



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO**

TEMA:

**“RECUPERACIÓN DE CRUDO PESADO EN POZOS PROFUNDOS MEDIANTE EL
MÉTODO DE SEGREGACIÓN GRAVITACIONAL ASISTIDA POR VAPOR
UTILIZANDO GENERADORES ELÉCTRICOS EN EL FONDO DEL POZO DRRE-
04”**

**TRABAJO DE TITULACIÓN PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE
INGENIERO EN PETRÓLEO**

AUTOR:

ORRALA RODRÍGUEZ STALIN SEGUNDO

TUTOR:

ING. HUMBERTO COROMOTO PEÑA RIVAS, PhD.

LA LIBERTAD- ECUADOR

2019

**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO**

TEMA:

**“RECUPERACIÓN DE CRUDO PESADO EN POZOS PROFUNDOS MEDIANTE EL
MÉTODO DE SEGREGACIÓN GRAVITACIONAL ASISTIDA POR VAPOR
UTILIZANDO GENERADORES ELÉCTRICOS EN EL FONDO DEL POZO DRRE-
04”**

**TRABAJO DE TITULACIÓN PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE
INGENIERO EN PETRÓLEO**

AUTOR:

ORRALA RODRÍGUEZ STALIN SEGUNDO

TUTOR:

ING. HUMBERTO COROMOTO PEÑA RIVAS, PhD.

LA LIBERTAD- ECUADOR

2019

CERTIFICADO DE TUTOR

En mi calidad de Tutor de la Tesis: **“RECUPERACIÓN DE CRUDO PESADO EN POZOS PROFUNDOS MEDIANTE EL MÉTODO DE SEGREGACIÓN GRAVITACIONAL ASISTIDA POR VAPOR UTILIZANDO GENERADORES ELÉCTRICOS EN EL FONDO DEL POZO DRRE-04”**, desarrollada por el estudiante **Orrala Rodríguez Stalin Segundo**, egresados de la carrera de Ingeniería en Petróleo, Facultad de Ciencias de la Ingeniería de la Universidad Estatal Península de Santa Elena, previo a la obtención del Título de Ingeniería en Petróleo.

Me permito declarar que luego de haber dirigido, estudiado y revisado, apruebo en su totalidad este trabajo de investigación.

Atentamente,



Ing. Humberto Coromoto Peña Rivas, PhD.
CI. 2757625635
Docente Tutor

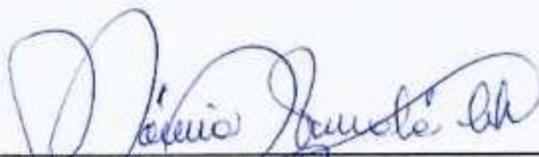
CERTIFICADO

MÓNICA TOMALÁ CHAVARRÍA, Licenciada en Lengua y Literatura Española, Docente en la Carrera de Educación Parvularia de la Universidad Estatal Península de Santa Elena, certifico que:

He leído, revisado y corregido la redacción en la concordancia, la sintaxis y la ortografía del contenido del Trabajo de Titulación **“RECUPERACIÓN DE CRUDO PESADO EN POZOS PROFUNDOS MEDIANTE EL MÉTODO DE SEGREGACIÓN GRAVITACIONAL ASISTIDA POR VAPOR UTILIZANDO GENERADORES ELÉCTRICOS EN EL FONDO DEL POZO DRRE-04”**. Elaborado por el Autor **ORRALA RODRÍGUEZ STALIN SEGUNDO**, previo a la obtención del Título de INGENIERO EN PETRÓLEO de la CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO de la FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGERIERÍA de la UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA.

Debo indicar, además, que es de exclusiva responsabilidad que el Autor cumpla con las sugerencias y recomendaciones dadas en la corrección de la tesis impresa.

Atentamente,



LICENGIADA MÓNICA TOMALÁ CHAVARRÍA, Mg.
DOCENTE
SENESCYT REGISTRO No 1031-1386042144

La Libertad, 29 de Julio de 2019

CERTIFICADO ANTIPLAGIO

002-TUTOR HCPR-2019

En calidad de tutor del trabajo de titulación denominado **“RECUPERACIÓN DE CRUDO PESADO EN POZOS PROFUNDOS MEDIANTE EL MÉTODO DE SEGREGACIÓN GRAVITACIONAL ASISTIDA POR VAPOR UTILIZANDO GENERADORES ELÉCTRICOS EN EL FONDO DEL POZO DRRE-04”**, elaborado por el estudiante **Orrala Rodríguez Stalin Segundo**, egresados de la Carrera de Ingeniería en Petróleo, de la Facultad de Ciencias de la Ingeniería de la Universidad Estatal Península de Santa Elena, previo a la obtención del título de Ingeniero de Petróleos, me permito declarar que una vez analizado en el sistema antiplagio URKUND, luego de haber cumplido los requerimientos exigidos de valoración, el presente proyecto ejecutado, se encuentra con 7% de la valoración permitida, por consiguiente se procede a emitir el presente informe.

Atentamente,



Ing. Humberto Coromoto Peña Rivas, PhD.
CI. 2757625635
Docente Tutor

DECLARACIÓN DE AUTORÍA DE TESIS

Yo, Orrala Rodríguez Stalin Segundo, con cédula de ciudadanía 2450129271, declaro bajo juramento que el trabajo de titulación denominado **“RECUPERACIÓN DE CRUDO PESADO EN POZOS PROFUNDOS MEDIANTE EL MÉTODO DE SEGREGACIÓN GRAVITACIONAL ASISTIDA POR VAPOR UTILIZANDO GENERADORES ELÉCTRICOS EN EL FONDO DEL POZO DRRE-04”**, no tiene antecedentes de haber sido elaborado en la Facultad de Ciencias de la Ingeniería, Carrera Ingeniería en Petróleo, lo cual es un trabajo exclusivamente inédito y perteneciente a mi autoría.

Por este motivo, manifiesto la originalidad de la presente tesis, señalando aportes intelectuales y citas bibliográficas debidamente referenciadas y se autoriza a la Universidad Estatal Península de Santa Elena, para que realice el uso adecuado y pertinente de la presente tesis.



Stalin Segundo Orrala Rodríguez
C.I. 2450129271

DEDICATORIA

A Dios, mis padres Segundo Orrala Yagual y Mercy Rodríguez Malavé, mis hermanas Norma, Jessica y Lady, mi primo Edison, familia en general, amigos y personas especiales en mi vida, que de una u otra manera, han estado de cerca en mi progreso como estudiante y han puesto confianza en todos mis objetivos trazados.

En especial a Dios, por mantenerme con vida y salud día a día y a mis Padres, siendo ellos las bases fundamentales al brindarme los recursos necesarios durante mis pasos como estudiante, apoyándome y aconsejándome siempre para no cambiar mis metas y sobre todo formándome como persona responsable y honesta ante la sociedad.

Este nuevo logro, es en gran parte, gracias a ustedes, he logrado concluir con éxito un proyecto que en un principio podría parecer una tarea titánica e interminable, pero con la bendición y la ayuda de Dios he logrado culminarla.

Stalin Segundo Orrala Rodríguez

AGRADECIMIENTO

Durante cada paso que damos en la vida, nos encontramos con múltiples retos a afrontar y uno de ellos es la universidad. Tras verme dentro de ella considero que más que un reto es una oportunidad de vida para mi entendimiento y emprendimiento en el campo profesional y a futuro, es por eso que, agradezco a Dios por darme vida y guiar mi caminar.

A mis Padres, Segundo Orrala Yagual, Mercy Rodríguez Malavé, mis hermanas Norma, Jéssica y Lady por guiarme en cada paso que doy al darme su apoyo incondicional en mis objetivos por cumplir.

A la Universidad Estatal Península de Santa Elena UPSE, por abrirme las puertas de sus instalaciones y poder cumplir un objetivo tan anhelado, el ser Ingeniero.

A mis docentes, que durante la formación como estudiante me brindaron confianza e impartieron sus cátedras de la mejor manera.

A mi Tutor, Ing. Huberto Peña Rivas, quien me brindó su paciencia, dedicación motivación, criterio y aliento durante el desarrollo del proyecto de titulación.

Al Ing. Guillermo Miranda Díaz, que de una manera desinteresada me brindó su ayuda proporcionando pautas y guías para la simulación del yacimiento en el programa CMG.

A mis compañeros de la Universidad y del Arbitraje, que siempre me motivaron a seguir adelante y nunca desmayar durante mi carrera universitaria.

A todos ellos y a personas especiales que de una u otra manera han sido claves en mi vida y me brindaron apoyo para cumplir un sueño muy anhelado que desde pequeño mantenía, ser y llevar junto a mi nombre, tres letras “Ing.”, que no ha sido fácil, pero con perseverancia y optimismo he logrado cumplir.

Stalin Segundo Orrala Rodríguez

TRIBUNAL DE GRADO



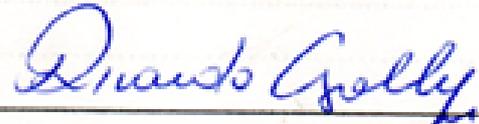
Ing. Juan Garcés V., MSc.
**DECANO DE LA FACULTAD
CIENCIAS DE LA INGENIERÍA**



Ing. Marllelis Gutiérrez II., PhD.
**DIRECTORA DE LA CARRERA
INGENIERÍA EN PETRÓLEO**



Ing. Humberto Peña Rivas, PhD.
DOCENTE TUTOR



Ing. Ricardo Gallegos O., MSc.
DOCENTE DE AREA



Abg. Víctor Coronel Ortiz, MSc.
SECRETARIO GENERAL

CONTENIDO

CERTIFICADO DE TUTOR	iii
CERTIFICADO DE GRAMATÓLOGA	iv
CERTIFICADO ANTIPLAGIO	v
DECLARACIÓN DE AUTORÍA DE TESIS	vi
DEDICATORIA	vii
AGRADECIMIENTO	viii
TRIBUNAL DE GRADO	ix
INDICE DE TABLAS.....	xv
ABREVIATURAS	xix
RESUMEN	xx
ABSTRACT.....	xxi
INTRODUCCIÓN	1
CAPITULO I	3
1. EL PROBLEMA.....	3
1.1. Antecedentes	3
1.2. Planteamiento del Problema.....	4
1.3. Objetivos de la investigación	4
1.3.1 Objetivo General.....	4
1.3.2. Objetivo Específicos.....	5
1.4. Justificación de la investigación.....	5
1.5. Alcance de la investigación.....	6
1.6. Hipótesis del trabajo	6
1.7. Variables	7
1.7.1. Variable Dependiente	7
1.7.2. Variable Independiente	7
1.8. Metodología de la investigación	7
CAPÍTULO II	8
2. MARCO TEÓRICO.....	8
2.1. Recuperación Mejorada de Crudo.....	8
2.1.1. Métodos Químicos.....	9

2.1.1.1. Inyección de polímeros	9
2.1.1.1.1. Características principales de los polímeros.....	9
2.1.1.1.2. Propiedades de los polímeros.	10
2.1.1.1.3. Parámetros o Criterios Técnicos.....	11
2.1.1.2. Inyección de Surfactantes.....	11
2.1.1.2.1. Parámetros o criterios técnicos	11
2.1.1.3. Inyección de Álcalis.....	12
2.1.1.3.1. Parámetros o criterios técnicos	13
2.1.1.4. Inyección de Álcalis - Surfactantes – Polímeros ASP.....	13
2.1.1.4.1. Parámetros o criterios técnicos	14
2.1.2. Métodos Miscibles.....	15
2.1.2.1. Inyección de CO ₂	15
2.1.2.1.1. Parámetros o criterios técnicos	16
2.1.2.2. Inyección de N ₂	16
2.1.2.2.1. Parámetros o criterios técnicos	17
2.1.2.3. Inyección de Solventes.....	18
2.1.2.3.1. Parámetros o criterios técnicos	18
2.1.2.4. Inyección de Gas Condensante y Vaporizante.	19
2.1.2.5. Inyección alternada de Agua y Gas.	20
2.1.2.5.1. Factores que afectan la inyección de WAG.	21
2.1.3. Métodos térmicos	21
2.1.3.1. Inyección de agua caliente	22
2.1.3.1.1. Parámetros o criterios técnicos	22
2.1.3.2. Inyección Continua de Vapor.....	23
2.1.3.2.1. Parámetros o criterios técnicos	23
2.1.3.3. Inyección Cíclica de vapor.....	23
2.1.3.3.1. Parámetros o Criterios Técnicos.....	25
2.1.3.4. Drenaje por Gravedad Asistida por Vapor SAGD	25
2.1.3.5. Combustión <i>in situ</i> Combustión convencional Combustión en Reverso.....	26
2.1.3.5.1. Combustión Convencional.	26
2.1.3.5.2. Combustión en Reverso	27

2.1.3.5.3. Parámetros o criterios técnicos	28
2.2. Recuperación de crudo, mediante, el Método de Segregación Gravitacional Asistida por Vapor SAGD.....	29
2.2.1. Definición.....	29
2.2.2. Procesos	30
2.2.3. Mecanismos de operación.....	31
2.2.3.1. Fase de Arranque	31
2.2.3.2. Fase de Crecimiento.....	31
2.2.3.3. Cámara de Vapor	32
2.2.3.4. Control de La Trampa de Vapor.....	33
2.2.4. Características del Proceso SAGD.	33
2.2.5. Configuración de los Pozos en el Proceso SAGD.....	34
2.2.6. Criterios para la Aplicación del Proceso SAGD.	35
2.2.7. Ventajas y desventajas del Proceso SAGD.....	36
2.2.7.4. Desventajas.....	37
2.2.7.5. Limitaciones del Proceso SAGD.	37
2.2.8. Predicción Teórica de la Producción de Petróleo	38
2.3. Tecnologías Aplicadas al SAGD.....	40
2.3.1. Implementación de Generadores de Vapor en Fondo.....	40
2.3.1.1. Descripción del Proceso.....	40
2.3.1.1.1. Generadores de vapor por combustión.....	41
2.3.1.1.2. Generadores Eléctricos	42
2.4. Simulador Numérico para Yacimientos de Petróleo CMG.....	43
2.4.1. WinProp - CMG	44
2.4.2. Builder - CMG.....	44
2.4.3. Simulador Start – CMG.	45
2.5. Modelo de simulación Dinámico.	45
CAPÍTULO III.....	46
3. DESARROLLO DE LA SIMULACIÓN.....	46
3.1. Simulación numérica del Proceso de Segregación Gravitacional Asistida por Vapor SAGD en pozos profundos.	46

3.2. Simulación del modelo de estudio.....	47
3.2.1. Creación de un crudo pesado para la simulación.	47
3.2.1.1. Caracterización de la fase ligera y fase pesada del Crudo.	47
3.2.1.2. Ajustes de la presión de saturación.....	49
3.2.1.3. Agrupación del Modelo del Crudo Pesado a Trece componentes.....	50
3.2.1.4. Ingreso y ajustes de la Prueba de Liberación Diferencial.	52
3.2.1.4.1. Ajustes de la gravedad específica del petróleo pesado.....	52
3.2.1.4.2. Ajustes de Bo y GOR del petróleo pesado.....	53
3.2.1.4.3. Ajustes de la Viscosidad del Petróleo Pesado.....	53
3.3. Diseño del Reservorio.....	55
3.3.1. Inicio del simulador.	56
3.3.2. Dimensiones del yacimiento.	56
3.3.3. Propiedades de la Roca.	57
3.3.4. Ingreso de las Fracciones Molares del Crudo creado en Winprop al simulador Builder.....	58
3.3.5. Propiedades del Agua.	58
3.3.6. Modelo de Permeabilidades Relativas.	58
3.3.7. Propiedades Térmicas.	60
3.3.8. Condiciones iniciales del Yacimiento.	60
3.3.9. Pozo Inyector y Productor Perforado para la Simulación.....	61
CAPÍTULO IV.....	65
4. RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN.....	65
4.1. Tasa de Inyección de Vapor.....	65
4.1.1. Análisis para la selección de Curvas de Producción a las Tasas de Inyección de 50 Bbls Y 100 Bbls De Agua.	67
4.2. Producción de Petróleo y Agua Acumulada	68
4.3. Corte de Agua	68
4.4. Presión del Yacimiento durante la Producción de Petróleo.....	69
4.5. Curvas de la Producción Real del Pozo Vs Producción de la Simulación	70
4.6. Análisis Económico	71
4.6.1. Proyección del Costo del Barril del Petróleo.	71

4.6.2. Valor Actual Neto (VAN).....	72
4.6.3. Tasa Interna de Retorno (TIR)	73
4.6.4. Flujo de caja para el Proyecto	73
CAPÍTULO V	75
5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	75
5.1. CONCLUSIONES.....	75
5.2. RECOMENDACIONES.....	76
CAPÍTULO VI.....	78
6. REFERENCIAS	78
6.1. ANEXOS	81

INDICE DE TABLAS

Tabla 1. Parámetros o Criterios técnicos de la Inyección de la Inyección de Polímeros.	11
Tabla 2. Parámetros o criterios técnicos de inyección de surfactantes.....	12
Tabla 3. Parámetros o criterios Técnicos de la inyección de Álcalis.	13
Tabla 4. Parámetros o criterios Técnicos de la inyección de ASP.	14
Tabla 5. Parámetros o criterios de la Inyección de CO ₂	16
Tabla 6. Parámetros o criterios de la Inyección de Nitrógeno (N ₂).....	17
Tabla 7. Parámetros o criterios de la Inyección de CO ₂	19
Tabla 8. Parámetros o criterios de la Inyección de Agua Caliente.	22
Tabla 9. Parámetros o criterios de la Inyección continua de Vapor.	23
Tabla 10. Parámetros o criterios de la Inyección cíclica de Vapor.	25
Tabla 11. Parámetros o criterios Técnicos de la Combustión in situ.	28
Tabla 12. Parámetros o criterios para la aplicación del proceso SAGD.....	35
Tabla 13. Composición del crudo pesado 13 °API.	48
Tabla 14. Prueba de Liberación diferencial.....	52
Tabla 15. Viscosidad del Crudo Pesado.	54
Tabla 16. Propiedades de la Roca. Fuente: Drenaje Gravitacional Asistido con Vapor, SAGD, aplicado a yacimientos de Crudos Pesados.	57
Tabla 17. Propiedades de la Roca..	58
Tabla 18. Data para Curvas de Permeabilidades Relativas.	59
Tabla 19. Condiciones del pozo Inyector, Builder (2015.10).....	62
Tabla 20. Condiciones del pozo Productor, Builder (2015.10).	62
Tabla 21. Data para la completación general de los pozos perforados, Builder (2015.10).	62
Tabla 22. Ubicación para los pozos: Inyector y Productor, Builder (2015.10).	63
Tabla 23. Producción de petróleo a 50 Bbbls/d de inyección de agua a Temperatura de 450 °F.....	67
Tabla 24. Producción de petróleo a 100 Bbbls/d de inyección de agua a Temperatura de 450 °F.	67
Tabla 25. Precio promedio del crudo Oriente Fuente: reporte de cifras del sector petróleo (BCE)....	71
Tabla 26. Presupuesto General del Proyecto de estudio.....	72
Tabla 27. Flujo de Efectivo Neto del proyecto durante su vida productiva. Excel (2019).....	73
Tabla 28. Cálculos del VAN y TIR. Excel (2019).....	74

