65% del petróleo fue expulsado antes del eoceno medio y el 35% restante fue expulsado en su mayoría hacia la formación La Luna.

6.6.4 Roca Sello. Son considerados como rocas sello los niveles arcillosos presentes en las formaciones correspondientes al periodo Paleógeno – Neógeno. Además de las unidades arcillosas del cretáceo las cuales tienen un mayor espesor y extensión regional, compuestas de los shales de las formaciones Paja y Simití para las formaciones de calizas fracturadas que actúan como almacenadoras.

⁹⁸ GARCIA, M. MIER, R. et al. Informe Ejecutivo: Evaluación del potencial hidrocarbúfero de las cuencas colombianas. Universidad de Santander. 2009. P 79.

⁹⁹ MOJICA, J. Cuencas Catatumbo, Cesar – Ranchería, Cordillera Oriental, Llanos Orientales, Valle Medio y Superior del Magdalena. Open Round Colombia 2010. ANH. 2009. P 39.

¹⁰⁰ SUAREZ, C. Arenas Basales del Cretáceo inferior, potencial roca hidrocarbúfera en la región central de la cuenca del Valle Medio del Magdalena, Colombia. Bogotá: Universidad Nacional de Colombia. 2016. P 16.

¹⁰¹ Ibid., p. 17

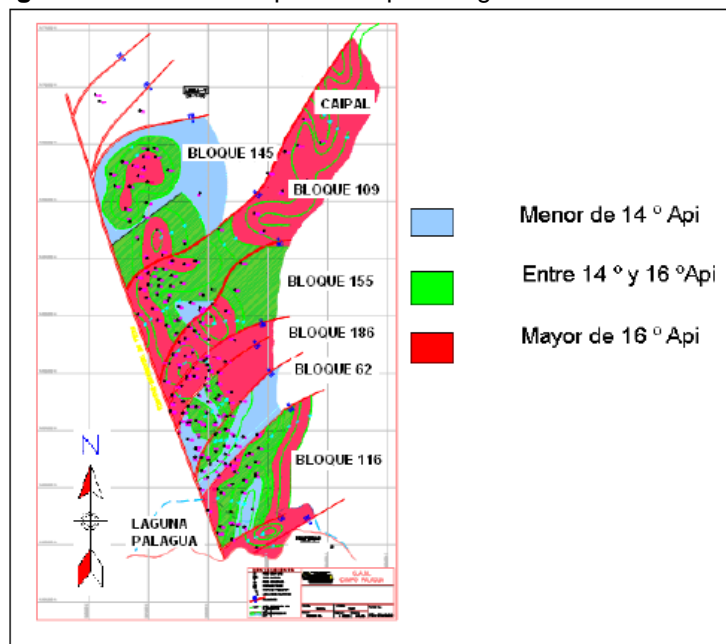
6.6.5 Trampa. Las principales acumulaciones de petróleo se deben a estructuras asociadas a anticlinales y fallamiento normal e inverso reactivadas por la tectónica de los Andes, principalmente asociadas con fallas inversas de buzamiento hacia el occidente ubicados en al oriente de la cuenca, además en menor proporción se pueden encontrar trampas estratigráficas asociadas a variaciones laterales de las facies litológicas o a barreras de permeabilidad en la depositación. ¹⁰²

6.7 CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES CAMPO PALAGUA

El campo Palagua se encuentra dividido en 6 bloques principales (116, 62, 186, 155, 109 y 145) como se observa en la siguiente figura (**Figura 10**), por lo cual presenta una alta complejidad y extensión vertical, lenticularidades y un alto grado de heterogeneidad que evita similitudes en la propiedades petrofísicas del yacimiento, por esta razón se describirán brevemente con el fin de mejorar la información a utilizar en el modelo estadístico desarrollado.

Como se menciona anteriormente el yacimiento está conformado por las formaciones Mugrosa y Colorado; también llamadas formación Tune-Guaduas, las cuales a su vez se subdividen en 4 secuencias sedimentarias de tope a base llamadas A, B, C y D.

Figura 10. División Bloques Campo Palagua



Fuente. RODRIGUEZ, D. Diseño de un piloto de inyección de agua y su comparación con un piloto de inyección cíclica de vapor, formación Tuné, Campo Palagua, Valle Medio Magdalena. Universidad de América. 2007. Pg 46.

¹⁰² GARCIA, M. MIER, R. et al. Informe Ejecutivo: Evaluación del potencial hidrocarbúfero de las cuencas colombianas. Universidad de Santander. 2009. P 79.

- Zona A. Ubicada a una profundidad de 2746 – 3150 ft, conformada por areniscas arcillosas, con bajo promedio de densidad del grano debido a el alta contenido de minerales arcillosos. Muestra cierta homogeneidad, con alta porosidad predominada por una porosidad secundaria de 21% y permeabilidad de 83 md. Se define como una zona de buena calidad, apta para una eficiente producción de hidrocarburos, su saturación de aceite residual es del 30% con una saturación inicial de agua del 59%.
- Zona B. Se encuentra a una profundidad de 3091ft hasta 3378ft, muestra una secuencia arenosa a conglomerática con niveles delgados de lodolita. Cuenta con una tendencia creciente de sus propiedades petrofísicas hacia la base, porosidades de 21%, saturación de agua del 59% y permeabilidad de 107md.
- Zona C. Depositada bajo un ambiente de abanico aluvial, muestra un desarrollo de zonas arcillosas hacia el este y menor presencia de canales. Está a una profundidad de 3291 ft y 3822ft. Al igual que la zona A tiene un bajo promedio de densidad de grano, con una porosidad de 25,9%, alta saturación de petróleo 58,1% y buena calidad de la roca; permeabilidad 362md.
- Zona D. Está relacionado por la actividad de un abanico aluvial representado por canales entrelazados proveniente desde el oeste. Ubicada a una profundidad de 3707 a 4223ft con presencia de arenas con matriz arcillosa y arcillas con niveles delgados de arena.

A continuación, se presenta la **Tabla 10** donde se describen en resumen ciertas propiedades petrofísicas y físicas para el campo Palagua.