INDICE DE FIGURA

Figura 1. Polímeros tipo Bloque y Tipo Injerto.....	9
Figura 2. Inyección de polímeros como proceso de recuperación mejorada.....	10
Figura 3. Inyección de surfactantes como proceso de EOR.	12
Figura 4. Esquema del proceso de Inyección de soluciones alcalinas.....	13
Figura 5. Inyección de Álcalis – Surfactantes – Polímeros (ASP).....	14
Figura 6. Inyección de dióxido de Carbono (CO ₂).	16
Figura 7. Proceso de Inyección de Nitrógeno (N ₂).	17
Figura 8. Inyección de Solventes.	18
Figura 9. Proceso de Inyección de Gas Condensante.....	19
Figura 10. Proceso de Inyección de Gas Vaporizante.....	20
Figura 11. Proceso de Inyección Alterna de Agua y Gas.....	20
Figura 12. Proceso de Inyección de Agua Caliente..	22
Figura 13 Proceso de Inyección continua de vapor.....	23
Figura 14. Inyección Cíclica de Vapor.....	24
Figura 15. Drenaje Por Gravedad Asistido Por Vapor (SAGD)	26
Figura 16. Zonas Formadas Durante La Combustión Convencional	27
Figura 17. Zonas Formadas durante la Combustión en reverso.....	28
Figura 18 Segregación Gravitacional Asistida por Vapor.....	29
Figura 19 Segregación Gravitacional Asistida por Vapor.....	30
Figura 20. Cámara de Vapor SAGD.	32
Figura 21. Configuración de un Pozo Inyector Horizontal.....	34
Figura 22. Configuración de un Pozo Inyector Horizontal.....	35
Figura 23. Efecto de la temperatura de vapor sobre m, para diferentes crudos.	39
Figura 24. Generador de vapor de contacto directo	41
Figura 25. Generador de vapor de contacto indirecto.	42
Figura 26. Esquema de la configuración interna del generador eléctrico.....	43
Figura 27. Interfaz para creación de fluidos composicionales en Winprop (2015.10).....	47
Figura 28. Interfaz de creación del crudo pesado composicional en WinProp (2015.10).....	48
Figura 29. Ingreso de las fracciones molares del crudo pesado en WinProp (2015.10).....	48

Figura 30. Ajustes de la presión de saturación y temperatura en WinProp (2015.10).	49
Figura 31. Ajustes de los componentes del crudo en WinProp (2015.10).	49
Figura 32. Ajustes de las Presión de Saturación del crudo en WinProp (2015.10).	50
Figura 33. Agrupación de los componentes del crudo Pesado en WinProp (2015.10).	51
Figura 34. Validación de la P. de Saturación después del agrupamiento, WinProp (2015.10).	51
Figura 35. Ingreso de la prueba de Liberación Diferencial, WinProp (2015.10).	53
Figura 36. Ajustes del Factor Volumétrico y GOR, WinProp (2015.10).	53
Figura 37. Ajustes de la viscosidad del petróleo en WinProp (2015.10).	54
Figura 38. Selección del Modelo de Pedersen en WinProp (2015.10).	55
Figura 39. Caracterización del Crudo Pesado luego de la simulación en WinProp (2015.10).	55
Figura 40. Inicio del simulador comercial Builder (2015.10).	56
Figura 41. Diseño del mallado del Reservorio, Builder (2015.10).	56
Figura 42. Diseño del mallado del Reservorio 2D, Builder (2015.10).	57
Figura 43. Propiedades específicas de la Roca, Builder (2015.10).	57
Figura 44. Fracciones Molares del crudo Pesado extraído de Winprop a Builder.	58
Figura 45. Ventana para generar Curvas de permeabilidades Relativas en Builder (2015.10).	59
Figura 46. Ventana de las propiedades térmicas, Builder (2015.10).	60
Figura 47. Profundidad de referencia.	60
Figura 48. Ventana de las Condiciones Iniciales, Builder (2015.10).	61
Figura 49. Ventana para la configuración de los pozos, Builder (2015.10).	61
Figura 50. Ventana para la ubicación del tiempo a simular, Builder (2015.10).	63
Figura 51. Fecha de inicio de la simulación, Builder (2015.10).	64
Figura 52. Fecha final de la simulación, Builder (2015.10).	64
Figura 53. Mallado del yacimiento con su Pozo Inyector y Productor 3D, Builder (2015.10).	64
Figura 54. Producción del Petróleo a tasa de Inyección de 50 Bbls, Results Graph (2015.10).	66
Figura 55. Producción del Petróleo a tasa de Inyección de 100 Bbls, Results Graph (2015.10).	66
Figura 56. Curvas de las producciones de petróleo y agua acumulada, Results Graph (2015.10).	68
Figura 57. Corte de agua durante la producción de petróleo, Results Graph (2015.10).	69
Figura 58. Presión en el fondo del pozo, Results Graph (2015.10).	69
Figura 59. Producción real del pozo DRRE-004 Vs Producción de la simulación, Excel (2019).	70

ÍNDICE DE ANEXOS

Anexo 1. Mapa general de la ubicación de pozos, Bloque 57 -Shushufindi.....	82
Anexo 2. Estaciones Del Bloque 57 Shushufindi	83
Anexo 3. Estación del campo Drago Norte 01	84
Anexo 4. Historial de Producción del pozo DRRE-004.....	85
Anexo 5. Diagrama del Pozo DRRE-004 con sistema de Bombeo Electrosumergible.....	87
Anexo 6. Costos del pozo Productor	88
Anexo 7. Costos del pozo Inyector	89

ABREVIATURAS

°API	American Petroleum Institute
ASP	Álcalis – Surfactantes – Polímeros
BBLs	Barriles
C1	Compuesto de hidrocarburo, metano
C2	Compuesto de hidrocarburo, etano
C3	Compuesto de hidrocarburo, propano
C4	Compuesto de hidrocarburo, butano
C5	Compuesto de hidrocarburo, pentano
C6	Compuesto de hidrocarburo, hexano
C7+	Compuestos de hidrocarburo desde el heptano
cP	Centipoise
DRRE	Drago Norte
EOR	Enhanced Oil Recovery
°F	Grados Fahrenheit
Ft	Pie
GOR	Gas oil ratio, relación gas petróleo
H ₂ O	Agua
iC ₄	Compuesto de hidrocarburo, isobutano
iC ₅	Compuesto de hidrocarburo, isopentano
K	Permeabilidad
nC ₄	Compuesto de hidrocarburo, butano normal
nC ₅	Compuesto de hidrocarburo, pentano normal
POES	Petróleo original en sitio
PSI	Pounds per Square (Libras por Pulgadas cuadradas)
SAGD	Inyección de Vapor Asistida por Drene Gravitacional
SG	Gravedad específica
Soi	Saturación Inicial de petróleo
TIR	Tasa Interna de Retorno
VAN	Valor Actual Neto

UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO

Recuperación de Crudo Pesado en Pozos Profundos mediante el Método de Segregación Gravitacional Asistida por Vapor utilizando Generadores Eléctricos en el Fondo del Pozo DRRE-04.

Autor: Orrala Rodríguez Stalin Segundo

Tutor: Ing. Humberto Coromoto Peña Rivas, PhD.

RESUMEN

El crudo pesado y extrapesado se ha convertido en el recurso energético con mayor demanda de extracción durante los últimos años debido a la escasez de reservas de crudos livianos en los campos petrolíferos. En pozos someros la extracción de estos recursos, no presentan mayores inconvenientes a diferencia del recobro en pozos profundos donde existen las interrogantes de recobrar el hidrocarburo mediante nuevas tecnologías de recuperación terciarias que certifiquen una alta producción sin generar excesivos gastos económicos perjudiciales para las empresas. Tal es el caso de la utilización de generadores de vapor en fondo. En el presente estudio de investigación se analizará la simulación del proceso de segregación gravitacional mediante el uso de generadores de vapor en el fondo con el objetivo de que exista la menor cantidad posible de pérdidas en la entalpia de vapor durante su recorrido hacia el yacimiento; para aquello se consideró un pozo profundo con crudo pesado de 13.9 °API cuya producción oscila entre los 100bbls/día aproximados. Se simuló la inyección de vapor a diferentes tasas buscando incrementar su producción cuyos resultados favorables se la obtuvo mediante la inyección de 50 barriles de agua a temperatura de 450 °F (vapor). A su vez, se realizó la comparación gráfica entre las curvas de producción real del pozo versus la curva de producción después de la simulación. Considerando los resultados de producción, costos de producción e inversión del sistema de levantamiento se determinó el Valor Actual Neto y la Tasa Interna de Retorno concluyendo que el proyecto es viable para su ejecución y podría resultar exitoso si se llegase a aplicar en pozos con similares condiciones.

Palabras claves: Petróleo, Recuperación mejorada de petróleo, Recuperación de petróleo, Simulación, Segregación Gravitacional Asistida por Vapor, Generadores de Vapor.

**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO**

Recovery of Heavy Crude Oil in Deep Wells by the Steam Assisted Gravitational Segregation Method using Electric Generators at the Bottom of the DRRE-04 Well.

Author: Orrala Rodríguez Stalin Segundo
Tutor: Ing. Humberto Coromoto Peña Rivas, PhD.

ABSTRACT

Heavy and extra heavy crude oil has become the energy resource with the highest demand for extraction in recent years due to the shortage of light crude oil reserves in the oil fields. In shallow wells, the extraction of these resources doesn't present major inconveniences, unlike the recovery in deep wells where there are questions of recovering the hydrocarbon through new tertiary recovery technologies that certify high production without generating excessive economic expenses harmful to companies. Such is the case of the use of steam generators in the background. In the present research study, the simulation of the gravitational segregation process will be analyzed through the use of steam generators in the background with the objective that there be the least possible loss of steam enthalpy during its route to the reservoir; for that, a deep well with heavy crude oil of 13.9 ° API was considered, whose production ranges from approximately 100bbls / day. The steam injection was simulated at different rates seeking to increase its production whose favorable results were obtained by injecting 50 barrels of water at a temperature of 450 ° F (steam). In turn, the graphic comparison was made between the actual production curves of the well versus the production curve after simulation. Considering the results of production, production costs and investment of the survey system, the Net Present Value and the Internal Rate of Return were determined concluding that the project is viable for its execution and could be successful if it were applied in wells with similar conditions.

Key words: Oil, Improved Oil Recovery, Oil Recovery, Simulation, Steam Assisted Gravitational Segregation, Steam Generators.

INTRODUCCIÓN

El presente trabajo de titulación se desarrolla como “Recuperación de Crudo Pesado en Pozos Profundos, mediante, el Método de Segregación Gravitacional Asistida por Vapor utilizando Generadores Eléctricos en el Fondo del Pozo DRRE-04”. La industria de petróleo se divide en múltiples etapas tales como: la exploración, perforación, producción, transporte, industrialización y comercialización del petróleo y sus derivados, por lo que, el tema se enfoca en la producción de hidrocarburos pesados a grandes profundidades aplicando tecnología no utilizada en pozos ecuatorianos.

A medida que disminuye el suministro global de crudo liviano, el petróleo pesado y extrapesado se ha convertido en un tema importante y referente en la industria petrolera, puesto que la extracción del mismo es una interrogante cuando se trata en pozos profundos al momento de aplicar el Método de Segregación Gravitacional Asistida por Vapor (SAGD).

Para la extracción del crudo pesado y extrapesado se estudia métodos eficientes e innovadores para la extracción de la misma. En este caso, se hablará del método de drenaje gravitacional asistido con vapor SAGD, el cuál ha sido implementado en yacimientos con profundidades aproximadas de 5000 ft, logrando obtener resultados exitosos, donde su factor de recobro superó el 50%.

La técnica SAGD consiste en dos pozos horizontales, uno ubicado a pocos pies sobre el otro pozo de estudio y dependiendo de los parámetros del crudo, pero con un valor adicional, implementando generadores de vapor en el fondo, debido a que la inyección de vapor presenta grandes inconvenientes en yacimientos profundos y se evalúan altas pérdidas de energía desde el generador en superficie hasta la cara de la arena productora y no permite alcanzar la temperatura deseada para desplazar el petróleo y ser producido con el método tradicional SAGD.

El crudo pesado y extrapesado se lo puede identificar cuando posee un grado API menor o igual a los 22,3° API. Según UNITAR un crudo Extrapesado tiene una densidad mayor a 0,975 y tiene más de 10000cP.

Se pretende modelar este sistema en un simulador generado por CMG Computer Modelling Group Ltd. que es una empresa de software que produce programas de simulación de yacimientos para la industria de petróleo y gas dando los parámetros necesarios para ver el

comportamiento del yacimiento con el objetivo de recuperar de la mejor manera las reservas de crudo existente en un pozo del Oriente Ecuatoriano.

Esta técnica SAGD con generadores de Vapor en fondo, aún está en desarrollo porque cuando se habla de recobro de petróleo pesado y extrapesado, el generador de vapor se ubica en superficie debido a que los pozos son someros. Sin embargo, en la actualidad, existen pozos que tienen sus remanentes a grandes profundidades, es por eso que, la tecnología avanza y hoy en día, existen opciones viables para la generación de vapor en fondo lo cual se puede realizar con dos clases de generadores: los de tipo eléctrico y los que emplean combustión.

CAPITULO I

1. EL PROBLEMA

1.1. Antecedentes

La mayor parte de recursos de petróleo se obtienen de los hidrocarburos pesados y viscosos, debido, a que son difíciles y costosos de producir y refinar. Mientras más pesado sea el crudo menor es su valor económico.

El proceso de segregación gravitacional asistido por vapor fue introducido por Roger Butler y sus colegas a finales de 1970.

Butler, el padre del SAGD, antes de crear este proceso, trabajaba en un proceso minero de depósitos de potasio en Saskatchewan. El cual, incluía la inyección subterránea de agua fresca, creando una cámara que disolvía el potasio que está alrededor junto con la sal. Asociando la idea con la producción de hidrocarburos, generó la idea de inyectar vapor y crear una cámara de vapor para crear la segregación por gravedad del mismo.

Tras muchos estudios e ideas llego a la creación del método SAGD.

El método de segregación gravitacional se está aplicando en los campos de Canadá incluyendo los campos Christina Lake y Mackay River, en los campos venezolanos entre ellos en la Faja Petrolífera del Orinoco “Hugo Chávez Frías”. La aplicación del método también se lo realizó en los campos mexicanos y gracias al desarrollo de la tecnología es posible lograr que este método cada vez sea más eficiente.

Es por eso que, en Colombia, campos Orientales se desarrollaba la aplicabilidad de esta tecnología con el valor agregado de generadores de vapor en el fondo, simulando datos reales de un yacimiento en la misma locación.

La inyección de vapor desde superficie es eficiente hasta profundidades no mayores de 700 m (aproximadamente 2500 ft), si sobrepasa esas profundidades hay un decremento drástico en la entalpía de Vapor, es decir, tienen a perder calor durante proceso de transporte desde superficie hasta el intervalo productor por lo cual el vapor llega al fondo del pozo por debajo de las condiciones de saturación (en forma de agua caliente). La generación de vapor en el fondo del pozo es una alternativa técnica y resulta económica para inyectar vapor con calidades altas.

El vapor generado en el fondo del pozo es una alternativa innovadora, prometedora y de gran valor al momento de recuperar hidrocarburos del yacimiento. A su vez esta tecnología se puede incorporar dentro de los procesos de recuperación mejorada orientada a la recuperación de hidrocarburos pesados y extrapesados.

1.2. Planteamiento del Problema

La industria petrolera está en la búsqueda de nuevos hallazgos de reservas y a su vez alternativas de métodos de recuperación de crudo que aún existen en los campos maduros del mundo. Ecuador cuenta con campos Orientales, que contienen crudos pesados y extrapesados aproximados a los 14 grados API, por lo cual se ha planteado la necesidad de explotar estos yacimientos que a su vez representan una gran cantidad de reservas, pero han sido ignoradas hasta el siglo XX por su alto grado de viscosidad que dificulta la explotación y transporte a diferencia del crudo liviano.

La recuperación del hidrocarburo pesado se lo ha realizado por la inyección de vapor y es uno de los métodos más tradicionales para la extracción de este tipo de crudo, pero a su vez tiene limitaciones, es decir, sólo puede ser aplicado para yacimientos someros, más no para yacimientos profundos debido a que a grandes profundidades existirían considerables pérdidas de presión durante el flujo de vapor desde el generador hasta la formación de interés, por lo que, si se inyecta vapor en yacimientos profundos, únicamente, a esa zona llegaría agua caliente.

Es por eso que, en el desarrollo de este proyecto de investigación se trata de innovar y buscar métodos que mejoren la recuperación del crudo pesado y extrapesado que se encuentran en pozos profundos, mediante, el método de segregación gravitacional asistida por vapor y con un valor agregado de generadores de combustión en el fondo del pozo, que asemejaría los problemas que cuentan los Campos del Oriente Ecuatoriano dando un plus a la industria petrolera.

1.3. Objetivos de la investigación

1.3.1 Objetivo General

Establecer criterios para la recuperación de crudo pesado en pozos profundos, mediante, el método de segregación gravitacional asistida por vapor utilizando generadores eléctricos en el fondo del pozo DRRE-04 ubicado en el oriente ecuatoriano, para exista un desplazamiento eficiente del crudo desde fondo a superficie.

1.3.2. Objetivo Específicos

- ✓ Definir los diferentes métodos o técnicas de recuperación de crudo a superficie.
- ✓ Evaluar la factibilidad técnica y económica del método de recuperación de petróleo pesado propuesto SAGD.
- ✓ Desarrollar el modelo propuesto en un simulador numérico de yacimiento CMG, para ver el comportamiento que causa la generación de vapor en el fondo del pozo.
- ✓ Desarrollar la técnica propuesta al pozo DRRE-04 ubicado en campo del Oriente Ecuatoriano.

1.4. Justificación de la investigación.

La demanda en la extracción de crudo liviano en años anteriores y la gran cantidad de reservas de crudos pesados y extrapesados existentes a nivel mundial, han llevado a la búsqueda de nuevas tecnologías para la recuperación de este hidrocarburo, entre los métodos utilizados se ha aplicado la inyección de vapor, que es el método tradicional cuando se trata de recuperar el hidrocarburo antes mencionado, pero este método tiene sus limitaciones en pozos someros, es decir, no es muy factible en pozos con profundidades que sobrepasen los 3000 ft ya que si se considera pozos a mayores profundidades la inyección de vapor no es tan eficiente porque habría pérdidas en la entalpía de vapor desde superficie hasta la formación objetiva, es decir, el vapor llegaría en forma de agua caliente.

Ecuador, a su vez, también, cuenta con hidrocarburos pesados y extrapesados con 14 grados API aproximados en el Oriente Ecuatoriano a profundidades que superan los 5000 ft, pero no se ha propuesto antes un método de segregación gravitacional asistida por Vapor porque sus campos no aplicarían a esta tecnología por sus limitaciones de la misma, es por eso, el estudio que se realizará en este proyecto, dando un valor agregado al SAGD, que es la implementación de generadores de vapor en el fondo para que no haya esas pérdidas en la entalpía de calor, como las que hay en un sistema de inyección tradicional de vapor durante su recorrido a la formación que se desea estimular, con el fin de reducir la viscosidad del hidrocarburo para que exista ese desplazamiento de la formación hacia la superficie.

Durante el desarrollo del proyecto de estudio y su aplicabilidad, Ecuador serían beneficiados, directamente, porque sus yacimientos del Oriente cuentan con características similares a los campos donde se ha desarrollado antes este estudio, a su vez ayudaría a resolver las

interrogantes que se presentan cuando se hablan de hidrocarburos pesados y extrapesados en pozos profundos.

Como valor agregado a esta investigación se trabajará en un programa de simulación de yacimiento proporcionado por la empresa CMG, que cuentan con herramientas para simular campos dando los datos necesarios para observar el comportamiento del yacimiento a estudiar.

1.5. Alcance de la investigación.

Para lograr el alcance del proyecto “Recuperación del crudo pesado en pozos profundo mediante el método de segregación gravitacional asistida por vapor utilizando generadores eléctricos” es necesario, tener una base de datos tanto de la investigación como la del yacimiento que permita la realización del objetivo planteado, por su parte el buen entendimiento del tema propuesto abarcaría en su futuro a ser aplicado a nuevos pozos.

Para aquello se analizará la data del yacimiento propuesto tales como locación del yacimiento, historiales de producción, historiales del pozo, intervalos cañoneados entre otros datos necesario para la realización del mismo simulando esta data en un programa que nos permita ver el comportamiento del yacimiento y su posible factor de recobro.

1.6. Hipótesis del trabajo

Uno de los mayores inconvenientes en la producción de hidrocarburos, es la extracción del crudo pesado y extrapesado en yacimientos profundos debido a que la inyección de vapor a estas profundidades no es tan eficiente por las pérdidas en la entalpía del vapor desde superficie hasta llegar al target.

Mediante, los estudios realizados y empleados a nivel mundial para tratar estos casos se pretende brindar ideas innovadoras, técnicas y económicas que cubran la expectativa para recuperar el crudo pesado como extrapesado en yacimientos profundos, a su vez, poder aplicar en yacimientos que cuenten con característica similares en los campos ecuatorianos con el fin de mejorar la producción del pozo y tener una mayor rentabilidad económica.

1.7. Variables

1.7.1. Variable Dependiente

- ✓ Recuperación de crudo pesado en Pozos Profundos, mediante, el método de Segregación Gravitacional Asistida por Vapor utilizando generadores de vapor en el fondo del pozo.

1.7.2. Variable Independiente

- ✓ Mediante, la aplicación de esta tecnología se creará una cámara de vapor *in situ*, con el fin de reducir la viscosidad del crudo para que exista el desplazamiento apropiado sin que exista la pérdida de vapor durante su inyección como suele ser durante los métodos tradicionales.

1.8. Metodología de la investigación

El presente proyecto tiene un nivel de investigación aplicada, debido a que se requiere mejorar la producción de hidrocarburos pesados y extrapesados 14 grados API aproximados en un yacimiento, utilizando tecnologías nuevas y económicas para la recuperación del mismo, implementando generadores de vapor *in situ*, en el método de segregación gravitacional asistida por vapor con el objetivo de reducir viscosidad y mejorar la movilidad del crudo, en la que métodos tradicionales no suelen ser aplicados cuando se trata de pozos profundos.

Se necesitará recolectar la mayor información confiable con respecto al estudio de yacimientos profundos y sus métodos de recobro en base a investigaciones, revistas, papers, libros, tesis entre otros documentos que avalan los trabajos realizados a nivel mundial, es necesario, tomar data de los pozos y yacimientos en los que ya se utilizaron este método y poder correlacionarlos y compararlos con los campos ecuatorianos para su futura aplicación en la misma, para finalmente, poder simularlo en un programa de yacimientos donde se pueda ver el comportamiento de producción que se obtendría a futuro.

Para la realización del proyecto, se debe tomar en cuenta el factor económico y el tiempo que tomaría realizarlo, su posible producción y tiempo del mismo debido a que la industria petrolera busca generar mayores ingresos económicos con la producción de su hidrocarburo con el menor costo posible y con su tiempo de vida de producción del pozo.

CAPÍTULO II

2. MARCO TEÓRICO

La recuperación de crudo de un pozo a superficie se da por tres etapas, la primera etapa se denomina recuperación primaria en donde el petróleo fluye a superficie en base a la energía natural del pozo, tales como: el drenaje por gas, drenaje por agua o drenaje gravitacional. A medida que la energía natural del pozo disminuye debido a su producción durante días, meses o años existe un diferencial de presión por lo que, es necesario, incrementarla y mantenerla para aumentar su producción, mediante, un sistema de levantamiento artificial denominándose a este proceso recuperación secundaria.

La tercera y última etapa de la recuperación de crudo se denomina recuperación terciaria o recuperación mejorada EOR (Enhanced Oil Recovery), que son técnicas aplicadas a las propiedades originales del petróleo, su objetivo no consiste, solamente, en restaurar la presión, sino, también mejorar el desplazamiento del petróleo o flujo de fluidos en el yacimiento. Entre las técnicas más aplicadas en la recuperación mejorada existen los métodos térmicos, métodos químicos e inyección de gas.

El petróleo se puede clasificar en: Liviano, mediano, pesado y extrapesado, por lo que, sus mayores reservas se los encuentra en los crudos pesados y extrapesados. Estos crudos tienen valores costosos de producir y refinar. A diferencia del crudo liviano, que por sus características representan un valor rentable para la industria al momento de producir.

El petróleo extrapesado y pesado se ha convertido en un tema muy importante para las industrias petroleras y para sus países que cuentan con este recurso, buscan incrementar su producción aplicando y comprobando nuevas tecnologías para no dejar este recurso en el sub suelo.

2.1. Recuperación Mejorada de Crudo.

La recuperación mejorada de petróleo usa técnicas precisas que alteran, directamente, las propiedades del crudo. La recuperación terciaria o mejorada se da después de la recuperación secundaria, las técnicas utilizadas durante la recuperación terciarias pueden darse en cualquier momento de la vida productiva del yacimiento, pues no consta de un parámetro del tiempo para poder aplicarla.

El fin de aplicar la recuperación terciaria es solamente, restaurar la presión de la formación sino también alterar las propiedades del crudo como reducir su viscosidad y densidad para que exista un mejor desplazamiento desde fondo a superficie.

Existen tres principales métodos de recuperación mejorada de petróleo, la inyección química (inundación alcalina o inundación con polímeros micelares), Métodos miscibles (inyección de Dióxido de carbono CO₂ o inyección de hidrocarburos) y la aplicación de métodos térmicos (Inyección de vapor o combustión en sitio). Para aplicar cada uno de estos métodos, en algún yacimiento va a depender de múltiples parámetros que contiene la formación, tales como: Temperatura, presión, profundidad, zona productora, permeabilidad, porosidad, saturaciones de petróleo residual y agua, y las propiedades del fluido del yacimiento, entre ellas: gravedad API y Viscosidad (Oilfield Glossary, Schulmerger).

2.1.1. Métodos Químicos

La inyección de químicos a la formación de un pozo ha sido desarrollada y estudiada en las últimas décadas teniendo avances importantes en la industria petrolera. La aplicación de inyección de químicos tiene como objetivo incrementar la producción de petróleo, mediante, la disminución de la tensión interfacial entre el fluido desplazante y desplazado.

2.1.1.1. Inyección de polímeros

Según Andrade y Cruz (2015), mencionan que la inyección de polímeros es uno de los métodos más utilizados en la recuperación mejorada debido a su simplicidad del mismo, por lo que, tiene un éxito económico rentable para las industrias petroleras.

2.1.1.1.1. Características principales de los polímeros

a) Definiciones de polímeros

Son moléculas grandes formadas por unidades pequeñas que se repiten denominados Monómeros, estas unidades se encuentran unidas mediante enlaces covalentes con un peso molecular alto (10 000 o mayor). En la Figura 1 se muestra las moléculas de polímeros.



Figura 1. Polímeros tipo Bloque y Tipo Injerto

Fuente: Simulación Computacional de procesos de ASP, Universidad de Zulia.

Editado: Stalin Orrala Rodríguez

b) Clasificación de los Polímeros.

✓ Polímeros Naturales o Biopolímeros

Son aquellos que se encuentran en la naturaleza, tales como: goma de xantano, goma de guar y el almidón, son susceptibles a la biodegradación por lo que se agregan productos químicos para protegerlas contra el ataque de bacterias y el uso en el yacimiento.

✓ Polímeros semisintéticos

Son aquellos que se obtienen por tratamientos químicos de los biopolímeros, tales como: la carboximetilcelulosa CMC, el hidroxipropil almidón y el lignosulfonato.

✓ Polímeros sintéticos

También, denominados polímeros artificiales, son aquellos que son obtenidos en laboratorios tales como los poliacrilatos, las poliacrilamidas y las polialfaolefinas.

2.1.1.1.2. Propiedades de los polímeros.

Los polímeros utilizados en la recuperación mejorada de crudo son los polímeros naturales y los semisintéticos debido a que son solubles en agua e insolubles en petróleo o alcohol, de alto peso molecular por lo que aumenta la viscosidad del agua y las concentraciones varían entre 250 y 2000 mg/L de polímeros disueltos en agua. Para que se diluya la concentración de polímeros va a depender del contenido mineral del agua del reservorio. Mientras el polímero en solución se mueve a través del medio poroso, sus moléculas interactúan con la superficie sólida del poro y la matriz.

Con la inyección de polímeros, se forma un banco de petróleo, que se empuja como en la inyección de agua convencional. Este proceso puede ser simple, pero es necesario, tener cuidado con la selección del polímero y su concentración. En la Figura 2 se muestra el proceso de inyección de polímero.

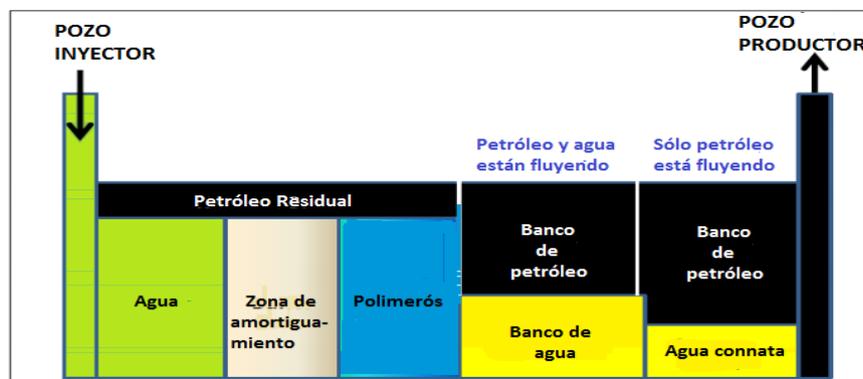


Figura 2. Inyección de polímeros como proceso de recuperación mejorada.

Fuente: Principals of Enhanced Oil Recovery, Dr. Tarek Ahmed, (2011).

Editado: Stalin Orrala Rodríguez.

2.1.1.1.3. Parámetros o Criterios Técnicos

Se deben considerar los siguientes aspectos importantes al momento de aplicar inyección de polímeros como método de recuperación mejorada, ver Tabla 1.

CRITERIOS TÉCNICOS DE LA INYECCIÓN DE POLÍMEROS					
PETRÓLEO			RESERVORIO		
Gravedad	API	>25	Saturación de petróleo	% VP	>10
			Formación	Areniscas, pero no aplicable a carbonatos	
			Permeabilidad	Md	>20
Viscosidad	Cp	<150	Profundidad	Ft	<9000
			Temperatura	°F	<200
			Presión del Reservorio	No crítica	
Composición	Crítica		Empuje de Agua	No o débil	
			Espesor neto	No crítica	

Tabla 1. Parámetros o Criterios técnicos de la Inyección de la Inyección de Polímeros.

Fuente: Integrated Petroleum Reservoir Management, Satter Abdus y Thakur Ganesh, (2004), EEUU

Elaborado: Luis Herrera Silva

Al momento que se inyectan polímeros mejora el barrido vertical, debido a que tiende a aumentar la resistencia al flujo de agua en los estratos que no están barridos. Estos actúan también como agentes desplazantes para controlar la movilidad.

2.1.1.2. Inyección de Surfactantes

La inyección de surfactantes aplicado después de procesos de recuperación por inyección de agua y ha resultado ser uno de los mejores y más costosos métodos de inyección de químicos a nivel de campo.

Según Andrade y Cruz (2015), mencionan que las moléculas de los surfactantes se acumulan en la interface del fluido desplazante y el fluido desplazado, la interacción de estas moléculas permiten que la tensión interfacial se reduzca, consiguiendo la eliminación de las fuerzas capilares y exista el desplazamiento del petróleo en el medio poroso.

Los surfactantes más utilizados son sulfanatos de petróleo o sintéticos, los cuales son empleados en un amplio intervalo de temperaturas y salinidades bajas.

2.1.1.2.1. Parámetros o criterios técnicos

Para la aplicación de surfactantes como recuperación mejorada de crudo se deben considerar los siguientes aspectos técnico, ver Tabla 2:

CRITERIOS TÉCNICOS DE LA INYECCIÓN DE SURFACTANTES					
PETRÓLEO			RESERVORIO		
Gravedad	API	>25	Saturación de petróleo	% VP	>30
			Formación	Areniscas	
			Permeabilidad	Md	>20
Viscosidad	cp	<30	Profundidad	Ft	<8000
			Temperatura	°F	<175
			Presión del Reservorio	No crítica	
Composición	Intermedia		Empuje de Agua	No o débil	
			Espesor neto	Ft	>10

Tabla 2. Parámetros o criterios técnicos de inyección de surfactantes.

Fuente: Integrated Petroleum Reservoir Management, Satter Abdus y Thakur Ganesh, (2004), EEUU

Elaborado: Luis Herrera Silva

Para que la movilidad sea controlada, el tapón de surfactante se empuja con una determinada solución de polímeros, se utiliza varios aditivos (amonio, carbonato de sodio, trifosfato de sodio) junto al surfactante para protegerlo contra las sales minerales del agua de formación y captura de los cationes divalentes. En la Figura 3 se muestra el proceso de inyección de surfactantes.

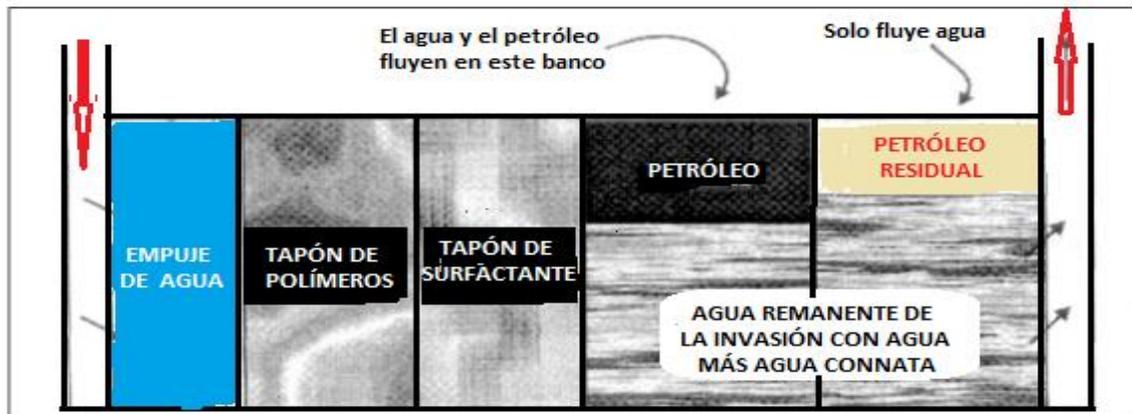


Figura 3. Inyección de surfactantes como proceso de EOR.

Fuente: Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos, Magdalena Paris de Ferrer, (2001), Venezuela.

Editado: Stalin Orrala Rodríguez

2.1.1.3. Inyección de Alcalis

Este método consiste en la inyección de soluciones cáusticas o alcalinas en la formación. Estos reactivos químicos reaccionan con los ácidos orgánicos presentes en los crudos, produciendo sustancias jabonosas (surfactantes) en la interfase petróleo-agua para desplazar y producir petróleo. En la Figura 4 se muestra el proceso de inyección de Alcalis.

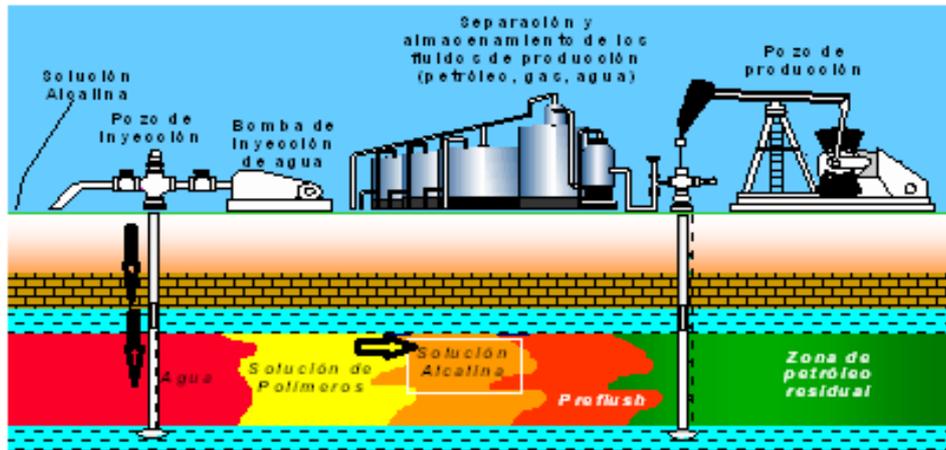


Figura 4. Esquema del proceso de Inyección de soluciones alcalinas.

Fuente: PDVSA-CIED, 1998.

Editado: Stalin Orrala Rodríguez.

2.1.1.3.1. Parámetros o criterios técnicos

Para la aplicación de Inyección de Álcalis como método de Recuperación Mejorada de petróleo se deben considerar los siguientes aspectos técnico, ver Tabla 3:

CRITERIOS TÉCNICOS DE LA INYECCIÓN DE ÁLCALIS				
PETRÓLEO			RESERVORIO	
Gravedad	API	13-35	Saturación de petróleo	Sobre la inyección de agua
			Formación	Areniscas
			Permeabilidad	Md >20
Viscosidad	Cp	<200	Profundidad	Ft <9000
			Temperatura	°F <200
			Presión del Reservoirio	No crítica
Composición	Requiere de ácidos orgánicos		Empuje de Agua	No o débil
			Espesor neto	No crítica

Tabla 3. Parámetros o criterios Técnicos de la inyección de Álcalis.

Fuente: Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos, Magdalena Paris de Ferrer, (2001), Venezuela.

Elaborado: Luis Herrera Silva

2.1.1.4. Inyección de Álcalis - Surfactantes – Polímeros ASP

La inyección de Álcalis – Surfactantes – Polímeros, también conocido como método de Inyección ASP produce un efecto positivo en el pozo. Se prefiere inyectar una mezcla de álcalis y surfactantes seguido por la inyección de tapones de polímeros, combinando de esta manera los tres métodos químicos ASP con el fin de incrementar la recuperación de crudo.

En la Figura 5 se muestra el proceso de inyección de Álcalis – Surfactantes – Polímeros (ASP).

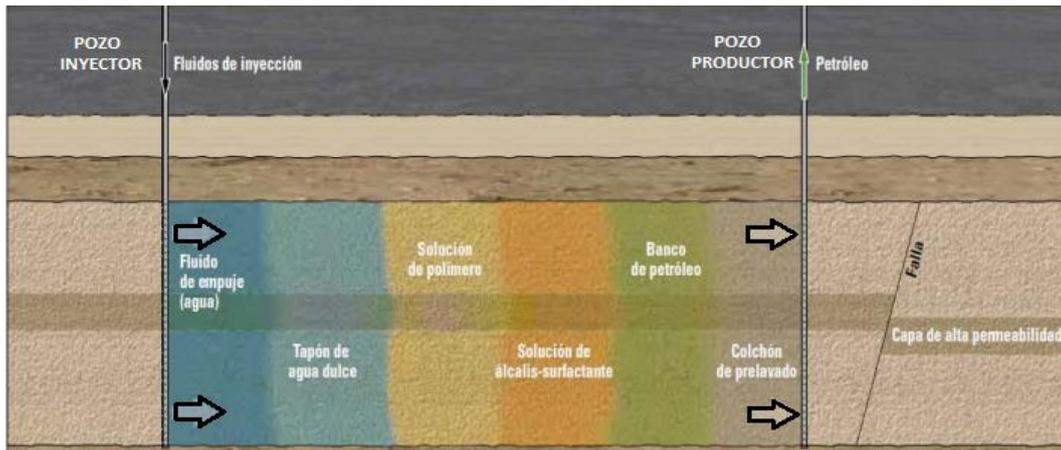


Figura 5. Inyección de Álcalis – Surfactantes – Polímeros (ASP).