Tabla 10. Propiedades Petrofísicas y físicas formación Mugrosa y Colorado

Parámetro	Zona	A	B	C	D
Porosidad Promedio %		22,8	21,8	25,9	21,5
Permeabilidad Promedio md		230	107	362	113
API °		13,5 - 14	14 - 16	16 – 17	>17
Saturación Petróleo %		30,4	30,4	58,1	37
Profundidad Tope ft		2874	3107	3353	3774
Profundidad Base ft		3106	3339	3559	4064
Espesor Neto Arena ft		424	180	362	244

Fuente. ORJUELA, J. RODRIGUEZ, E. Factibilidad para aplicar la técnica de drenaje gravitacional asistido por vapor (SAGD) en los campos Palagua, Teca y Nare. Universidad de América. 2002. Pg. 39

Además, dentro de la división de los bloques los más explotados pertenecen a la zona sur del campo; bloques 116, 62 y 186. Mientras que el bloque 145 es una de las menos explotados. Teniendo en cuenta que la información utilizada para evaluar la viabilidad del campo debe ser la más representativa posible, se presentan las

siguientes tablas (**Tabla 11**, **Tabla 12**) donde se recopilan algunos datos petrofísicos registrados de los pozos del Bloque 186 y 145.

Tabla 11. Propiedades petrofísicas Bloque Pal-186

Pozo	Intervalo ft	Porosidad %	Permeabilidad md
P-103	3040-3945	26,3	2656
P-17	3418-4569	29	5589
P-19	3597-4391	27,2	1536
P-6	4428-5084	27	255
	3406-4401	28,6	4623

Fuente. RODRIGUEZ, D. Diseño de un piloto de inyección de agua y su comparación con un piloto de inyección cíclica de vapor, formación Tuné, Campo Palagua, Valle Medio Magdalena. Universidad de América. 2007. Pg 46.

Como se muestra en la **Figura 10** los bloques se encuentran separados estructural y espacialmente, es por este que se observa con claridad las diferencias de las propiedades de yacimiento y como en cada bloque las capacidades de flujo difieren.

Tabla 12. Propiedades petrofísicas Bloque Pal-145

Pozo	Intervalo ft	Porosidad %	Permeabilidad md
P-194	2960-3065	26	1021
	3065-3160	24	145
P-195	2845-2866	22	531
	2866-3010	23	162
	3470-3560	27	515

Fuente. RODRIGUEZ, D. Diseño de un piloto de inyección de agua y su comparación con un piloto de inyección cíclica de vapor, formación Tuné, Campo Palagua, Valle Medio Magdalena. Universidad de América. 2007. Pg 46.

La gran variación de las propiedades petrofísicas se evidencia debido al ambiente de deposición, donde se presenta la deposición de materiales arcillosos y arenosos mediante canales trenzados y meándricos. Permitiendo que para bloques como el P-145 la variabilidad de permeabilidad se encuentra entre 1021-145md, al igual que la porosidad con un rango entre 26-30%.

A partir de datos recolectados por Texas Petroleum Company y Ecopetrol (**Tabla 13**), se destacan los siguientes parámetros físicos de la formación Tuné.

Tabla 13. Parámetros PVT Formación Tuné Campo Palagua

Parámetros	Valor
Presión de Burbuja, psi	930
Presión de Yacimiento Inicial, psi	1500
Presión actual del yacimiento, psi	1300
Temperatura Promedio F°	120
Datum, ft	3000

Tabla 13. (Continuación)

Parámetros	Valor
Viscosidad Inicial, cp	280
Viscosidad Aceite muerto, cp	434
OOIP, MMbbls	293,6
Factor Volumétrico, RB/STB	1,0675

Fuente. RODRIGUEZ, D. Diseño de un piloto de inyección de agua y su comparación con un piloto de inyección cíclica de vapor, formación Tuné, Campo Palagua, Valle Medio Magdalena. Universidad de América. 2007. Pg 53.

7. ESTIMACIÓN DE LA EFICIENCIA DEL PROYECTO DE INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR EN EL CAMPO PALAGUA

En este capítulo se presentará la aplicación de las tres metodologías planteadas durante el documento en el campo Palagua con el fin de determinar o predecir la viabilidad de un posible proyecto piloto en el área. Las metodologías por aplicar serán: 1) ecuación matemática para predecir el SOR del proyecto con base a las propiedades del yacimiento, 2) modelamiento gráfico a partir de la tasa volumétrica de inyección y la tasa volumétrica de producción, 3) determinación de la utilidad/boe conociendo el sor efectivo calculado y posibles estimaciones del lifting cost, precio de barril del petróleo.

La primera metodología por aplicar es la del análisis estadístico realizado previamente, el cual se resume en la obtención de la **Ecuación 28**. En dicha ecuación se utilizarán los datos consignados en la **Tabla 14**, planteando tres escenarios para la aplicación: el optimista, el medianamente optimista y el pesimista.

Tabla 14. Propiedades de yacimiento del campo Palagua.

PROPIEDADES	FORMACIÓN			
	TUNÉ		GUADUAS	
	UNIDAD A	UNIDAD B	UNIDAD C	UNIDAD D
Viscosidad	434 cP	434 cP	434 cP	434 cP
Temperatura	120 °F	120 °F	120 °F	120 °F
Profundidad (TVD)	2874 ft	3107 ft	3353 ft	3774 ft
Porosidad	22.8 %	21.8 %	25.9 %	21.5 %
Permeabilidad	230 md	107 md	362 md	113 md
Espesor neto	424 ft	180 ft	362 ft	244 ft
Movilidad del aceite	0.529	0.246	0.834	0.260
Gravedad API	13.5 – 14 °API	14 – 16 °API	16 – 17 °API	> 17 °API
Saturación de aceite	30.4 %	30.4 %	58.1 %	37 %
Saturación de agua	52.4 %	59.1 %	33.4 %	34.6 %

Fuente. Muñoz, María. Evaluación integrada de Yacimientos del Campo Palagua. ECP-1994, modificado por los autores.

La **Tabla 15** resume los datos utilizados en los tres escenarios, junto con el valor del SOR estimado para cada uno de estos.