Fuente: Llegó el momento de la tecnología EOR, Schlumberger. OilField Review, (2011).

Editado: Stalin Orrala Rodríguez.

Mediante, la interacción de un surfactante y álcali se puede lograr disminuir la tensión interfacial entre las fases agua-petróleo, con ello, se logra un mejor desplazamiento del crudo hacia los pozos productores. A su vez, con el polímero se puede controlar la movilidad, logrando la aumentar la producción debido a la reducción de la saturación residual (Canache, 2006).

Según Andrade y Cruz (2015), este método puede ser aplicado después de un proceso de inyección de agua. Su principal objetivo es disminuir la tensión interfacial entre el agua y el petróleo e incrementar la viscosidad del agua para mejorar el radio de movilidad entre las fases, disminuye la saturación residual de petróleo y aumentar la producción.

2.1.1.4.1. Parámetros o criterios técnicos

Para la aplicación Inyección de Álcalis–Surfactantes–Polímeros (ASP), como método de recuperación mejorada de crudo se deben considerar los siguientes criterios, ver Tabla 4:

CRITERIOS TÉCNICOS DE LA INYECCIÓN DE ASP					
PETRÓLEO			RESERVORIO		
Gravedad	API	20-35	Saturación de petróleo	% VP	>35
			Formación	Areniscas	
			Permeabilidad	Md	>50
Viscosidad	Cp	<35	Profundidad	Ft	<9000
			Temperatura	°F	80 – 200
			Presión del Reservorio	No crítica	
Composición	Algo de ácidos orgánicos		Empuje de Agua	No crítica	
			Espesor neto	No crítico	

Tabla 4. Parámetros o criterios Técnicos de la inyección de ASP.

Fuente: Principal of Enhanced Oil Recovery, Dr. Tarek Ahmed, (2011).

Elaborado: Luis Herrera Silva

2.1.2. Métodos Miscibles

Este método consiste en inyectar gas de un pozo inyector a un pozo productor con el fin de desplazar gran cantidad de petróleo a superficie. La aplicación de la inyección de gas se ha aplicado durante varias décadas, principalmente, en Norteamérica y Canadá, en reservorios condensados, formaciones carbonatadas y crudos livianos y es una de las opciones más viables de Recuperación mejorada para formaciones con permeabilidades bajas (Alvarado y Manrique, 2010).

El principio de la inyección de gas, consiste, en reducir la tensión interfacial entre los fluidos y eliminar los efectos de fuerzas capilares. Los gases miscibles en la inyección, pueden ser: propano, metano, metano enriquecido con hidrocarburos ligeros, nitrógeno, gases de combustión, dióxido de carbono y gases licuados de petróleo (GLP), pero el GLP no es rentable porque es el gas de uso doméstico y comercial.

2.1.2.1. Inyección de CO₂

El dióxido de Carbono CO₂, como método de recuperación mejorada ha sido implementado durante varias décadas. Datos en laboratorios y en campos han mostrado resultados favorables al momento de recuperar hidrocarburo llegando a obtener incrementos de recobros tan altos como 22 por ciento del Petróleo Original *in situ* (POES). (Brock y Bryan, 1989).

La inyección de CO₂, se da de dos formas, la primera consiste en inyectar dióxido de carbono en la periferia de un campo donde su producción ha ido decayendo por medios de recobros primarios. Tiene como objetivo barrer el CO₂ junto con el petróleo hacia los pozos productores. En este proceso el agua es inyectada de forma alternada con el CO₂ (Gas alternado con WAG) para evitar problemas que suceden con la inyección continua de vapor.

Por su parte, existe, también, el método de inyección de CO₂ denominado “Huff & Puff”, que consiste en inyectar dióxido de carbono dentro del pozo y cerrarlo por dos o cuatro semanas. Transcurrido este tiempo el pozo es abierto, para producir petróleo en conjunto con el CO₂. Este proceso es repetido dos a tres veces, existiendo una declinación de recobro de petróleo hasta que la inyección de CO₂ no sea económicamente viable.

Andrade y Cruz, (2015), indican que el incremento del factor de recobro, se da, al aplicar la inyección de CO₂, mediante, la reducción de la saturación residual del petróleo (S_{OR}). En la Figura 6 se muestra el proceso de inyección de dióxido de Carbono CO₂.



Figura 6. Inyección de dióxido de Carbono (CO₂).

Fuente: Helm, L., Josendal, V., "Mechanisms of Oil Displacement by Carbon Dioxide". (1974).
Editado: Stalin Orrala Rodríguez.

2.1.2.1.1. Parámetros o criterios técnicos

Durante la inyección de Dióxido de carbono como método de recuperación terciaria o mejorada, se deben considerar aspectos técnicos e importantes, ver Tabla 5.

CRITERIOS TÉCNICOS PARA LA INYECCIÓN DE DIÓXIDO DE CARBONO					
PETRÓLEO			RESERVORIO		
Gravedad	API	>30	Saturación de petróleo	%VP	>30
			Formación	Areniscas y carbonatos con pocas fracturas	
			Permeabilidad	No Crítica	
Viscosidad	Cp	<10	Profundidad	Ft	>2000
			Temperatura	No crítica	
			Presión del Reservoirio	PSI	>1200<4500
			Empuje de Agua	No o débil	
Composición	Alto porcentaje de hidrocarburos livianos (C5 - C12)		Espesor neto	Delgada	

Tabla 5. Parámetros o criterios de la Inyección de CO₂.

Fuente: Integrated Petroleum Reservoir Management, Satter Abdus y Thakur Ganesh, (2004),
EEUU
Elaborado: Luis Herrera Silva

Generalmente, se inyecta CO₂ mezclado con agua para mejorar la relación de movilidad entre sus fases (la fase mojante y la fase no mojante), se puede considerar a esta técnica como una modificación a la inyección de agua.

2.1.2.2. Inyección de N₂.

La inyección de N₂ ha sido un proceso exitoso en yacimientos profundos, con altas presiones y con crudo liviano. Con la inyección continua de N₂, se logra desplazar el frente miscible a lo largo del yacimiento, logrando mover el banco de petróleo hacia los pozos productores. La inyección de N₂ también puede alternarse con la inyección de agua para incrementar la eficiencia del frente de barrido y exista una mayor producción (Figura 7).



Figura 7. Proceso de Inyección de Nitrógeno (N₂).

Fuente: <http://www.ingenieriadepetroleo.com/inyeccion-de-nitrogeno-en-yacimientos/>
 Editado: Stalin Orrala Rodríguez.

Los tipos de reservorios donde se pueden aplicar la inyección de N₂ son: Reservorios de Capa de Gas y reservorios con Segregación Gravitacional. Al entrar en contacto los fluidos del reservorio con el N₂, desarrollan cambios significativos en sus propiedades, tales como: el factor de volumen de formación y la relación gas petróleo decrecen, la densidad y viscosidad del petróleo aumentan.

Andrade y Cruz (2015), expresa que este método consiste en inyectar N₂ a través del tubing a altas presiones. El nitrógeno se inyecta, directamente, en la zona de la capa de gas con la finalidad de elevar la presión del reservorio por encima del punto de burbuja del yacimiento.

2.1.2.2.1. Parámetros o criterios técnicos

Para la inyección de Nitrógeno N₂ como método de recuperación mejorada, se deben considerar los siguientes aspectos técnicos, ver Tabla 6.

CRITERIOS TÉCNICOS PARA LA INYECCIÓN DE NITRÓGENO					
PETRÓLEO			RESERVORIO		
Gravedad	API	>35	Saturación de petróleo	%VP	>30
			Formación	Areniscas y carbonatos con pocas fracturas	
			Permeabilidad	No Crítica	
Viscosidad	Cp	<10	Profundidad	Ft	>4500
			Temperatura	No crítica	
			Presión del Reservorio	Alta para crear miscibilidad	
Composición	Alto porcentaje de hidrocarburos livianos (C1–C7)		Empuje de Agua	No o débil	
			Espesor neto	Relativamente Delgada	

Tabla 6. Parámetros o criterios de la Inyección de Nitrógeno (N₂).

Fuente: Integrated Petroleum Reservoir Management, Satter Abdus y Thakur Ganesh, (2004), EEUU.

Elaborado: Luis Herrera Silva

2.1.2.3. Inyección de Solventes

Se llama solventes a la mayoría de los fluidos que son miscibles con el petróleo, de manera parcial. La inyección de solventes fue uno de los primeros métodos utilizados en la industria petrolera para extraer petróleo y consiste en la inyección de pequeños tapones de Gas Licuado de Petróleo (GLP) desplazados por medio de un tapón de gas seco (Figura 8). A medida que transcurrían los años, dejó de ser económicamente viable, debido al aumento de precio de los solventes (Paris de Ferrer, 2001).

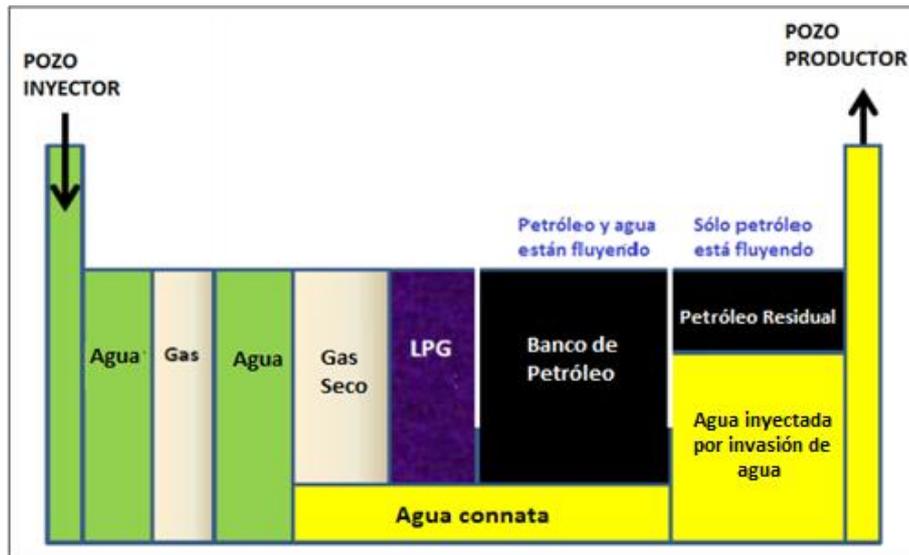


Figura 8. Inyección de Solventes.

Fuente: Principals of Enhanced Oil Recovery, Dr. Tarek Ahmed, (2011).
Editado: Stalin Orrala Rodríguez.

Este mecanismo cumple funciones importantes como son la recuperación de petróleo, disolución, disminución de la viscosidad, incremento del petróleo y el empuje por gas en solución, siendo el principal la extracción. Entre los fluidos más utilizados en la operación se encuentran: alcoholes orgánicos, cetonas, hidrocarburos refinados, gas condensado del petróleo (LPG), gas natural y gas licuado (LNG), dióxido de carbono, aire, nitrógeno, gases de combustión y otros.

2.1.2.3.1. Parámetros o criterios técnicos

Para que la inyección de solventes tenga éxito en la recuperación mejorada, se deben considerar aspectos técnicos e importantes, ver Tabla 7.

CRITERIOS TÉCNICOS PARA LA INYECCIÓN DE DIÓXIDO DE SOLVENTES					
PETRÓLEO			RESERVORIO		
Gravedad	API	>23	Saturación de petróleo	%VP	>25
			Formación	Areniscas con un mínimo de fracturas y alta permeabilidad.	
			Permeabilidad	No Crítica si es uniforme	
Viscosidad	Cp	<10	Profundidad	ft	>4000
			Temperatura	°F	<250 (en yacimientos profundos se debe contar con altas presiones para el empuje de gas)
			Presión del Reservoirio	Presión mínima de Miscibilidad (PMM)	
Composición	Alto porcentaje de hidrocarburos livianos		Empuje de Agua	No crítica	
			Espesor neto	Relativamente delgada al menos que tenga un buen buzamiento.	

Tabla 7. Parámetros o criterios de la Inyección de CO₂.

Fuente: Integrated Petroleum Reservoir Management, Satter Abdus y Thakur Ganesh, (2004), EEUU

Elaborado: Luis Herrera Silva

2.1.2.4. Inyección de Gas Condensante y Vaporizante.

La comunidad Petrolera (2008), manifiesta que el método de inyección de gas condensante es denominado también inyección con gas enriquecido. Consiste en inyectar un tapón de metano enriquecido con presencia de etano, propano o butano y su desplazamiento lo realiza mediante gas pobre o agua (Figura 9).

Paris, M. (2011), expresa que este proceso puede desplazar todo el petróleo residual en contacto. Los costos del gas son, relativamente altos, y la presencia de canalización lleva a la desaparición del tapón. En la formación existe una zona rica en C₂ y C₄ miscible al petróleo, debido a que los gases del gas condensante son adsorbidos. Para trabajar con este gas debe lograrse una presión en el rango de 1450 a 2800 Psi.



Figura 9. Proceso de Inyección de Gas Condensante.

Fuente: Inyección de agua y gas de yacimientos petrolíferos, Magdalena Paris de Ferrer, (2001), Venezuela.

Editado: Stalin Orrala Rodríguez.

La inyección de gas Vaporizante consiste en la inyección continua de gas pobre como el metano o etano a presiones por encima de 2900 Psi para formar una zona de miscibilidad (Figura 10). Esta zona de miscibilidad se alcanza en un punto más alejado al punto de inyección, aproximadamente, a unos 100 pies antes que el gas haya vaporizado suficiente a fracciones de C2 al C6 para ser miscible.

La inyección de gas Vaporizante es, económicamente viable, en comparación con la inyección de gas condensante.

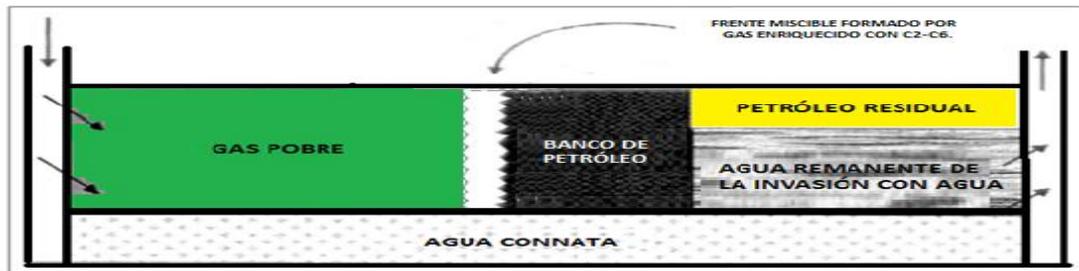


Figura 10. Proceso de Inyección de Gas Vaporizante.

Fuente: Inyección de agua y gas de yacimientos petrolíferos, Magdalena Paris de Ferrer, (2001), Venezuela.

Editado: Stalin Orrala Rodríguez

2.1.2.5. Inyección alternada de Agua y Gas.

La técnica de inyección alternada de agua y gas es, también, conocida como proceso WAG por sus siglas en inglés Water Alternating Gas. El proceso WAG consiste en inyectar baches alternados y sucesivos de gas y agua al yacimiento con el objetivo de lograr un mejor barrido del petróleo en la zona de interés mejorando su factor de recobro. La inyección alternada de Agua y Gas se presenta en la Figura 11.

Robinson y Muñoz (2007), recalcan que, con este método, se pueden combinar las ventajas sobre el desplazamiento de petróleo que ofrecen el agua (alta eficiencia macroscópica) y el gas (alta eficiencia microscópica) y se complementan las desventajas de uno y otra (baja eficiencia microscópica para el agua y baja eficiencia macroscópica en el caso del gas). Esto debe verse reflejado en un aumento del factor de recobro.

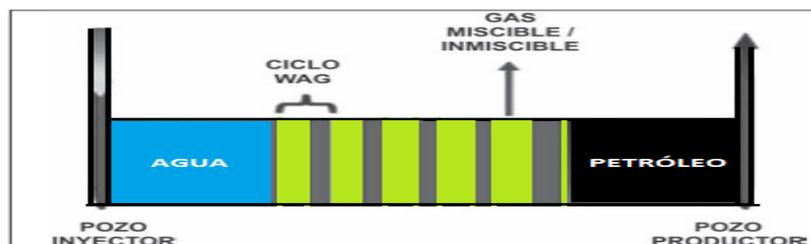


Figura 11. Proceso de Inyección Alterna de Agua y Gas.

Fuente: Inyección alternada de agua y gas (WAG), Revista Fuentes.

Editado: Stalin Orrala Rodríguez.

2.1.2.5.1. Factores que afectan la inyección de WAG.

A su vez Robinson *et al.* (2007), detallan los principales factores que afectan el proceso de inyección WAG:

- ✓ La heterogeneidad del yacimiento.
- ✓ La mojabilidad del medio poroso.
- ✓ Propiedades de los fluidos inyectados y de formación.
- ✓ Condiciones de miscibilidad.
- ✓ Parámetros WAG como frecuencia de los ciclos, tamaño de los baches, relación agua / gas, tasa de inyección.

2.1.3. Métodos térmicos

La recuperación mejorada de petróleo, mediante, la aplicación térmica consiste en inyectar calor dentro del reservorio con el objetivo de aumentar la temperatura del yacimiento y reducir la viscosidad del petróleo permitiendo que el petróleo se desplace hacia los pozos productores. Estos tratamientos son utilizados para yacimientos con crudos que presentan viscosidades altas (pesados y extrapesados).

Los procesos térmicos de extracción se clasifican en dos tipos:

- ✓ Procesos que requiere la inyección de un fluido caliente denominado Desplazamientos Térmicos.
- ✓ Procesos en donde se puede generar calor en el propio yacimiento denominado Tratamientos de estimulación térmica o Procesos *in situ*.

a. Desplazamientos Térmicos

Los fluidos calientes se inyectan por medio de una cierta cantidad de pozos inyectoros con el fin de desplazar el crudo. La presión que se inyecta hace que aumenten las fuerzas impelentes en el yacimiento aumentando el flujo de crudo. Este proceso permite reducir la resistencia al flujo y además añade una fuerza que aumenta las tasas de flujo (Alvarado y Banzér, 2002).

b. Tratamientos de estimulación térmica

Consiste en generar calor en el fondo del pozo. La finalidad de este método es reducir las viscosidades de petróleo mejorando su frente de barrido para que pueda ser desplazado hacia los pozos productores. Es aplicable a pozos con grandes profundidades para que no exista pérdidas en la entalpía de calor de superficie a fondo.

2.1.3.1. Inyección de agua caliente

La inyección de agua caliente es un proceso térmico de desplazamiento sencillo y convincente. Consiste en desplazar el petróleo, inmisciblemente, al inyectar agua caliente y agua fría. Parte de su contenido calorífico es transferido a la roca matriz, fluidos interfaciales y a las formaciones adyacentes no productivas. La inyección de agua caliente se presenta en la Figura 12.

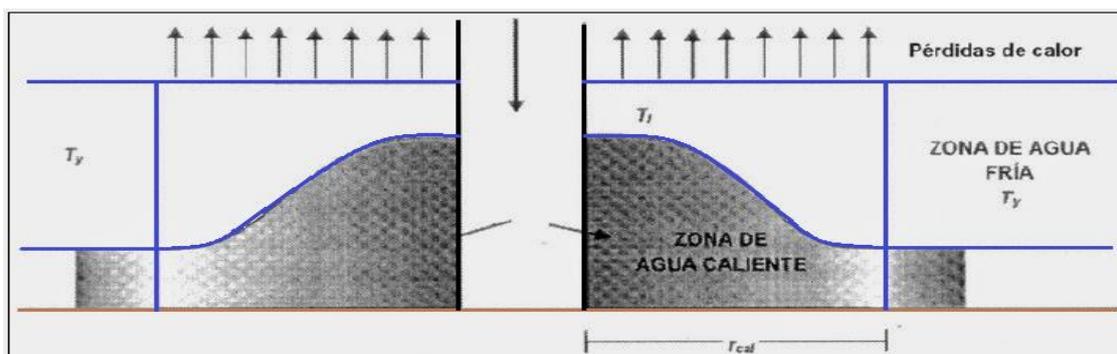


Figura 12. Proceso de Inyección de Agua Caliente.