De acuerdo con los resultados obtenidos, el campo Palagua sería un campo deficiente, con un valor de SOR estimado de alrededor de 10. Los escenarios más aceptados, los medianamente optimistas, estarían arrojando valores de SOR iguales a 10,4 y 10,7, para las formaciones Tuné y Guaduas respectivamente.

Esto indica que las dos zonas se encuentran por fuera del rango de eficiencia definido para el proceso de inyección continua de vapor, ya que superan el valor límite de SOR igual a 8.

Tabla 15. Escenarios planteados en la aplicación de la ecuación.

VARIABLE	FORMACIÓN TUNÉ			FORMACIÓN GUADUAS		
	Escenario Pesimista	Escenario Medianamente Optimista	Escenario Optimista	Escenario Pesimista	Escenario Medianamente Optimista	Escenario Optimista
Espesor neto (ft)	180	302	424	244	303	362
Temperatura (°F)	120	120	120	120	120	120
Profundidad al tope (ft)	2874	2874	2874	3353	3353	3353
Porosidad (%)	21.8	22.3	22.8	21.5	23.7	25.9
Saturación de aceite (%)	30.4	30.4	30.4	58.1	58.1	58.1
Permeabilidad (md)	107	168.5	230	113	237.5	362
Viscosidad (cP)	434	434	434	434	434	434
Movilidad	0.246	0.388	0.529	0.260	0.547	0.834
SOR	10.8	10.4	10.1	11.2	10.7	10.3

Fuente. Muñoz, María. Evaluación integrada de Yacimientos del Campo Palagua. ECP-1994, modificado por los autores.

Prosiguiendo con la determinación de la posible eficiencia del proceso de inyección continua de vapor en el campo Palagua, se utilizará la metodología gráfica, desarrollada mediante Spotfire, haciendo uso de los siguientes datos operativos del proyecto:

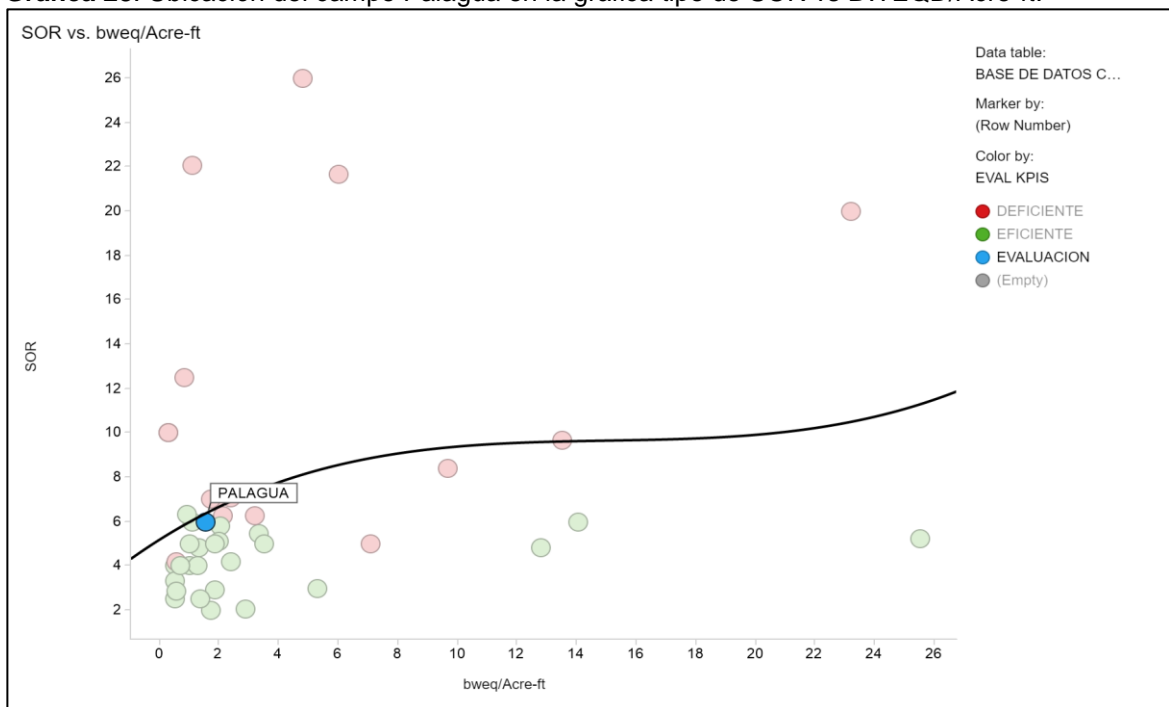
Tabla 16. Datos esperados del proyecto de inyección continua de vapor en el campo Palagua.

DATOS ESPERADOS DEL PROYECTO DE INYECCIÓN DE VAPOR	
SOR	6
BWEQD/Acre-ft	1.5
PIR	2

Fuente. Datos estimados por los autores según casos eficientes de inyección continua de vapor en Colombia

Haciendo uso primero de la curva tipo hallada para la relación de SOR con BWEQD/Acre-ft, se ubica el campo Palagua dentro del análisis, como lo muestra la **Gráfica 28**.

Gráfica 28. Ubicación del campo Palagua en la gráfica tipo de SOR vs BWEQD/Acre-ft.



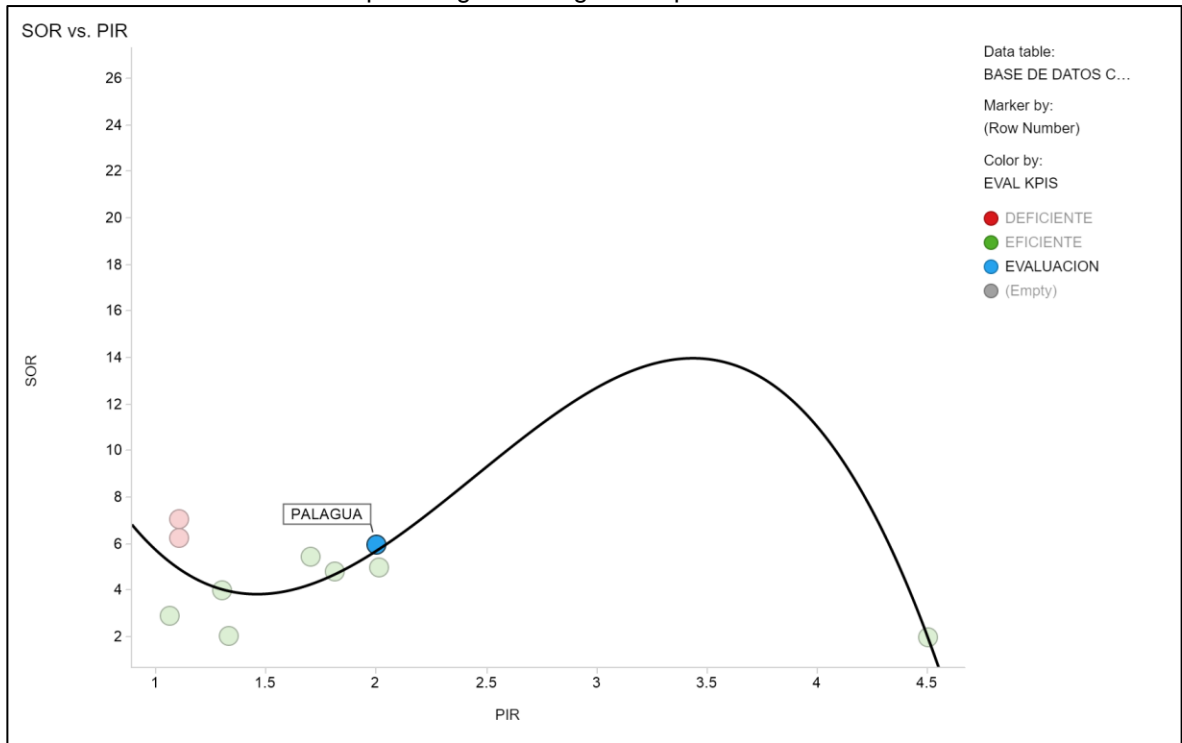
Fuente. Base de datos ECOEOR, base de datos Excel editada por los autores.

Como se puede ver, el campo Palagua cae dentro del polinomio de tercer grado, lo que indica que el proyecto de inyección continua de vapor sería eficiente para las variables operativas esperadas. Sin embargo, se encuentra muy cerca del límite

entre la eficiencia y la deficiencia, por lo que se recomendaría aumentar el valor esperado de BWEQD/Acre-ft.

Siguiendo con la aproximación gráfica, se hace uso de la curva tipo hallada para la relación entre el SOR y el PIR. Nuevamente, se ubica el campo Palagua en dicha gráfica para determinar su comportamiento dentro del análisis hecho.

Gráfica 29. Ubicación del campo Palagua en la gráfica tipo de SOR vs PIR.

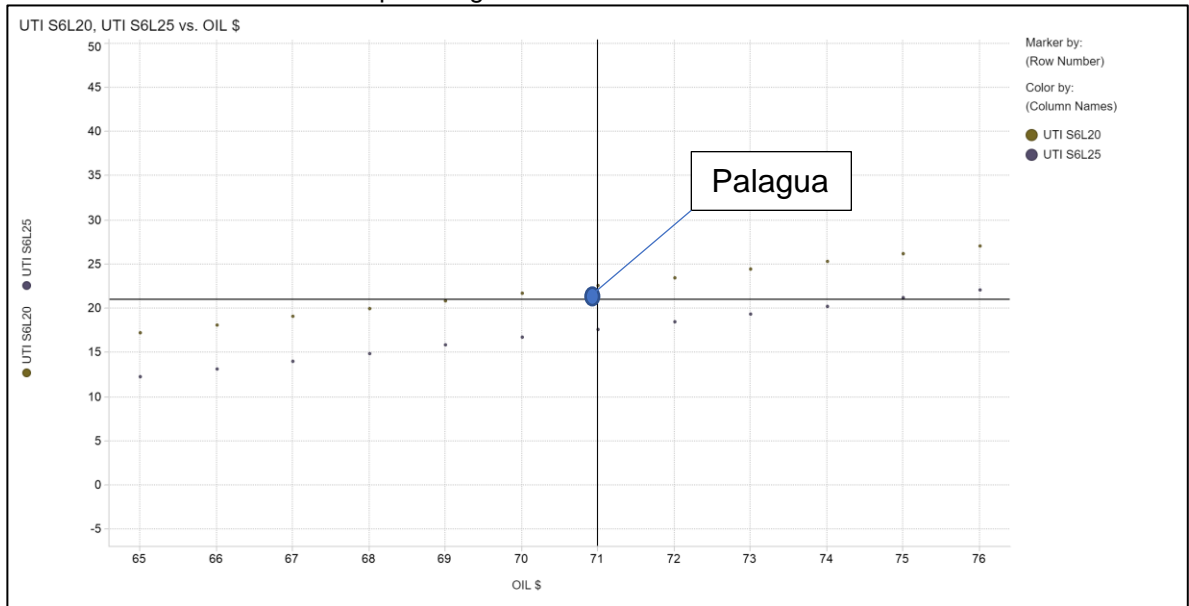


Fuente. Base de datos ECOEOR, base de datos Excel editada por los autores.

La **Gráfica 29** muestra que el campo Palagua se encontraría en la zona de deficiencia con respecto a la relación del SOR con el PIR, si se mantuviesen las condiciones operativas esperadas. Por lo anterior se recomienda aumentar el valor del PIR del proyecto de inyección continua de vapor en este campo.

De manera análoga también se aplica la metodología para estimar la viabilidad financiera de un campo desarrollable mediante la inyección continua de vapor, presentada en el capítulo 4.

Gráfica 30. Evaluación del campo Palagua en la sensibilidad financiera.



Fuente. Base de datos ECOEOR, base de datos Excel editada por los autores.

De acuerdo con la **Gráfica 30**, teniendo en cuenta un precio actual del barril de crudo WTI de 71 dólares, y manejando un lifting cost de 22 dólares por cada barril producido, el campo Palagua generaría utilidades de 21 dólares por cada barril producido, si se mantuviera un valor de SOR igual a 6,0.