Fuente: Inyección de agua caliente, Ingeniería Petrolera. Publicado por: Vera Callao Raysha, (2014).

Editado: Stalin Orrala Rodríguez.

Andrade y Cruz (2015), indican que este método es aplicable a yacimientos con crudos viscosos, su interacción al contacto con la inyección de agua caliente permite reducir su viscosidad haciendo que el crudo se vuelva menos denso y pueda ser desplazado hacia los pozos productores. Esta técnica se requiere de altas presiones.

2.1.3.1.1. Parámetros o criterios técnicos

Para la inyección de agua caliente como método de recuperación mejorada, se deben considerar los siguientes aspectos técnicos, ver Tabla 8.

CRITERIOS TÉCNICOS PARA LA INYECCIÓN DE AGUA CALIENTE					
PETRÓLEO			RESERVORIO		
Gravedad	API	12-25	Saturación de petróleo	%VP	15-85
			Formación	Areniscas	
			Permeabilidad	900-6000	
Viscosidad	Cp	170-8000	Profundidad	Ft	500-2950
			Temperatura	°F	75-135
			Presión del Reservorio	Altas	

Tabla 8. Parámetros o criterios de la Inyección de Agua Caliente.

Fuente: Mortis (2004); Taber *et al.*: Anonymous (1998, 2000, 2002, 2006); Kottungal (2008); Awan *et al.*, (2006); Cadeline *et al.* (1980); Demin *et al.* (1999)

Elaborado: Luis Herrera Silva

2.1.3.2. Inyección Continua de Vapor

Este mecanismo consiste en inyectar vapor de forma continua a través de varios pozos inyectoros para desplazar petróleo y producirlo, formándose una zona de vapor que avanza a una tasa de producción decreciente.

En este método de inyección existen pérdidas de calor, por lo que, se debe reducir el volumen de inyección hasta un valor conveniente. Después de terminada la inyección de vapor, se introduce agua caliente o fría mientras que los pozos productores se mantienen abiertos. En la Figura 13 se presenta la inyección continua de vapor.



Figura 13 Proceso de Inyección continua de vapor.

Fuente: Inyección continua de vapor, Ingeniería Petrolera. Publicado por: Vera Callao Raysha, (2014).

Editado: Stalin Orrala Rodríguez.

2.1.3.2.1. Parámetros o criterios técnicos

Para que la inyección continua de vapor tenga éxito en la recuperación mejorada, se deben considerar aspectos técnicos e importantes, ver Tabla 9.

CRITERIOS TÉCNICOS PARA LA INYECCIÓN DE CONTINUA DE VAPOR					
PETRÓLEO			RESERVORIO		
Gravedad	API	<12-25	Porosidad	%	>30
			Permeabilidad	Md	=1000
			Temperatura	No Crítica	
Viscosidad	Cp	<1000	P. de Inyección	Psi	<2500
			Calidad del Vapor	%	80-85
			Espesor Neto	Ft	≥30

Tabla 9. Parámetros o criterios de la Inyección continua de Vapor.

Fuente: Integrated Petroleum Reservoir Management, Satter Abdus y Thakur Ganesh, (2004), EEUU

Elaborado: Luis Herrera Silva

2.1.3.3. Inyección Cíclica de vapor

La inyección cíclica de vapor es, también, conocida como inyección alternada, remojo con vapor, huff and puff o Steamsoak. La inyección cíclica de vapor es una de las técnicas más utilizadas cuando se trata de recuperación térmica debido a fácil aplicación, bajo costo en la inversión inicial y rápido recobro de petróleo.

La inyección cíclica de vapor (Figura 14), consta de varias etapas, tales como:

a. Etapa de Inyección:

Consiste en inyectar vapor durante dos a tres semanas, la tasa de inyección debe ser la máxima posible con el fin de evitar que la cantidad de calor se pierda en las paredes del pozo, logrando calentar el radio máximo de la zona a una alta temperatura. La presión de inyección no debe exceder la presión de fractura del yacimiento.

b. Etapa de Remojo:

Generalmente, se cierra el pozo durante cinco días, pero va a depender de la experiencia del reservorio a ser aplicado para una suficiente distribución de calor inyectado.

Se recomienda que el tiempo de remojo sea prolongado, pero no, de manera exagerada, si el yacimiento cuenta con presiones altas, caso contrario si el yacimiento tiene presiones bajas se recomienda el tiempo de remojo sea corto con el objetivo de utilizar el aumento de presión del yacimiento en las cercanías del pozo inyector.

c. Etapa de Producción:

Después de la etapa de remojo, el pozo está listo para producir y es abierto, nuevamente. En sus primeros instantes, la tasa de producción es elevada debido a la condensación en las cercanías del pozo. La producción se estabiliza al cabo de un tiempo, pero en sus etapas finales existe un decremento en la producción, por lo que, el proyecto no es, económicamente viable, para las empresas.

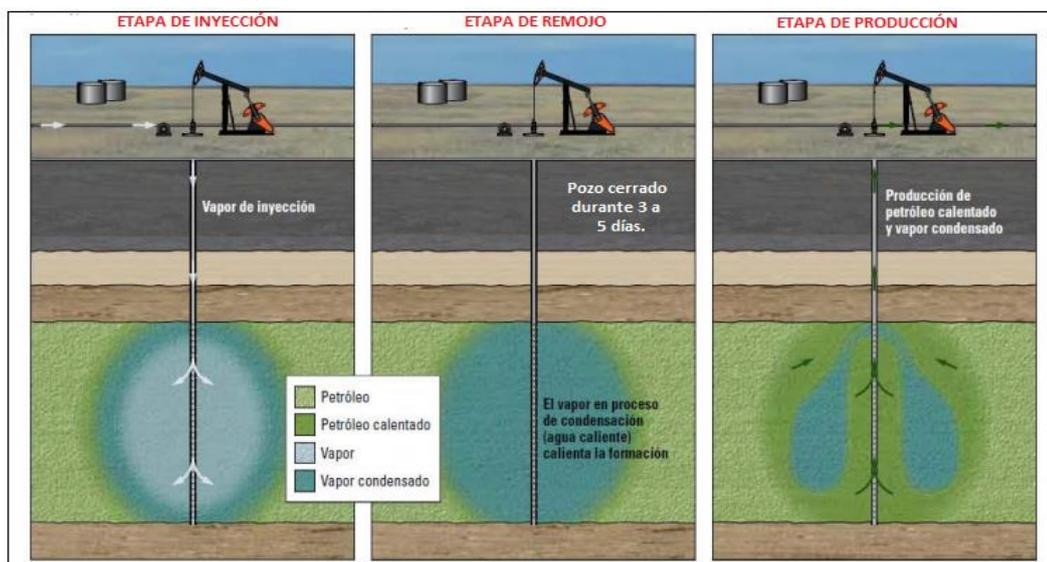


Figura 14. Inyección Cíclica de Vapor.

Fuente: Llegó el momento de la tecnología EOR, Schlumberger. Oilfield Review, (2011).
Editado: Stalin Orrala Rodríguez.

2.1.3.3.1. Parámetros o Criterios Técnicos

Durante la inyección cíclica de vapor se deben considerar los siguientes aspectos técnicos e importantes, ver Tabla 10.

CRITERIOS TÉCNICOS PARA LA INYECCIÓN DE CÍCLICA DE VAPOR					
PETRÓLEO			RESERVORIO		
Gravedad	API	<15	Porosidad	%	>30
			Permeabilidad	md	1000-2000
			Profundidad	ft	<3000
			Números de ciclos		3-5
Viscosidad	Cp	<4000	Presión de Inyección	Psi	<1400
			Tiempo de Inyección	días	14-21
			Espesor Neto	ft	≥30

Tabla 10. Parámetros o criterios de la Inyección cíclica de Vapor.

Fuente: Integrated Petroleum Reservoir Management, Satter Abdus y Thakur Ganesh, (2004), EEUU

Elaborado: Luis Herrera Silva

2.1.3.4. Drenaje por Gravedad Asistida por Vapor SAGD

El método de recuperación mejorada, Drenaje Gravitacional Asistido por Vapor SAGD, fue propuesto por Butler, McNab y Lo en 1981. Estos investigadores plantearon la idea que se produzca petróleo por medio de un pozo horizontal ubicado en la base del yacimiento mientras que su inyección de vapor se lo realice por medio de un pozo horizontal o vertical ubicado en la parte superior de la arena.

Larter *et al.* (2008), Qiaohui *et al.*, (2010). Haldorsen *et al.* (1985), expresan que el proceso SAGD es una tecnología aplicada para recuperar crudos pesados y bitumen. El factor de recuperación para el proceso SAGD es alto, en comparación con todos los otros métodos de recuperación térmica, en un rango de 60 a 80%.

El drenaje gravitacional asistido por vapor en la que intervienen dos pozos horizontales perforados en el reservorio (Figura 15), un pozo inyector ubicado a pocos metros (5m) por encima del otro pozo (pozo inyector), el vapor se inyecta a baja presión por el pozo superior para calentar el petróleo y así reducir su viscosidad, permitiendo que el petróleo drene por gravedad hacia el pozo productor.

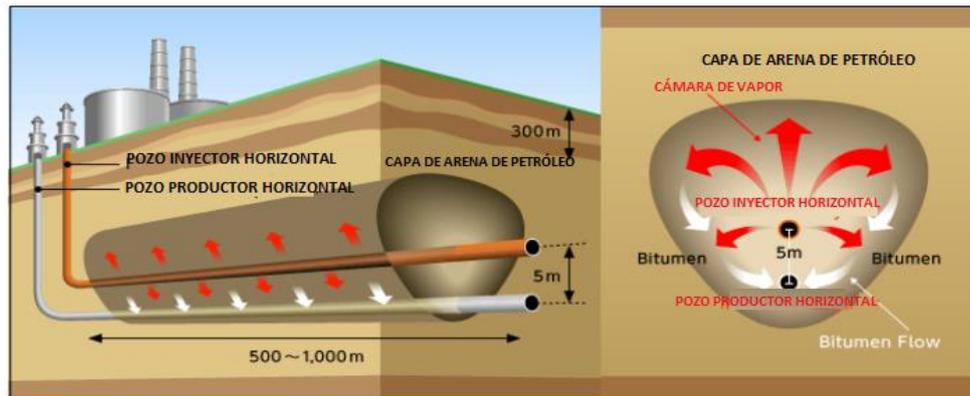


Figura 15. Drenaje Por Gravedad Asistido Por Vapor (SAGD).

Fuente: http://www.japex.co.jp/english/business/images/eng_sagd_gainen.gif

Editado: Stalin Orrala Rodríguez.

2.1.3.5. Combustión *in situ* Combustión convencional Combustión en Reverso

Andrade y Cruz (2015), especifican que la combustión *in situ* consiste en la inyección de aire al yacimiento para generar calor y poder lograr quemar una cierta cantidad de petróleo (10% aproximadamente), acompañado por una serie de reacciones químicas que contribuyen a la movilidad del petróleo.

La propagación de calor dentro del yacimiento tiene como finalidad reducir la viscosidad y optimizar la producción de petróleo.

La combustión *in situ* se puede llevar a cabo de diferentes maneras, tales como la combustión convencional o hacia adelante (“Forward combustión”), en donde la zona de combustión avanza hacia adelante en la misma dirección al flujo de fluidos y la combustión en reverse o contracorriente (Reverse Combustion) en donde la combustión se realiza de forma opuesta a la dirección del flujo (Alvarado y Banzér, 2002).

2.1.3.5.1. Combustión Convencional.

La combustión convencional es, también, conocida con el nombre de combustión seca, debido, a que no existe inyección de agua junto con el aire. Este método consiste en inyectar fluidos en donde el frente de combustión se dirige hacia el mismo sentido del pozo inyector hacia los pozos productores.

El yacimiento se encuentra, inicialmente saturado, con fluidos tales como agua, petróleo y gas, por lo que durante la combustión *in situ* se forman varias zonas en el medio poroso debido a las altas temperaturas (Figura 16).

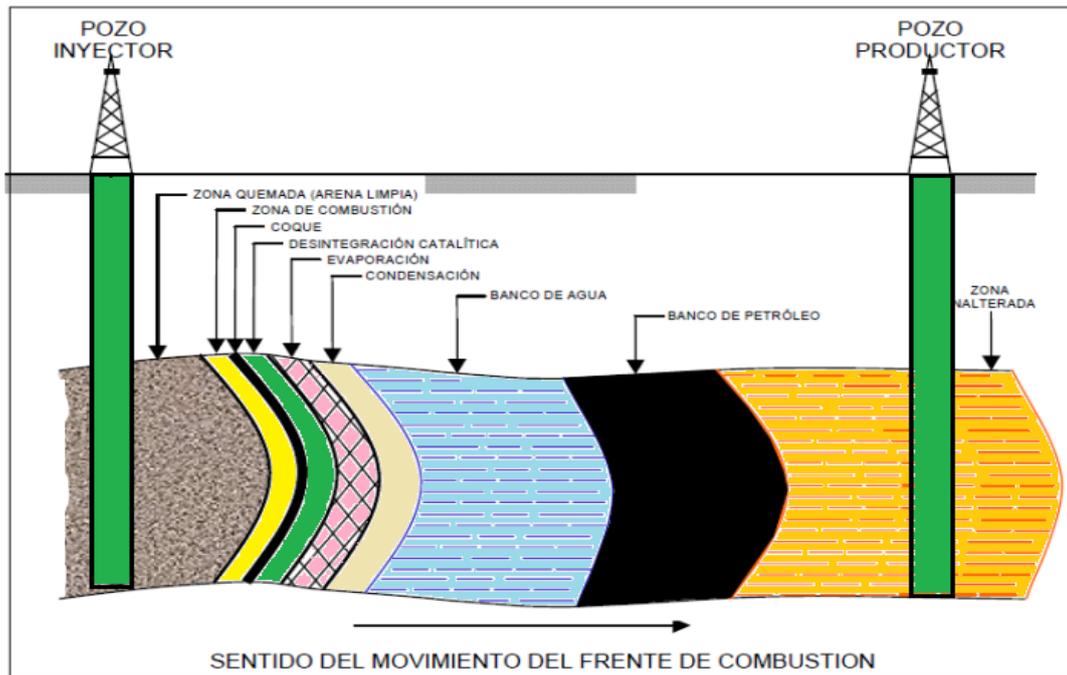


Figura 16. Zonas Formadas Durante La Combustión Convencional.

Fuente: Recuperación Térmica de Petróleo, Alvarado y Banzér, (2002), Venezuela.

Editado: Stalin Orrala Rodríguez

El aire que se inyecta al yacimiento oxida al petróleo produciendo gas residual, sin embargo, estos volúmenes de gases residuales pueden afectar el estado mecánico del pozo. La combustión avanza a velocidades que varían de la cantidad de petróleo quemado, la combustión se mantiene, debido, a que en el frente de combustión se depositan fracciones pesadas del crudo (coque).

2.1.3.5.2. Combustión en Reverso

Durante este proceso, la combustión se dirige en sentido opuesto al flujo de aire inyectado. Los flujos producidos fluyen a través de las zonas de altas temperaturas (500-700°F) hacia los pozos productores, la viscosidad del crudo se reduce aumentando su movilidad. Durante este proceso se crean las siguientes zonas mostradas en la Figura 17.

Este proceso es aplicable en áreas bituminosas o en presencias de crudos extrapesados, pero no es tan atractiva para las empresas debido a que su recuperación de crudo es menor, por lo que, demandan mayores consumos de combustibles, su aplicación produce daños severos en los equipos y existen mayores pérdidas de calor (Alvarado y Banzér, 2002).

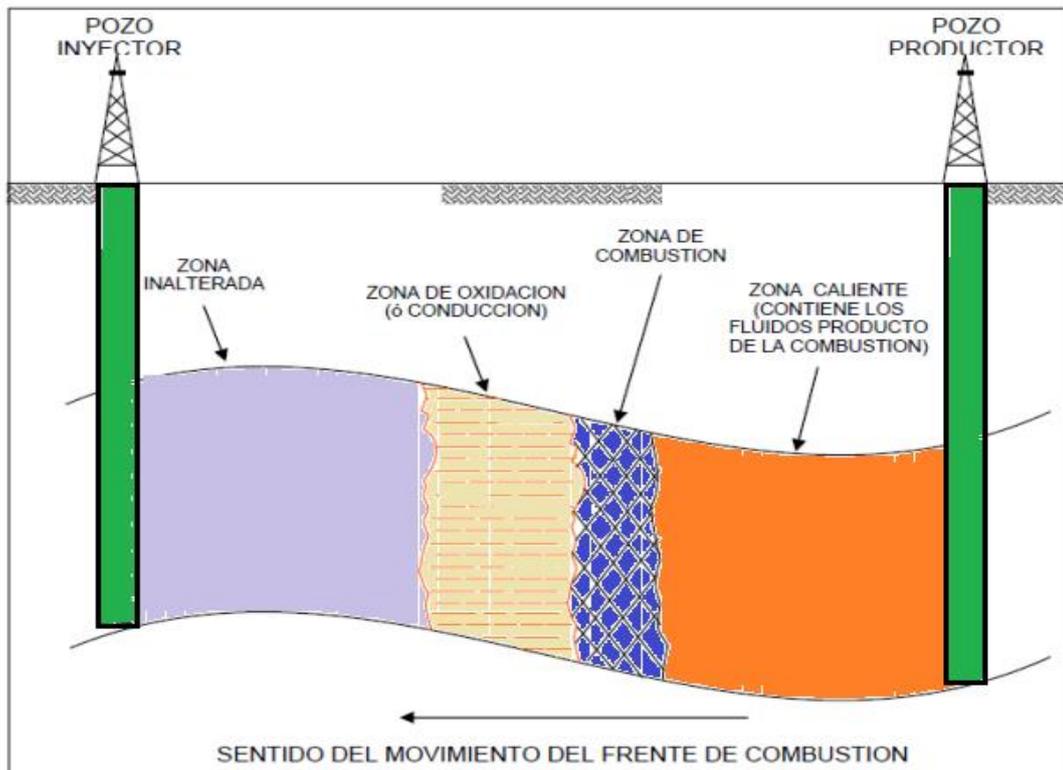


Figura 17. Zonas Formadas durante la Combustión en reverso.

Fuente: Recuperación Térmica de Petróleo, Alvarado y Banzér, (2002), Venezuela.

Editado: Stalin Orrala Rodríguez

2.1.3.5.3. Parámetros o criterios técnicos

Para la aplicación de combustión *in situ*, como método de Recuperación Mejorada de crudo se debe considerar los siguientes aspectos técnicos e importante, ver Tabla 11:

CRITERIOS TÉCNICOS DE LA COMBUSTIÓN IN SITU					
PETRÓLEO			RESERVORIO		
Gravedad	API	<40	Saturación de petróleo	% VP	40-50
			Formación	Areniscas de alta porosidad	
			Permeabilidad	Md	<500
Viscosidad	Cp	<1000	Profundidad	>100	°F
			Temperatura	Ft	>150
			Presión del Reservoirio	No crítica	
Composición	Algo de ácidos orgánicos		Empuje de Agua	No o Débil	
			Espesor neto	Ft	>10

Tabla 11. Parámetros o criterios Técnicos de la Combustión in situ.