8. CONCLUSIONES

- Con base en la revisión bibliográfica, se seleccionaron las metodologías de Chie Chu (1985) y la de Bursell & Pittman (1975), debido a que fueron consideradas las más idóneas para estimar la eficiencia de la inyección continua de vapor en un campo potencial usando datos obtenidos de diferentes proyectos.
- A partir de un modelamiento estadístico se obtuvo una ecuación de naturaleza lineal que permite estimar la relación vapor-petróleo (SOR) de cualquier campo que se quiera someter a inyección continua de vapor en función de 6 propiedades de yacimiento: espesor neto, temperatura del yacimiento, profundidad, porosidad, movilidad del petróleo en la formación y la saturación del petróleo al inicio del proyecto.
- La ecuación de naturaleza lineal generada logró modelar el comportamiento de una muestra de 28 Campos investigados, obteniendo un coeficiente de determinación de 0.895.
- De acuerdo con el modelamiento gráfico-analítico de los KPI's frente a las propiedades físicas, se obtuvo una función racional entre el espesor neto de la formación y el SOR. Esta fue utilizada para la generación de la ecuación matemática que permite estimar la relación vapor-petróleo de un proyecto de inyección continua de vapor.
- Teniendo en cuenta la alta heterogeneidad encontrada en el campo Palagua, debido principalmente a su ambiente de depositación, se decide evaluar la implementación de un proyecto piloto en cada formación productora, por lo que se plantearon tres escenarios para cada una: el pesimista, el medianamente optimista, y el optimista.
- Conforme a la estimación del comportamiento de un proyecto piloto de inyección continua de vapor en el Campo Palagua, los resultados de los escenarios planteados para la formación Tuné establecieron un valor de SOR en el escenario medianamente optimista de 10,4, en el escenario pesimista de 10,8, y en el escenario optimista de 10,1.
- La estimación de la relación vapor-petróleo (SOR) mediante la ecuación generada por la herramienta Statgraphics en la formación Guaduas, arrojó un valor para el escenario medianamente optimista de 10,7, de 11,2 para el escenario pesimista, y de 10,3 para el escenario optimista.
- De acuerdo con la aplicación de las metodologías realizadas, se evidencia la importancia de la fiabilidad de los datos necesarios para estimar el SOR; es decir, la veracidad de las propiedades del yacimiento son determinantes para la calidad del valor estimado de SOR a partir del uso de la ecuación propuesta.

- Mediante la determinación de la utilidad por barriles equivalentes de petróleo (utilidad/Boe) se logró estimar la viabilidad financiera de un proyecto de inyección continua de vapor. Teniendo en cuenta un valor promedio del precio de barril de crudo y de los costos de operación (lifting cost), se estimó el SOR efectivo o necesario para que el proyecto sea viable económicamente.
- Las curvas tipos generadas son una aproximación gráfica que relaciona el SOR con la inyección volumétrica de vapor (BWEQD/Acre-ft) y la tasa de reemplazamiento (PIR), mediante un polinomio de tercer grado.
- Mediante la aproximación gráfica, el campo Palagua se encuentra en el límite de eficiencia aceptado, de SOR igual a 8.
- El análisis financiero muestra que el campo Palagua, con los precios actuales del barril de crudo de 71USD/bbl, con los costos de operación esperados (lifting cost) de 22 USD/bbl, y operando con un SOR efectivo de 6, generaría utilidades de 21 dólares por cada barril producido.
- El resultado de la estimación del SOR del campo Palagua por medio de la ecuación, demuestra que este sería un campo deficiente, con una relación vapor/aceite de aproximadamente 10. Sin embargo, a pesar de ser un valor alto, no se encuentra muy alejado del valor límite aceptado de 8.

9. RECOMENDACIONES

- Utilizar las metodologías planteadas en la investigación en otros campos potenciales con el fin de corroborar la validez de estas.
- Recopilar mayor cantidad de datos relacionados con los parámetros operacionales como el PIR acumulado o PIR instantáneo de manera que la metodología basada en Bursell y Pittman tenga mayor certeza.
- Implementar otra metodología descrita por los modelos matemáticos y/o analíticos usados para la evaluación de un proceso de inyección continua de vapor por medio de la estimación del SOR o petróleo recuperado, como la propuesta por Farouq Ali o Van Lookeren, con el fin de tener más herramientas con las cuales determinar la viabilidad de un proyecto potencial.
- Aplicar las metodologías planteadas en el trabajo de investigación como punto de inicio para desarrollar un modelo que permita estimar la viabilidad de otros procesos de recobro mejorado, como combustión in situ, inyección de químicos, inyección de gases miscibles, entre otros.

BIBLIOGRAFÍA

ABDI, Hervé. The Method of Least Squares. University of Dallas. [En línea, recuperado marzo 14, 2018], disponible en: <https://www.utdallas.edu/~herve/Abdi-LeastSquares06-pretty.pdf>

AHMED, Tarek. Reservoir Engineering Handbook. Elsevier Science, 2010.

ALVARADO, D y BANZÉR, C. Recuperación Térmica de Petróleo. Caracas. 2002.

AL ADAWY, M. S. and NANDYAL, M. Status and Scope for EOR Development in Oman. En: SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS.

AL-AZKAWI, Ahmed, et al. An Energy Efficient Steam Project Through Initial Cold Production and Pressure Depletion in the Mukhaizna Field, Sultanate of Oman. En: SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS.

ANJUM, Shehzad. A Techno-Economic Evaluation of Downhole Steam Generation in Enhanced Oil Recovery. Halifax, Nova Scotia.: Dalhousie University, 2005.

BECERRA, G. y NOVOA, L. Herramienta computacional para la selección de indicadores de eficiencia y rentabilidad en los proyectos potenciales de inyección continua de vapor en Ecopetrol s.a. Bogotá: Universidad de América, 2018.