Fuente: Integrated Petroleum Reservoir Management, Satter Abdus y Thakur Ganesh, (2004), EEUU.

Elaborado: Luis Herrera Silva

2.2. Recuperación de crudo, mediante, el Método de Segregación Gravitacional Asistida Por Vapor SAGD.

2.2.1. Definición

El método de recuperación mejorada SAGD (Steam Assited Gravity Drainage), es un proceso térmico que consiste en dos pozos horizontales y paralelos. El pozo ubicado en la parte superior es de inyección mientras que el pozo inferior es utilizado para la producción de fluidos (Figura 18). La distancia que separa los pozos en fondo es de 3 a 10 metros y el espaciamiento en superficie entre ambos pozos es de 90 y 120 m. La longitud de los pozos figura entre los 500 y 1000 metros.

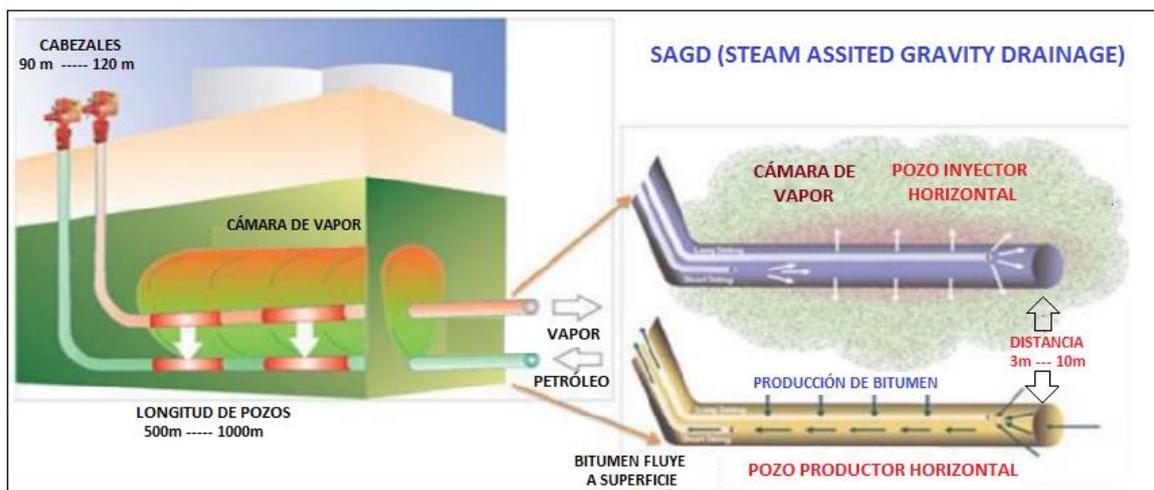


Figura 18 Segregación Gravitacional Asistida por Vapor.

Fuente: Nuevas Tecnologías Aplicadas a SAGD para mejorar la recuperación de hidrocarburos.

Editado: Stalin Orrala Rodríguez

El método SAGD resulta ser exitoso si se considera aspectos importantes tales como: una descripción precisa del yacimiento a explorar, un uso eficiente del calor inyectado, la comprensión de los mecanismos de desplazamiento y de la geomecánica y la superación de distintas limitaciones (Doan *et al.*, 1999).

El SAGD es un método térmico que es utilizado para incrementar la producción de petróleo en arenas bituminosas y es aplicado en yacimientos no consolidados con alta permeabilidad. Yacimientos de Canadá y Venezuela han sido proyectos pilotos para la aplicación del proceso SAGD.

Para la aplicación del proceso SAGD se necesitan saturaciones de petróleo, entre 75 y 85% y permeabilidades altas, de 2 a 5 Darcy (Strobl, 2011).

A su vez, se deben tomar en cuenta que los espesores de intervalos deben ser mayores a 10 metros para tener una recuperación mayor al 70% (Slije, 2006), no sin antes considerar un factor crítico denominado relación Vapor Petróleo SOR.

2.2.2. Procesos

Butler, (1994), afirma que el Proceso de SAGD es un mecanismo combinado de conducción y convección de calor, debido a que el fluido inyectado posee una baja densidad y desciende formando una cámara de vapor. En los límites de la cara el vapor se condensa, liberando su calor latente, esto hace que la viscosidad del crudo se reduzca mejorando su movilidad y fluya hacia los pozos productores (Figura 19).

El SAGD puede tener muchas ventajas sobre otros métodos térmicos, debido a que este método supera los defectos del vapor utilizando, solamente, a la gravedad como mecanismos de empuje manteniendo un desplazamiento estable y una recuperación de petróleo eficiente. A su vez, a medida que el pozo está produciendo, el crudo mantiene su temperatura, mientras que métodos tradicionales y convencionales de inyección de vapor cuando desplaza el petróleo por la cámara de vapor se enfría ocasionando que la viscosidad del petróleo incremente.

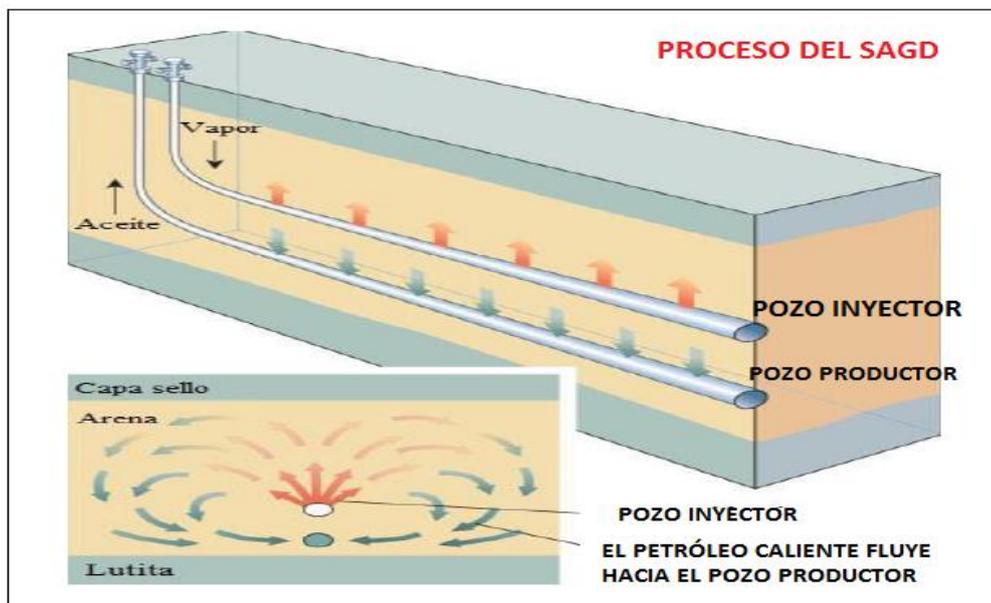


Figura 19 Segregación Gravitacional Asistida por Vapor.

Fuente: Oilfield Glossary Schlumberger. (s.f.) Recuperado el 12 de marzo de 2014, de http://www.glossary.oilfield.slb.com/en/Terms/s/steam-assisted_gravity_drainage.aspx

Editado: Stalin Orrala Rodríguez

2.2.3. Mecanismos de operación

El proceso SAGD tiene dos fases distintas. La fase de arranque o de circulación y la fase de crecimiento u Operación normal del SAGD. La declinación del proceso también se puede considerar como otra etapa del SAGD (Saltuklaroglu, 2000).

2.2.3.1. Fase de Arranque

En la fase de arranque se establece una comunicación entre ambos pozos, mediante, la circulación de vapor. Para aquello se requiere que ambos pozos contemplen dos sartas de tubería tanto de producción e inyección. Si el pozo no tiene el diámetro suficiente para guardar las dos sartas, se puede inyectar vapor o producir petróleo a través del espacio anular, pero esta operación no es aconsejable debido a que podría generar múltiples problemas operativos.

Cuando el vapor alcance a irrumpir, se detiene la circulación y solamente, se inyecta vapor en el pozo superior a una presión constante, ligeramente debajo, del punto de fractura, debido a que no es necesario, fracturar la formación para la distribución del vapor.

Los gastos de petróleo para este periodo son bajos y su fase de arranque es lenta, siendo proporcional al espaciamiento vertical entre el pozo inyector y productor.

2.2.3.2. Fase de Crecimiento

En esta fase la cámara de vapor ha alcanzado la cima de la formación y el pozo productor registra los gastos de producción más altos, por lo que, se considera a esta fase como el “Inicio del proceso SAGD”. Edmunds, (2000), considera que, en la fase de crecimiento es esencial controlar las temperaturas de los fluidos producidos, para evitar que el vapor fluya junto a ellos, este mecanismo es considerado como Trampa de Vapor.

La función de la trampa de vapor es mantener la temperatura en la cabeza de pozo a unos cuantos grados del punto de saturación del vapor, de esta manera asegura que la mayor parte del vapor inyectado se encuentra dentro de la cámara.

Esta fase puede demorar cuantos años sea necesarios, para que así se pueda obtener la máxima recuperación de crudo posible.

Finalmente, la declinación del proceso consiste en una serie de operaciones dirigidas a reducir la cantidad de vapor inyectada y utiliza diseños operativos para maximizar la recuperación.

2.2.3.3. Cámara de Vapor

La cámara de vapor es el volumen del yacimiento en donde existe vapor móvil durante un periodo de tiempo extenso. A medida que el vapor inyectado se encuentra en la cámara de vapor, la temperatura de la roca aumenta hasta el punto en el cual el vapor saturado puede sostenerse en las condiciones del yacimiento.

Entre el pozo inyector y el pozo productor se encuentra ubicada la cámara de vapor, que mantiene una presión constante durante todo el proceso (Figura 20).

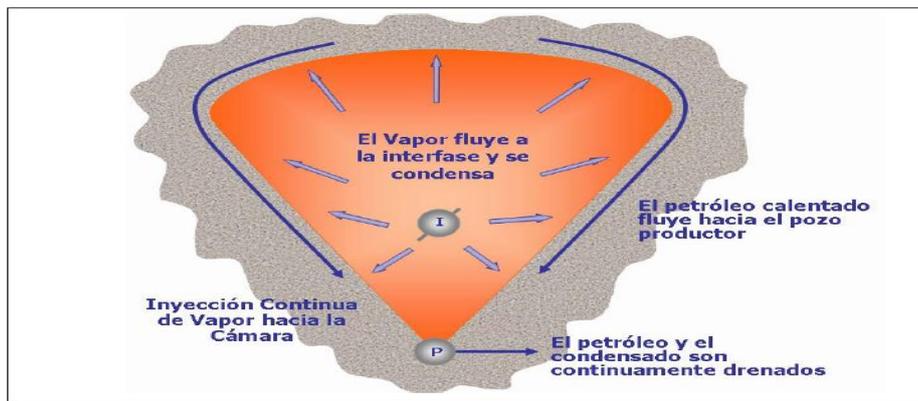


Figura 20. Cámara de Vapor SAGD.

Fuente: Criterios de selección de los procesos térmicos en recuperación de crudos pesados.

A medida que la cámara de vapor se forma, se desarrollan tres etapas que se presentarán a continuación:

- a. **Etapa de crecimiento vertical de la cámara.** Se conoce como la etapa de ascenso de la cámara o periodo de incremento de potencial. Se conoce con estos nombres debido a que el vapor inyectado llega a la cima del yacimiento. En esta etapa el gasto de producción aumenta progresivamente.
- b. **Etapa de expansión lateral:** Esta etapa se inicia luego de que el vapor inyectado haya alcanzado la cima del yacimiento, luego de aquello empieza a expandirse por los costados hasta abarcar la longitud horizontal del pozo. El gasto de producción se mantiene constante.
- c. **Etapa de declinación:** Esta etapa inicia cuando el vapor ha alcanzado, completamente, la longitud horizontal del pozo y finaliza cuando la altura de crudo entre los pozos decrece disminuyendo de esta forma la velocidad de drenaje hasta llegar a un proceso no rentable. De esta manera el proyecto ha finalizado debido a que ha llegado a su punto límite. Durante esta fase el gasto de producción empieza a disminuir.

El vapor inyectado fluye a través de la arena dentro de la cámara hasta alcanzar la interfase bitumen-vapor, donde se condensa y el calor liberado se transmite por conducción a la arena bituminosa fría, por lo cual, el petróleo que se encuentra cerca de la superficie de condensación es calentado permitiendo que los condensados como el petróleo drenen por gravedad al pozo productor.

El proceso de segregación gravitacional se puede resumir en cuatro pasos importantes, tales como:

- ✓ El vapor se condensa en la interfase.
- ✓ El petróleo y el condensado son drenados hacia el pozo productor.
- ✓ El flujo es causado por la gravedad.
- ✓ Crecimiento de la cámara de vapor hacia arriba y hacia los lados.

2.2.3.4. Control de La Trampa de Vapor.

El control de la trampa de vapor es utilizado para reducir que el vapor salga de la misma zona de vapor en el yacimiento y se logra ajustando el gasto de salida de los fluidos del pozo productor, de tal manera que se mantenga la temperatura de los fluidos producidos.

Este control presenta tres ventajas principales:

- ✓ Conservación de la energía y reducción de la relación vapor-petróleo (SOR).
- ✓ Reducción de altos flujos de vapor en el pozo que perjudican la capacidad de levantamiento del pozo y de las instalaciones artificiales.
- ✓ Reducción del movimiento de arenas y finos a través del liner que pueden causar erosión.

2.2.4. Características del Proceso SAGD.

- a) La presión es constante en la cámara de vapor.
- b) El vapor y el agua condensada junto con el gas en solución, además de la expansión térmica, trabajan para mantener la presión en óptimos niveles alrededor del pozo productor evitando posibles inestabilidades tales como la conificación y canalización.
- c) La cámara de vapor crece, proporcionalmente, a la producción de petróleo; los espacios vacíos en los poros, resultantes de la producción, se llenan con el vapor inyectado, permitiéndole al vapor fusionarse con más petróleo inmóvil.
- d) El gasto de producción de petróleo no se ve, seriamente impactado, por el gasto de inyección de vapor.

- e) Cuando la cámara de vapor alcanza la cima de la formación existe el gasto máximo de producción.
- f) La primera irrupción ocurre al inicio de la sección horizontal, forzando al vapor a calentar la formación que lo rodea por conducción térmica, y, por tanto, disminuir la viscosidad del petróleo; esto permite seguir inyectando más vapor, forzando al vapor a drenar el petróleo, preferencialmente, en la zapata de ambos pozos.
- g) La función principal de la trampa de vapor es calentar y mantener una temperatura dentro del yacimientos para que el crudo drene al pozo productor.
- h) La segregación gravitacional asistida por vapor es el único mecanismo de desplazamiento.

2.2.5. Configuración de los Pozos en el Proceso SAGD.

Durante la configuración del proceso SAGD, se presentan dos tipos de arreglos de pozos inyectoros: Pozos inyectoros horizontales y pozos inyectoros verticales. En la presente Figura 21 muestra la configuración de un pozo horizontal.

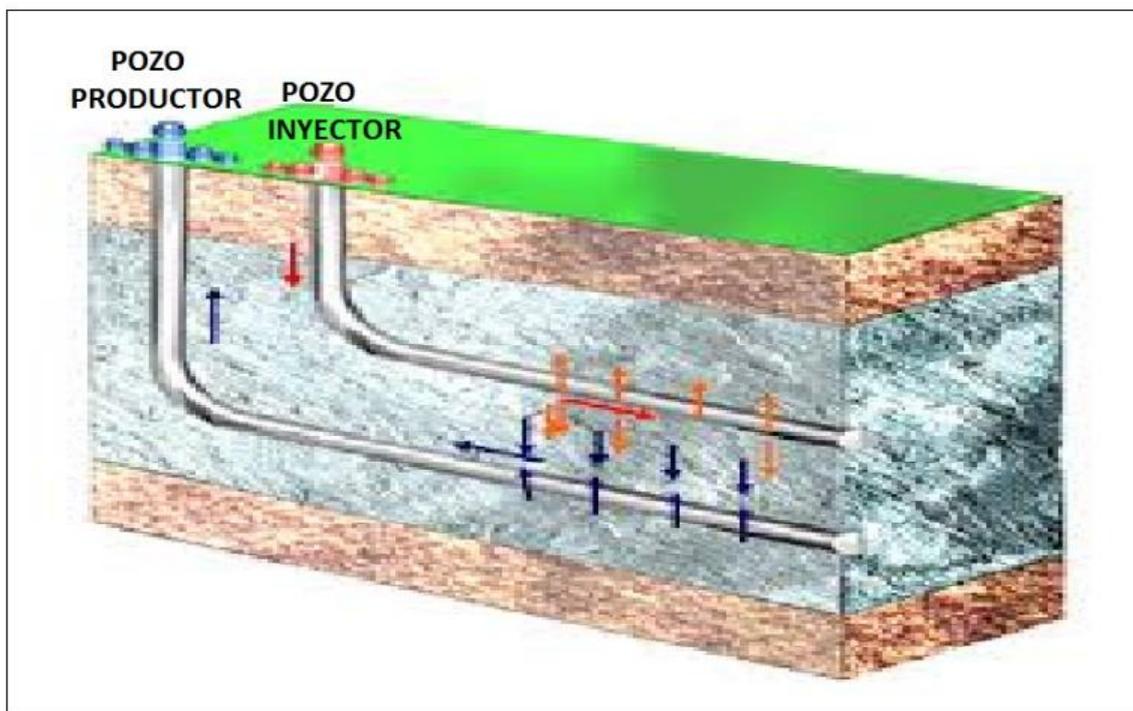


Figura 21. Configuración de un Pozo Inyector Horizontal.

Fuente: Criterios de selección para la aplicación de los procesos térmicos en la recuperación de crudos pesados.

Editado: Stalin Orrala Rodríguez

El arreglo de un pozo inyector horizontal puede alcanzar tasas altas de producción en un corto tiempo, debido que luego de alcanzar la comunicación inicial, toda la longitud del pozo queda activa consiguiendo buen drenaje. El problema que presenta este arreglo es no lograr la distribución de vapor uniforme a lo largo de toda la longitud horizontal en su primera etapa de inyección, ya que la condensación del vapor en la sección horizontal que no está calentada reduce el espacio disponible para la inyección. Este problema se puede reducir si el pozo es, previamente calentado, mediante, la circulación de vapor.

A continuación, se presenta el arreglo de pozo inyector vertical (Figura 22).

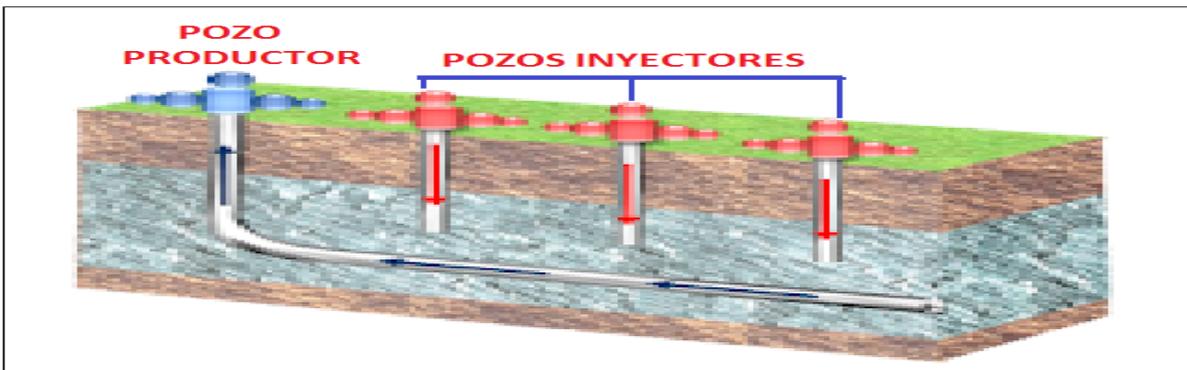


Figura 22. Configuración de un Pozo Inyector Horizontal.

Fuente: Criterios de selección para la aplicación de los procesos térmicos en la recuperación de crudos pesados.

Editado: Stalin Orrala Rodríguez

2.2.6. Criterios para la Aplicación del Proceso SAGD.

El método de segregación gravitacional asistida por vapor puede ser aplicado en yacimientos de crudos pesados y extrapesados, por lo cual, deben cumplir con las siguientes características. Ver Tabla 12.

CRITERIOS TÉCNICOS PARA LA APLICACIÓN DEL SAGD					
PETRÓLEO			RESERVORIO		
Gravedad	API	<15	Porosidad	%	>20
			Relación de permeabilidad	Kv/Kh	>0.8
			Profundidad	ft	<4500
			Corte de agua	%	<90
Viscosidad	Cp	>300	Presión	Psi	>200
			Sello lutítico en el tope de la arena	ft	>5
			Espesor Neto	ft	>50

Tabla 12. Parámetros o criterios para la aplicación del proceso SAGD.

Fuente: Criterios de selección para la aplicación de los procesos térmicos en la recuperación de crudos pesados.

Elaborado: Luis Herrera Silva

2.2.7. Ventajas y desventajas del Proceso SAGD.

El proceso de segregación gravitacional asistida por vapor, como método de recuperación terciaria, es un tema importante y atractivo para las industrias petroleras, por lo cual presentan varias ventajas con respecto a los métodos térmicos convencionales, tales como: inyección continua de vapor e inyección cíclica de vapor.

De esta manera, se presentan varias ventajas en diferentes puntos de vistas, tanto técnico, económico y laboral.

2.2.7.1. Ventajas técnicas:

Estas ventajas dependen del tipo de arreglo que se empleen en el proceso SAGD, por ejemplo, si se utiliza pozos horizontales en comparación a pozos verticales, presentan un incremento en el área de drenaje, permitiendo la producción de hidrocarburos que de otra forma no serían recuperados.

Una mejor disposición y eficiencia para manejar formaciones con petróleo, de poco espesor y de gran continuidad lateral, con capas de gas o acuíferos.

Se minimizan los daños del pozo debido a que los pozos horizontales generan una menor caída de presión por unidad de longitud, reduciendo las probabilidades de conificación del agua.

Facilita el transporte de los fluidos a superficie.

Debido a las condiciones en las que opera el proceso SAGD, presenta las siguientes ventajas:

- a. Menores costos de compresión y operación debido a que el proceso SAGD utiliza energía gravitacional, no hay la necesidad que el empuje se realice, mediante, la inyección de un fluido adicional, en comparación con los métodos convencionales (inyección cíclica y continua de vapor).
- b. Se genera una mayor movilidad del crudo debido a que las propiedades del mismo han cambiado por la presencia de vapor, hasta que es drenado hasta superficie.

2.2.7.2. Ventajas Económicas:

Las ventajas anteriores suelen ser económicas para el proceso SAGD, a su vez existen otras ventajas desde el punto de vista económico, tales como:

- a. Los costos de perforación de un pozo horizontal, puede ser, cuatro veces mayor que un pozo vertical, pero la producción de ese pozo horizontal puede ser diez veces más que la producción de un pozo vertical.
- b. En el proceso SAGD, los dos pozos son perforados en una misma locación, por lo que, reduce los costos de perforación y de las facilidades de superficie.
- c. El proceso SAGD no requiere de sistemas artificiales de producción para llevar fluido a superficie, pero a su vez, la instalación de los mismos, dependen de la profundidad y presión del intervalo productor.
- d. Debido a la ausencia de producción de arenas, los mantenimientos no son necesarios reduciendo costos y tiempo.

2.2.7.3. Ventajas Ambientales:

En la aplicación del proceso SAGD, surge la necesidad de perforar múltiples pozos para la explotación el campo; Los pozos pueden ser perforados desde un mismo lugar, minimizando las perturbaciones en el suelo, reduciendo la necesidad de instalaciones y generando menores impactos ambientales.

2.2.7.4. Desventajas

Durante este proceso, existen principales desventajas desde el punto de vista práctico:

- a. El proceso es efectivo hasta profundidades de 4500 ft, a profundidades mayores el proceso no es rentable debido a que existen grandes pérdidas de vapor hasta llegar a la formación de interés.
- b. Altos costos asociados a la instalación de instrumentos de los pozos productores e inyectores.
- c. Altos costos para la generación de vapor.
- d. En las completaciones horizontales existen complejidad.
- e. Requiere buena caracterización dinámica y estática de los yacimientos.

2.2.7.5. Limitaciones del Proceso SAGD.

Espesor de arena neta petrolífera: Las pérdidas de calor a estratos adyacentes en arenas delgadas pueden ser muy grandes, resultando inefectivo el proceso, por lo que, los parámetros de inyección deben ser precisos para que minimicen la transferencia de calor hacia estos estratos.

Permeabilidad de la formación: Cuando el yacimiento es isotrópico ($K_v/K_h=1$), el vapor inyectado durante la primera etapa es uniforme, llegando hasta el tope de la formación. Cuando la permeabilidad vertical es muy baja, la cámara de vapor llega hasta el tope de la formación, observándose un crecimiento más adecuado hacia los lados.

Longitud de la sección horizontal / Caída de presión: La máxima longitud horizontal permitida para pozo inyector está influenciada por la caída de presión dentro del pozo. En muchos casos la caída de presión entre el pozo inyector y productor es mínima por la cercanía de los pozos a nivel de yacimiento.

Si la presión al final del pozo horizontal inyector es alta, existe la probabilidad de que el vapor se canalice, rápidamente, por el pozo horizontal productor, por lo que, es recomendable que la presión de inyección al final del pozo horizontal inyector no sea tan alta.

Intercalaciones de lutitas: La lutita realiza cumple con la función de sello, para impedir la comunicación vertical de los estratos y la pérdida de calor.

Formaciones de emulsiones: Las formaciones de emulsiones es un problema que se presenta siempre en los procesos de recuperación térmica, se traduce a la formación de mezclas viscosas mayores a las del crudo. La formación de emulsiones se ven afectadas por los patrones que se usan para la inyección y condiciones del yacimiento como la humectabilidad y saturación de agua connata. Existe la probabilidad que se formen mayores emulsiones si los pozos productores e inyectores se encuentran muy cercanos.

2.2.8. Predicción Teórica de la Producción de Petróleo

Butler (1991), propuso, mediante, la siguiente ecuación [Ecuación 1], el gasto a la cual el petróleo se drena durante el espaciamiento de la cámara de vapor.

$$q = 2L \sqrt{\frac{1.3kg \alpha \phi \Delta S_o h}{mv_s}} \quad [Ec. 1]$$

Donde:

q : gasto de petróleo $\left[\frac{m^3}{s}\right]$

L : Longitud del pozo productor [m]

k : permeabilidad efectiva al flujo de petróleo [m²]

g : aceleración debida a la gravedad $\left[9.81 \frac{m}{s^2}\right]$

α : difusividad térmica $\left[\frac{m^2}{s}\right]$

\emptyset : porosidad

ΔS_o : cambio de saturación de petróleo

h : espesor del yacimiento [m]

m : parámetro adimensional, que varía entre 3 y 5, dependiendo de la temperatura del vapor (Figura 23)

v_s : viscosidad cinemática del aceite a la temperatura del vapor $\left[\frac{m^2}{s}\right]$

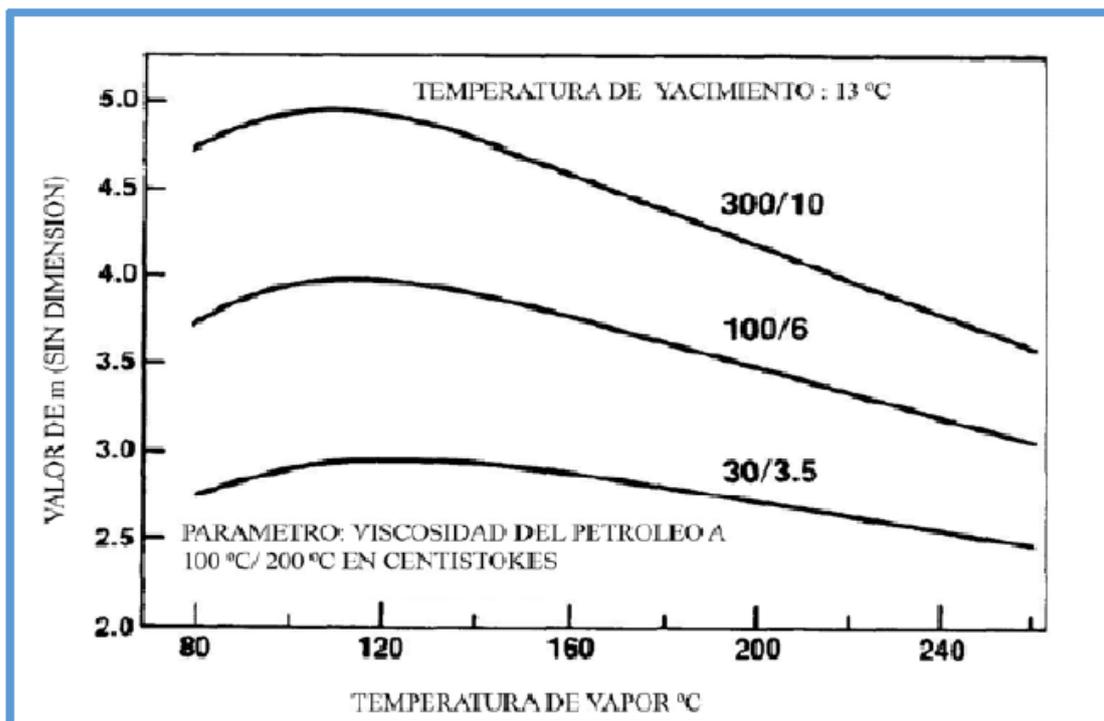


Figura 23. Efecto de la temperatura de vapor sobre m , para diferentes crudos.
Fuente: Nuevas Tecnologías Aplicadas a SAGD para mejorar la recuperación de hidrocarburos.

2.3. Tecnologías Aplicadas al SAGD

La segregación gravitacional asistida por vapor SAGD, es un método aplicado a yacimientos que cuentan con crudos pesados y extrapesados, lo cual garantiza un barrido eficiente y económico debido a que la fuerza motriz de empuje lo realiza por gravedad, sin embargo, existen limitaciones en las que no puede llegar a ser utilizado el SAGD de forma tradicional, por lo que, las grandes industrias petroleras buscan dar un plus a este método, implementando nuevas tecnologías o estrategias que pueden ser aplicados al SAGD, tales como: Operaciones SAGD a baja presión, Implementación de generadores de vapor en fondo y la combinación de otro métodos térmicos de recuperación.

Durante el desarrollo de este capítulo de nuevas tecnologías aplicadas al SAGD, se ampliará un tema importante para la industria petrolera, con el fin de explotar yacimientos profundos con crudo pesados y extrapesados y que con el Método SAGD tradicional no es posible de recuperar, esto trata de “La implementación de generadores de vapor en fondo” debido a que los generadores en su totalidad se ubican en superficie, por lo cual, existe una gran pérdida de vapor en su recorrido a su objetivo.

2.3.1. Implementación de Generadores de Vapor en Fondo

La generación de vapor para el método SAGD se da por medio de generadores ubicado en superficie, debido a sus beneficios de mantenimiento y grandes capacidades de generación, sin embargo, la aplicación de este método ha sido limitada a yacimientos someros (3000 ft), es decir, si es aplicado en yacimientos profundos (>5000 ft) existiría una gran pérdida de calor desde superficie hacia el yacimiento, por lo que, únicamente, llegaría agua caliente a formación.

Según Montes *et al.* (2009), en bases a estudios de la problemática en pozos profundos propusieron la implementación de generadores de vapor en fondo debido a que al emplear cortas distancia entre el pozo inyector y el pozo productor existen costos bajos de inyección y menores pérdidas de vapor.

2.3.1.1. Descripción del Proceso

La implementación de generadores de vapor en fondo, es aplicado en yacimientos profundos con el fin de recuperar petróleo pesado o extrapesado sin que exista pérdidas de vapor durante su inyección. La implementación de generadores en fondo se puede dar de dos clases:

2.3.1.1.1. Generadores de vapor por combustión

Este tipo de generador requiere de combustión para generar vapor, a su vez posee una gran complejidad en su instalación y funcionamiento. Durante su instalación requiere de varias tuberías para la alimentación de agua, combustible y para el aire, así como el manejo de gases de combustión. Estos tipos de generadores a su vez presentan puntos favorables, tales como:

- ✓ Menos pérdidas de calor.
- ✓ Reducción de la contaminación del aire.
- ✓ El uso potencial en zonas más profundas.

A su vez, esta tecnología tiene sus contras, como son:

- ✓ Mayores riesgos de perder el pozo.
- ✓ Complejidad para su mantenimiento.

Los generadores de vapor por combustión se clasifican en: generadores de vapor por combustión de contacto directo en donde los gases de combustión se mezclan con el vapor inyectado a la formación y los de contacto indirecto, en donde existe una tubería que permite retomar los gases de combustión a superficie evitando que se mezcle junto con el vapor inyectado.

Schirmer y Eson (1985), propusieron la configuración de un generador de vapor de contacto directo (Figura 24), donde se muestra cuatro partes principales: El Atomizador, que es un dispositivo pequeño en el cual permite que el combustible que ingresa se reduzca en partículas más pequeñas para facilitar la combustión, en la cámara de combustión ocurre la reacción química entre el combustible y el aire inyectado produciendo gases de combustión, en el mezclador llegan los gases calientes producidos y el agua se distribuye uniformemente y por último el vaporizador en donde ocurre la evaporización del agua gracias a la energía generada.

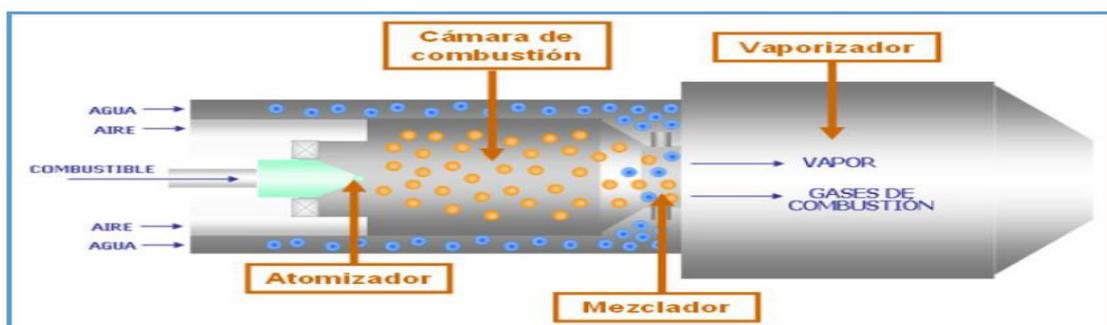


Figura 24. Generador de vapor de contacto directo.

Fuente: Nuevas Tecnologías Aplicadas a SAGD para mejorar la recuperación de hidrocarburos

Nguyen *et al.* (1988), afirman que la configuración de los generadores de vapor por contacto indirecto (Figura 25), fue propuesto por la empresa norteamericana “Sandia National Laboratories”, que fue una de las empresas promotoras en el desarrollo de estas tecnologías de generación de vapor.

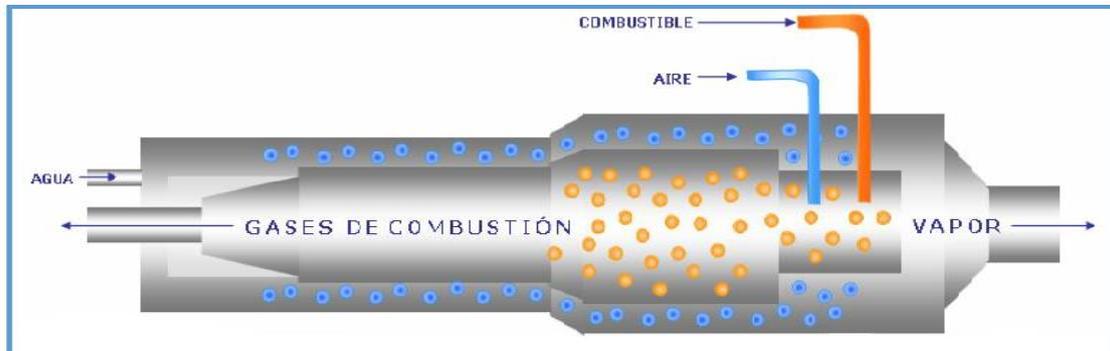


Figura 25. Generador de vapor de contacto indirecto.

Fuente: Nuevas Tecnologías Aplicadas a SAGD para mejorar la recuperación de hidrocarburos

Este generador contiene dos tuberías de alimentación, una con combustible y la otra con aire que llega hasta la cámara de vapor en donde se produce la reacción química que libera la energía requerida para la evaporización del agua, que a su vez es bombeada al equipo por medio de otra tubería, que la conduce a través de la región externa de la cámara de combustión, que actúa como un intercambiador de calor, haciendo que ocurra la evaporación del agua debido al calor de los gases de combustión. A su vez, los gases de combustión salen por el tubo de escape, ubicado en la parte superior del generador y son dirigidos a superficie mientras que el vapor sale por la parte interior del equipo hacia la cara de la arena.

2.3.1.1.2. Generadores Eléctricos

El generador eléctrico, consta principalmente, por una carcasa que su longitud depende de la cantidad de vapor que puede ser generado, un cable, dos electrodos y dos tuberías. El generador eléctrico a diferencia del generador por combustión presenta una simplicidad en su instalación, puesto que solo necesita una tubería para la conducción de agua y un cable para la corriente eléctrica.

En la Figura 26 muestra el funcionamiento del generador de vapor eléctrico, en el cual consiste en que el agua es bombeada a la carcasa en donde se encuentran los electrodos que generan calor logrando así evaporar el agua. Luego de la evaporización del agua, el vapor es enviado a la formación productora por medio de una tubería.

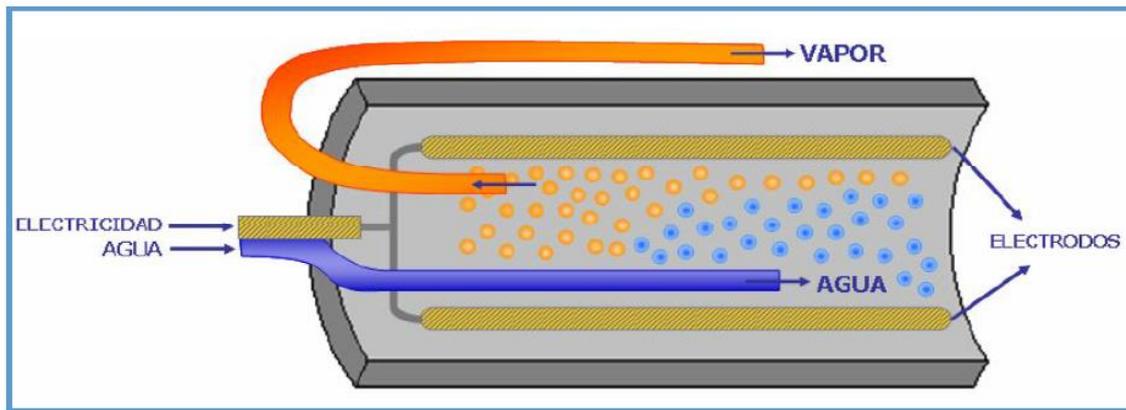


Figura 26. Esquema de la configuración interna del generador eléctrico.
Fuente: Nuevas Tecnologías Aplicadas a SAGD para mejorar la recuperación de hidrocarburos

Durante el proceso de evaporización del agua, existe pérdidas de calor que se produce por la carcasa del generador, por lo que, la carcasa puede ser revestida, internamente, por materiales aislantes, como ejemplo: resina fenólica que impide que el flujo de calor fluya hacia fuera del generador. También, se puede utilizar aislantes térmicos en las tuberías donde se conduce el vapor a la formación, resultando ser, económicamente viable, debido a que la longitud de la sarta es de menos 500ft (152m).