BLEVINS, T. R. and BILLINGSLEY, R. H. The Ten-Pattern Steamflood, Kern River Field, California. En: JOURNAL OF PETROLEUM TECHNOLOGY. Dec.vol. 27, no. 12, p. 1505-1514

BLEVINS, T. R. and BILLINGSLEY, R. H. The Ten-Pattern Steamflood, Kern River Field, California. En: JOURNAL OF PETROLEUM TECHNOLOGY. Dec.vol. 27, no. 12, p. 1505-1514

BRELIH, D. A. and KODL, E. J. Detailed Mapping of Fluvial Sand Bodies Improves Perforating Strategy at Kern River Field. En: SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS.

BURSELL, C. G. and PITTMAN, G. M. Performance of Steam Displacement in the Kern River Field. En: JOURNAL OF PETROLEUM TECHNOLOGY. Aug.vol. 27, no. 8, p. 997-1004

CHATTERJEE, S y HADI, A. Regression Analysis by Example. Edición 5. New Jersey: John Wiley & Sons, Inc. 2012.

CHEDID, R. Water Invasion in the Morichal-01 Reservoir, Jobo Field, Monagas State, Venezuela. En: SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS.

CHIOU, C. S., et al. A Focus Development for Heavy Oil Reservoir: The Last Frontier at the South Belridge Field. En: SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS.

CHOUDHARY, Muhammad A., et al. Recovering Heavy Oil from a Middle East Carbonate Reservoir: EOR Potential, Screening, Challenges, Uncertainties and Risk Management Measures. En: SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS.

CHU, C. Prediction of Steamflood Performance in Heavy Oil Reservoirs Using Correlations Developed by Factorial Design Method. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/20020-MS. 1990.

CHU, C. State-of-the-Art Review of Steamflood Field Projects. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/11733-PA. 1985.

COOK, David L. Influence of Silt Zones on Steam Drive Performance Upper Conglomerate Zone, Yorba Linda Field, California.

CRETU, Ion, et al. Some Aspects Concerning the Steamflood Reservoir Management. En: Petroleum - gas university of ploiesti bulletin, technical series. vol. 61, no. 4, p. 1-10

DELAMAIDE, E. Comparison of Steam and Polymer Injection for the Recovery of Heavy Oil. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/185728-MS. 2017.

DE HAAN, H. J. and SCHENK, L. Performance Analysis of a Major Steam Drive Project in the Tia Juana Field, Western Venezuela. Enero.

DEAN, Gregory D.; GIUNTA, Rick L. and BAGGS, Donald T. Large Scale Application of Acid Stimulation - Tulare Zone, South Belridge Field, Kern Country California. En: SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS.

DIETRICH, William K. and WILLHITE, Paul. Steam-soak Results Cat Canyon Oil Field, California. API, 1966.

DOSCHER, T. M.; BAYHDIKIAN, S. Y. and HOSSEINMARDI, M. K. On the equivalence of a hot water and gas drive to a steamdrive. En: SOC. PET. ENG. AIME, PAP. Mar 1, p. 645-650

FAROUC ALI, S. M. and MELDAU, R. F. Current Steamflood Technology. En: JOURNAL OF PETROLEUM TECHNOLOGY. Octubre.

GOMAA, E. Correlations for Predicting Oil Recovery by Steamflood. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/6169-PA. 1980.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Documentación. Presentación de tesis, trabajos de grado y otros trabajos de investigación. NTC 1486. Sexta actualización, 1 ed. Bogotá: ICONTEC, 2008. 33p.

_____. Referencias bibliográficas, contenido, forma y estructura. NTC 5613. Bogotá: El instituto, 2008.

_____. Referencias documentales para fuentes de información electrónicas. NTC 4490. Bogotá: El instituto, 1998.

McVAY, D. A., & Dossary, M. N. The Value of Assessing Uncertainty. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/160189-PA. 2014.

MERCADO, Diana et. al. Screening de los Métodos de Recobro para los Campos de Crudo Pesado Colombianos. Ecopetrol-ICP. 2009.

LARA, S & SUAZA, M. Evaluación técnica del diseño de un medidor de flujo portátil en cabeza de pozo para el campo Palagua. 2014.

CORTES, P. Revisión y análisis de los problemas de producción de arena en los pozos del campo Palagua. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. 2005. P.3.

FAROUQ, A y JONES, J. Practical Heavy Oil Recovery. Alberta, Canada. 1997.

FREUND, R. WILSON, W y SA, P. Regression Analysis, Statistical Modeling of a Response Variable. Edición 2. Burlington: Massachusetts: Elsevier, 2006.

GAEL, B.; GROSS, S. and MCNABOE, G. Development Planning and Reservoir Management in the Duri Steam Flood. En: SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS.

GARY R, Greaser and SHORE, R. A. Steamflood Performance in the Kern River Field. En: SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS.

GOOBLE, Lorraine and GOOD, W. K. Shell/Alberta Department Of Energy Peace River Horizontal Well Demonstration Project - A Test Of The Enhanced Steam Assisted Gravity Drainage Process.

GREEN, D y WILLHITE, G. Enhanced Oil Recovery. Edición 6. Richardson, Texas: SPE Textbook Series, 1998.

HAJDU, P. E.; MERRELL, J. M. and SANFORD, S. J. Vertical Expansion of the 10-Pattern Steamflood, Kern River Field, California. En: SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS.

HE, Congge. MU, Longxin. XU, Zifei. ZENG, Baoquan. An Improved Steam Injection Model with the Cosideration of Steam Override. IPF Energies nouvelles, 2017. DOI:10.2516/ogst/2016026

HERRERA, J. O., et al. Wellbore Heat Losses In Deep Steam Injection Wells S1-B Zone, Cat Canyon Field. En: SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS JOURNAL. p. 1-8

HOADLEY, Steven, *et al.* Surveillance Improvements during the Implementation of a Large Scale Carbonate Steamflood Pilot, Wafra field, PZ. Kuwait: 2011.

HOHN, P. P. and MORTON, F. R. Capacitance Water-Cut Probe Utilization in the Kern River Field. En: SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS.

HONG, K. C. Recent Advances in Steamflood Technology. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/54078-MS. 1999.

HYNE, Norman. Dictionary of Petroleum Exploration, Drilling & Production, 2nd Edition: PennWell, 2014.

JOHNSON, R. S., et al. History Matching of High and Low Quality Steamfloods in Kern River field, California. En: SOCIETY PETROLEUM ENGINEERS.

JONES, Jeff. Steam Drive Model for Hand-Held Programmable Calculators. Santa Fe Energy. Septiembre, 1981.

JONES, Jeff; MCWILLIAMS, Michael and STURM, David. Kern River Revisited: Life After Steam Flood En: SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS.

JULIVERT, M. Léxico Estratigráfico. Centre National de la Recherche Scientifique. Paris. 1968.

LIEVAART, L., et al. Technology Leading the Way to Mukhaizna Heavy Oil Development. En: SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS.

LIM, H. SENER, W. et. Steamflood Pilot Test in Waterflood 2500ft Tar Zone Reservoir Fault block II Unit, Wilmington Field California. Texas: 3-6 octubre, 1993. <https://doi.org/10.2118/26615-MS>

LONG, ROBERT. Case History of Steam Soaking in the Kern River Field, California. En: JOURNAL OF PETROLEUM TECHNOLOGY. Sep.vol. 17, no. 9, p. 989-993

MALIK, Sanjeev; ZHANG, Y. M. and AL ASIMI, Mohammed. Steamflood With Vertical Injectors and Horizontal Producers in Multiple Zones. En: SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS. Diciembre.

MARQUEZ, L. J., *et al.* Improved Reservoir Characterization of a Mature Field Through an Integrated Multi- Disciplinary Approach. LL-04 Reservoir, Tia Juana Field, Venezuela. New Orleans: 2001.

MATTHEWS, C. S. Steamflooding. En: JOURNAL OF PETROLEUM TECHNOLOGY. Mar.vol. 35, no. 3, p. 465-471

MAY, Jay S. and MYERS, Gary A. South Belridge high-resolution 3D seismic case history. En: SEG EXPANDED ABSTRACTS.

MC GEE, James H. The Jobo steamflood project: Evaluation of results. En: SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS. Octubre.p. 1261-1268

MYHILL, N. A., & STEGEMEIER, G. Steam-Drive Correlation and Prediction. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/5572-PA. 1978.

NEAUMAN, C. H. A Mathematical Model of the Steam Drive Process Applications. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/4757-MS. 1975.

SARATHI, P y OLSEN, D. Practical Aspects of Steam injection processes a Handbook for Independent Operators. Bartlesville, Oklahoma: ITT Research Institute. 1992.

MORENO, G y SARMIENTO, G. Estratigrafía Cuantitativa de las Formaciones Tablazo y Simiti en las localidades de Sáchica (Boyacá) y Barichara - San Gil (Santander), Bogotá: Geología colombiana, No. 27, pp. 51-76. 2002.

PINILLA. J.M et. al. Evaluación de procesos de inyección continua de vapor en yacimientos estratificados mediante el análisis de la eficiencia térmica. Aplicación, CAMPO TECA. XIII Congreso Colombiano del Petróleo. ACIPET. 2009.

PORTA, J. Léxico Estratigráfico. Centre National de la Recherche Scientifique. París. 1974.

RODRIGUEZ, D. Diseño de un piloto de inyección de agua y su comparación con un piloto de inyección cíclica de vapor, Formación Tuné, Campo Palagua, Valle Medio Magdalena. Bogotá: Universidad de América. 2007.

RUBIN, E., & IZGEC, O. Forecasting of Steamflood Performance in a Heavy Oil Field. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/175127-MS. 2015

SIGIT, R.; MORSE, P. J. and KIMBER, K. D. 4-D seismic that works: A successful large scale application, Duri Steamflood, Sumatra, Indonesia. En: SEG TECHNICAL PROGRAM EXPANDED ABSTRACTS. vol. 18, no. 1,

STOKES, D. D., et al. Steam Drive as a Supplemental Recovery Process In an Intermediate-Viscosity Reservoir, Mount Poso Field, California. En: JOURNAL OF PETROLEUM TECHNOLOGY. Enero.vol. 30, no. 1, p. 125-131

TRAVERSE, E. F.; DEIBERT, A. D. and SUSTEK, A. J. San Ardo - A Case History of a Successful Steamflood. Mar 23.

TORABZADEH, S. J., KUMAR, M., & HOANG, V. T. Performance Correlations for Steamflood Field Projects. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/20036-MSdoi:10.2118/139222-MS. 1990.

TRIGOS, E.M et Al. Feasibility Study of Applying Steamflooding in a Reservoir with High Shale/Sand: Teca Field. Conference Paper SPE 132775. Trinidad, June 2010.

UNDERDOWN, David and CHAN, Henky. A Critical Evaluation of Sand-Control Completions in the Duri Steamflood, Sumatra, Indonesia. En: SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS.

UOC. TERRADEZ, Manuel. Proyecto e-math. Análisis de componentes principales. [En línea, recuperado marzo 14, 2018], disponible en: https://www.uoc.edu/in3/emath/docs/Componentes_principales.pdf

URDANETA, Javier, et al. New Art of Building Horizontal and Highly Deviated Wells Help Maximize Recovery and Production from Heavy Oil Fields in Colombia. En: SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS JOURNAL.

URIBE, Juan, PINILLA, John and CABRERA, Dulce Maria. Innovative Methodology To Revitalize a Heavy-Oil Mature Field by Identifying Opportunities To Apply New Cycles of Steam Injection. En: SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS. Diciembre.

VAN LOOKEREN, J. and DE HAAN, H. J. Early Results of the First Large-Scale Steam Soak Project in the Tia Juana Field, Western Venezuela. En: JOURNAL OF PETROLEUM TECHNOLOGY. Enero.vol. 21, no. 1,

VAN. Lookeren. Oil Recovery by Steam Injection and Pressure Reduction. Septiembre 20, 1965.

VAN. Lookeren. A further Analysis of the Steam Stimulation of Heavy Oil Wells and Reservoirs. Shell Internationale Petroleum. Septiembre, 1982. New Orleans: USA.
VAN. Lookeren. Calculation Methods for Linear and Radial Steam Flow in Oil Reservoirs. SPE, Shell Ind. June 1983.

WIDMYER, R. H. and HOWARD, C. E. "The Charco Redondo Steam Flood Pilot - Reservoir Monitoring Operations. En: SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS JOURNAL.

WILSON, Adam. Schoonebeek Heavy-Oil Redevelopment Requires Complex Chemistry Management. En: JOURNAL OF PETROLEUM TECHNOLOGY. Dec 1, Vol. 64, no. 12, p. 116-119

ZALAN, Thomas, et al. Steamflood Surveillance in Sumatra, Indonesia and San Joaquin Valley, California Using Steam Identification, Carbon/Oxygen, and Temperature Logs. En: SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS. Sep 9,.

ANEXOS

ANEXO A.

BASE DE CÁLCULO ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD FINANCIERA.

Como se mencionó en el capítulo de metodologías utilizadas, se realizó un análisis de sensibilidad a partir de varios parámetros financieros como el precio barril de petróleo, lifting cost, SOR y la utilidad del proyecto teniendo ciertas suposiciones ya explicadas. Se decide entregar como anexo la base de cálculo utilizada para realizar este análisis teniendo en cuenta como se observa a continuación diferenciado por colores las variables que debe conocer y entregar el usuario para obtener un resultado de salida.

Esta base de cálculo podrá ser utilizada bajo diferentes valores de SOR y Lifting Cost principalmente, dependiendo de casos análogos al campo donde se piensa evaluar o condiciones obtenidas de algún proyecto piloto en el área del campo.

Tabla 17. Datos generalizados de un proyecto piloto de inyección continua de vapor.

SOR	3	VARIABLES DE ENTRADA
MMBTU/boe	5.35	VARIABLES DE SALIDA

Fuente. Datos tomados de ECP para el Campo Teca

Tabla 18. Base de cálculo para el análisis de sensibilidad financiera.

Precio Barril	Lifting Cost	Utilidad/boe	Lifting Cost	Utilidad/boe	Lifting Cost	Utilidad/boe
30	20	-7.07	25	-12.07	30	-17.07
31	20	-6.18	25	-11.18	30	-16.18
32	20	-5.29	25	-10.29	30	-15.29
33	20	-4.40	25	-9.40	30	-14.40
34	20	-3.51	25	-8.51	30	-13.51
35	20	-2.62	25	-7.62	30	-12.62
36	20	-1.73	25	-6.73	30	-11.73
37	20	-0.84	25	-5.84	30	-10.84
38	20	0.05	25	-4.95	30	-9.95
39	20	0.94	25	-4.06	30	-9.06
40	20	1.83	25	-3.17	30	-8.17
41	20	2.72	25	-2.28	30	-7.28
42	20	3.61	25	-1.39	30	-6.39
43	20	4.50	25	-0.50	30	-5.50
44	20	5.39	25	0.39	30	-4.61
45	20	6.28	25	1.28	30	-3.72
46	20	7.17	25	2.17	30	-2.83

Tabla 18. (Continuación).

Precio Barril	Lifting Cost	Utilidad/boe	Lifting Cost	Utilidad/boe	Lifting Cost	Utilidad/boe
47	20	8.06	25	3.06	30	-1.94
48	20	8.95	25	3.95	30	-1.05
49	20	9.84	25	4.84	30	-0.16
50	20	10.73	25	5.73	30	0.73
51	20	11.62	25	6.62	30	1.62
52	20	12.51	25	7.51	30	2.51
53	20	13.40	25	8.40	30	3.40
54	20	14.29	25	9.29	30	4.29
55	20	15.18	25	10.18	30	5.18
56	20	16.07	25	11.07	30	6.07
57	20	16.96	25	11.96	30	6.96
58	20	17.85	25	12.85	30	7.85
59	20	18.74	25	13.74	30	8.74
60	20	19.63	25	14.63	30	9.63
61	20	20.52	25	15.52	30	10.52
62	20	21.41	25	16.41	30	11.41
63	20	22.30	25	17.30	30	12.30
64	20	23.19	25	18.19	30	13.19
65	20	24.08	25	19.08	30	14.08
66	20	24.97	25	19.97	30	14.97
67	20	25.86	25	20.86	30	15.86
68	20	26.75	25	21.75	30	16.75
69	20	27.64	25	22.64	30	17.64
70	20	28.53	25	23.53	30	18.53
71	20	29.42	25	24.42	30	19.42
72	20	30.31	25	25.31	30	20.31
73	20	31.20	25	26.20	30	21.20
74	20	32.09	25	27.09	30	22.09
75	20	32.98	25	27.98	30	22.98
76	20	33.87	25	28.87	30	23.87
77	20	34.76	25	29.76	30	24.76
78	20	35.65	25	30.65	30	25.65
79	20	36.54	25	31.54	30	26.54
80	20	37.43	25	32.43	30	27.43
81	20	38.32	25	33.32	30	28.32
82	20	39.21	25	34.21	30	29.21
83	20	40.10	25	35.10	30	30.10
84	20	40.99	25	35.99	30	30.99

Tabla 18. (Continuación).

Precio Barril	Lifting Cost	Utilidad/boe	Lifting Cost	Utilidad/boe	Lifting Cost	Utilidad/boe
85	20	41.88	25	36.88	30	31.88
86	20	42.77	25	37.77	30	32.77
87	20	43.66	25	38.66	30	33.66
88	20	44.55	25	39.55	30	34.55
89	20	45.44	25	40.44	30	35.44
90	20	46.33	25	41.33	30	36.33
91	20	47.22	25	42.22	30	37.22
92	20	48.11	25	43.11	30	38.11
93	20	49.00	25	44.00	30	39.00
94	20	49.89	25	44.89	30	39.89
95	20	50.78	25	45.78	30	40.78
96	20	51.67	25	46.67	30	41.67
97	20	52.56	25	47.56	30	42.56
98	20	53.45	25	48.45	30	43.45
99	20	54.34	25	49.34	30	44.34
100	20	55.23	25	50.23	30	45.23

Fuente. Datos tomados de ECP para el Campo Teca