La implementación de generadores eléctricos en fondo de un pozo suele ser atractivo para las industrias petroleras que explotan yacimientos profundos con crudos pesados y extrapesados, puestos que, a diferencia de los generadores por combustión, los generadores eléctricos presentan una simplicidad en su instalación y además, no emiten gases que generen impacto ambiental tendiendo a ser un método llamativo para las industrias.

2.4. Simulador Numérico para Yacimientos de Petróleo CMG

La compañía CMG especializada en el modelado de yacimiento (Computer Modelling Group), presenta guías de simulación para orientar a próximos usuarios indicando los pasos que debe seguir para realizar corridas de simulación que permitan analizar procesos de recuperación mejorada; Los programas que desarrolla CMG son: Builder, STARS, GEM, WinProp, Results y finalmente IMEX que es el más utilizado. IMEX es un simulador de tres fases y cuatro componentes para petróleo negro (black oil). Se utiliza para modelar procesos de agotamiento. También, es capaz de simular inyección de fluidos en yacimientos de petróleo, así como el comportamiento de yacimientos fracturados (Blog Petrolero, 2008).

2.4.1. WinProp - CMG

Es una herramienta computacional de la empresa CMG, utilizada para predecir el comportamiento de fases de los fluidos del reservorio, así como caracterizar los fluidos para la simulación de yacimientos.

El fluido diseñado en esta herramienta puede ser exportado al simulador de START para su desarrollo. WinProp utiliza las propiedades de equilibrio multifásico de la ecuación de estado para (Computer Modelling Group 2015.10):

- ✓ Modelado de fluidos
- ✓ Agrupamiento de componentes (“Lumping”);
- ✓ Ajustes de datos de laboratorio a través de regresión;
- ✓ Simulación de procesos de contactos múltiples;
- ✓ Construcción de diagramas de fases (PVT);
- ✓ Simulación para experimentos de laboratorio (Liberación diferencial, pruebas del separador petróleo-gas, etc.).

2.4.2. Builder - CMG

Es una herramienta computacional de la compañía CMG, diseñada para la creación del reservorio, en donde se colocan aspectos generales y data para la creación del yacimiento, tales como (Computer Modelling Group 2015.10):

- ✓ Tipo de Simulador a utilizar (GEM, IMEX o START).
- ✓ Unidades a trabajar (sistema internacional o unidades de campo).
- ✓ Creación del enmallado del yacimiento.
- ✓ Componentes del fluido, (Exportado de Winprop).
- ✓ Propiedades de la roca
- ✓ Condiciones iniciales como: Presión inicial del reservorio, profundidades de contacto agua petróleo, etc.
- ✓ Tipos de fluidos a inyectar.
- ✓ Pozos productores e inyectores
- ✓ Condiciones de operaciones de los pozos

2.4.3. Simulador Start – CMG.

Start de la compañía CMG, es un simulador numérico en la industria petrolera encargada de simular procesos de recuperación de crudo con procesos térmicos y avanzados tales como: inyección de vapor, solventes, aire y productos químicos.

START es un simulador completo y es utilizado para modelar los siguientes procesos de recuperación mejorada (Computer Modelling Group 2015.10):

- ✓ Procesos Térmicos: Inyección de agua caliente, inyección continua de vapor, inyección cíclica de vapor, Drenaje Gravitacional Asistida por Vapor SAGD, combustión *in situ* convencional y en reverso.
- ✓ Procesos Químicos: Inyección de polímeros, surfactantes, álcalis, ASP (álcalis, surfactantes y polímeros).
- ✓ Modelización de pozos complejos (dispositivos de control de flujo, flujo transitorio).

2.5. Modelo de simulación Dinámico.

Sepúlveda y Escobar (2005), afirma que el modelo de simulación dinámica embarca toda información real del campo, tales como: historial de producción y presión, especialmente obtenidas en el proceso de restauración de presión. A su vez, indican que el modelo de simulación dinámico es fundamental en el desarrollo de un proyecto de simulación para su predicción en el futuro. El modelo de simulación dinámico consta de diferentes etapas para llegar a su predicción, siendo la primera etapa, la adquisición y análisis de datos del yacimiento tales como: datos geológicos, historial del pozo, etc. llegando a obtener una descripción cualitativa del reservorio, siendo esta, la segunda etapa (modelo estático); Luego de aquello, intervienen los conceptos básicos de ingeniería de yacimiento y producción para los ajustes de los parámetros que intervendrán en el modelo a construir.

CAPÍTULO III

3. DESARROLLO DE LA SIMULACIÓN

El Pozo DRRE-004, se encuentra ubicado en el campo Drago, bloque 57 del Activo Shushufindi, Provincia de Sucumbíos, Ecuador, a cargo de la Empresa Petroamazonas (Anexo 1); El pozo cuenta con una producción aproximada de 100 Bbls/día de petróleo pesado de 13.9 °API. La producción del pozo junto a pozos vecinos es enviada a la estación 01 Drago (Anexo 3), para luego ser receptada por la estación central Shushufindi (Anexo 2).

3.1. Simulación numérica del Proceso de Segregación Gravitacional Asistida por Vapor SAGD en pozos profundos.

Para el presente caso de estudio, es necesario, modelar el sistema planteado por medio de un simulador numérico comercial de la compañía Computer Modelling Group, Ltd. CMG, en donde se utilizaran herramientas proporcionadas por el mismo simulador, tales como: WINPROP, con el cuál, se creará el modelo de fluido de 13 °API, BUILDER diseñado para la creación del reservorio y modelar el Método SAGD en el simulador START, luego de aquello se mostrará los resultados, mediante, procesadores gráficos tales como RESULT GRAPHS de la misma compañía (Versión 2015.10).

Para la simulación del yacimiento en el programa se tomó base de datos del pozo, tesis, artículos científicos, libros referentes a crudos pesados y Métodos de recuperación Mejorada EOR, tales como los estudios de: Montes Páez E., Pacheco Rodríguez H., Delgadillo Aya C., Muñoz Navarro S., Barrios Ortiz W., (2009), sobre “Aplicación de nuevas tecnologías para la recuperación de Crudo pesado en Yacimientos Profundos”, estudios de: Rodríguez Castelblanco A., Palma Bustamante J., Muñoz Navarro S., (2016), sobre “Drenaje Gravitacional Asistido con Vapor, SAGD, Aplicado a Yacimientos con Crudos Pesados”, estudios de: Carranza Quinatoa G., Merejildo Quimí G., sobre el tema “Optimización de la Producción en Yacimientos de Crudos Pesados mediante simulación de Inyección Cíclica de Vapor e Inyección de CO₂, utilizando un Software de Ingeniería” y tutorial en CMG Computer Modelling Group, Ltd. sobre ” SAGD – Steam Assisted Gravity Drainage”.

3.2. Simulación del modelo de estudio.

El modelo dinámico será creado en la aplicación Builder (2015.10) de la compañía CMG para luego simularlo en START (2015.10), sin embargo, antes de modelar el reservorio, es necesario, crear el tipo de crudo que existe en el yacimiento; por lo tanto, se genera un crudo pesado en la aplicación de WINPROP, para luego ser importado a la construcción del yacimiento en “Builder” detallado después del modelado del fluido.

3.2.1. Creación de un crudo pesado para la simulación.

Para los procesos de recuperación terciaria o mejorada, mediante, el método de Segregación gravitacional asistida por vapor es fundamental detallar las características del crudo tales como: la composición del crudo, Presión, Viscosidad, Temperatura; los datos adicionales tales como Peso Molecular, Presión y temperatura crítica entre otros parámetros son calculadas por el simulador.

El crudo pesado es creado, mediante, la aplicación de Winprop, dándole características especiales para luego ser importados al simulador; se comienza a realizar un recorrido por esta herramienta solicitando un comentario en la Sección Titles/EOS/Units en “Comment Line”, por cuanto, es nombrado “CRUDO PESADO DE 13 API” similar al fluido del pozo de estudio y expresado unidades de campo (Figura 27).

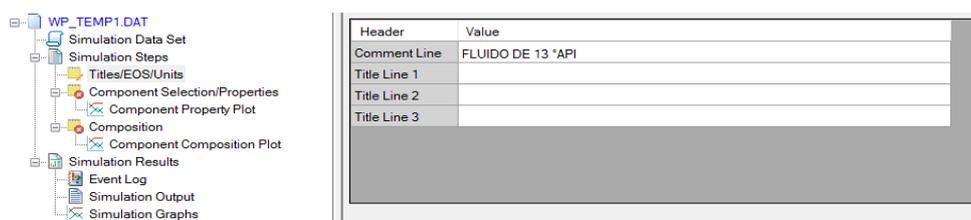


Figura 27. Interfaz para creación de fluidos composicionales en Winprop (2015.10).

3.2.1.1. Caracterización de la fase ligera y fase pesada del Crudo.

La caracterización del flujo utilizado es basada a los estudios de Sierra, Muñoz & Soto (2006), que fue mejorada con data más completa en el trabajo “Co-Inyección de Vapor y CO2 en yacimientos homogéneos” por Abraham (2016). También, es presentada en el estudio de “Optimización de la producción en yacimientos de Crudos Pesados, mediante, simulación de Inyección Cíclica de vapor e Inyección de CO2, utilizando un software de ingeniería” por Carranza Gissela, Merejildo Gabriel, (2018).

COMPONENTE	FRACCIÓN MOLAR
CO2	1.095
C1	16.6
C2	1.2
C3	0.51
iC4	0.85
nC4	5.02
iC5	9.7
nC5	8.8
C6	10.3
H2O	0.065

Tabla 13. Composición del crudo pesado 13 °API
Elaboración propia (2019).

En la Sección “Component Selection/Properties” se ingresa la temperatura de reservorio (116 °F) y procede a seleccionar la opción “Ins Lib” (Insert Library Components) donde se agrupará los componentes que conforman el crudo pesado (Tabla 13). Se seleccionará “Ok” y “Apply Changes”, y automáticamente, nos genera las propiedades de cada componente (Figura 28).

No.	Component	HC	Pc (atm)	Tc (K)	Acents	Temperature Dependent Volume Shift Correlation
1	CO2	3	72.8	304.2	0.225	Linear Temperature Dependent Volume Shift
2	CH4	1	45.4	190.6	0.008	16.043
3	C2H6	1	48.2	305.4	0.098	30.07
4	C3H8	1	41.9	369.8	0.152	44.097
5	iC4	1	36	408.1	0.176	58.124
6	nC4	1	37.5	425.2	0.193	58.124
7	iC5	1	33.4	480.4	0.227	72.151
8	nC5	1	33.3	489.6	0.251	72.151
9	FC6	1	32.46	507.5	0.27504	86
10	H2O	2	217.6	647.3	0.344	18.015
11	CO2	1	31.797931	548.66145	0.26360867	96.895438
12	CO6	1	28.868272	580.16945	0.3082173	110.88149
13	CO9	1	26.582775	608.08431	0.34968096	124.70749
14	C10	1	24.725905	633.16045	0.38880509	138.79349
15	C11	1	23.174718	655.94416	0.42615951	152.79949
16	C12	1	21.852316	679.84506	0.46213652	166.78549

Figura 28. Interfaz de creación del crudo pesado composicional en WinProp (2015.10).
Elaboración Propia (2019).

En la sección “Composition” se debe ingresar las fracciones molares de cada componente, asignarle un nombre al archivo, “PETRPOLEO PESADO 13 °API”. Ingresar los valores mostrados a continuación (Figura 29):.

Component	Primary	Secondary
CO2	1.095	0.0
CH4	16.6	0.0
C2H6	1.2	0.0
C3H8	0.51	0.0
iC4	0.85	0.0
nC4	5.02	0.0
iC5	9.7	0.0
nC5	8.8	0.0
FC6	10.3	0.0
H2O	0.065	0.0
Sum	54.14	0

Figura 29. Ingreso de las fracciones molares del crudo pesado en WinProp (2015.10).
Elaboración Propia (2019).

3.2.1.2. Ajustes de la presión de saturación.

Se procede a ajustar la presión de saturación, para aquello, en la sección “Component”, se visualiza en la barra de herramientas la opción “Characterization” y se selecciona la opción “Star Regression” y se busca en la misma barra de herramientas la opción “Calculations”, se presiona clic izquierdo y se selecciona “Saturation Pressure”; luego de aquello se procede a ingresar la Presión de 500 Psia a Temperatura de reservorio (Figura 30).

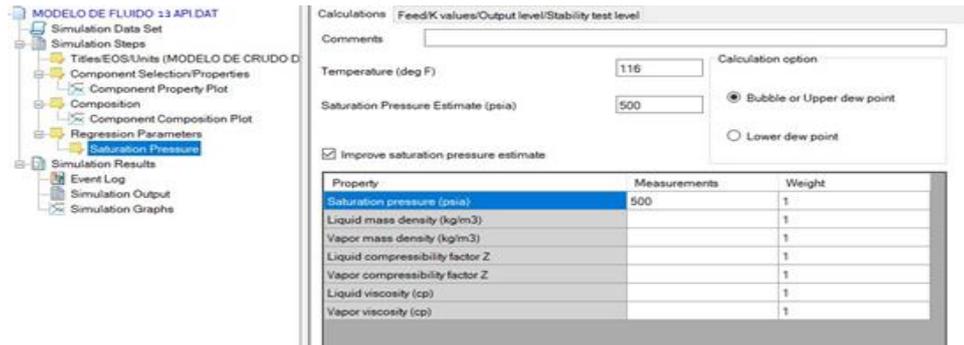


Figura 30. Ajustes de la presión de saturación y temperatura en WinProp (2015.10).
Elaboración Propia (2019).

Luego, en la sección “Regression Parameters” aplicar regresión a la P_c atm del C30, puesto que las variables se encuentran en este componente. En la sección “Component Selection/Properties” y en la casilla que está por default “Constant Volume Shift” cambiar por “Temperature dependent volumen Shift Correlation”. En la misma ventana abierta, ir a “Int. Coef.” E ingresar a “HC-HC Groups/Apply value to multiple non HC-HC pairs...”, clic en “HC-HC” y dar un valor de cero a “Exponent Value” y aplicar cambios (Figura 31).

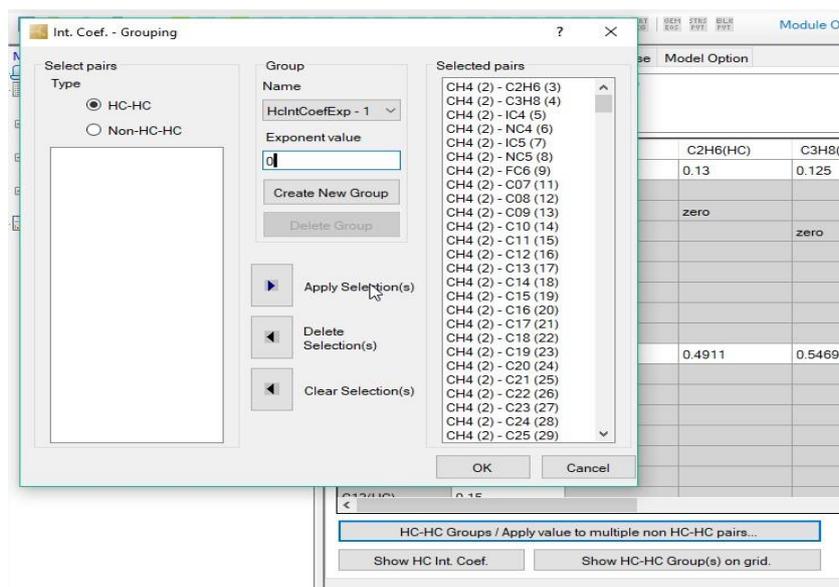


Figura 31. Ajustes de los componentes del crudo en WinProp (2015.10).
Elaboración Propia (2019)

Con los cambios que se ha realizado se calculará la Presión de Saturación por lo que se procede a correr el modelo verificando los resultados en “Simulation Output”, el valor de la “Saturation Pressure” debe ser de 500 Psia o aproximado (Figura 32). Si este valor no es aproximado al indicado, se debe tantear un valor de Presión de Saturación estimada e ingresarla, hasta que en los resultados se verifique lo recomendado.

Una vez que los valores de presión se encuentren en el rango recomendado, está listo para subir al modelo con “Update Component Properties” y después borrar la sección “Regression” sin eliminar “Saturation Pressure”.

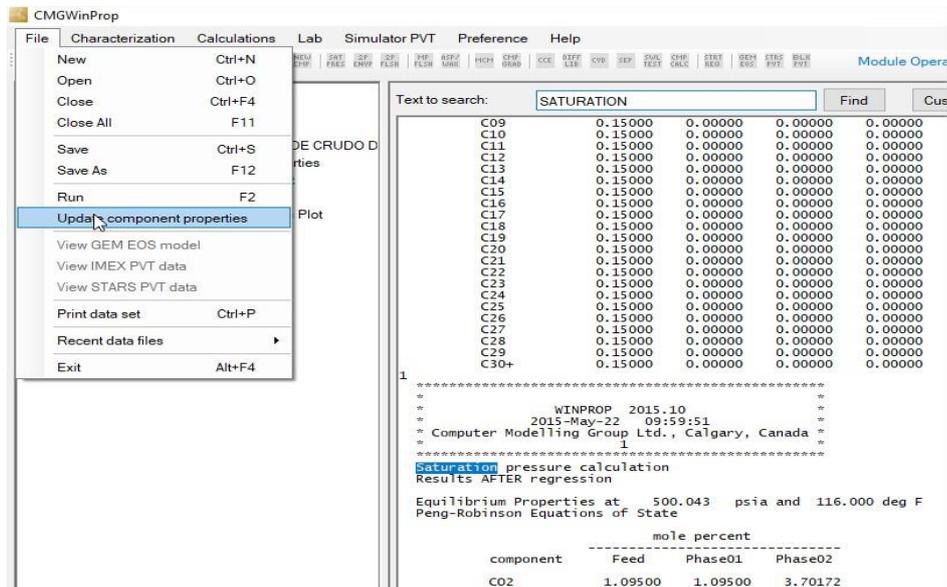


Figura 32. Ajustes de las Presión de Saturación del crudo en WinProp (2015.10).
Elaboración Propia (2019).

3.2.1.3. Agrupación del Modelo del Crudo Pesado a Trece componentes.

Se agrupa los 34 elementos que conforman el crudo pesado en 13 elementos con el fin de reducir la complejidad del modelo composicional al momento de correr el programa, dejando como elementos y grupos de elementos de la siguiente manera:

- ✓ C02
- ✓ H20
- ✓ C1, C2, C3, iC4, nC4, iC5, nC5, C6
- ✓ C7 a C15
- ✓ C16 a C29
- ✓ C30

Ubicarse en la sección “Saturation Pressure”, en la barra de herramientas buscar “Characterization” y seleccionar “Component Lumping” y se abrirá una ventana, en la que, se seleccionará “Define Lumping Schema in grid below” y en “Number of lumped Components” se procede a agregar un valor de 13 indicando que se quiere dejar los 34 elementos en la cantidad antes mencionada, por lo que, se asigna el valor del 1 al 13 a cada componente con el fin de agruparlos (Figura 33).

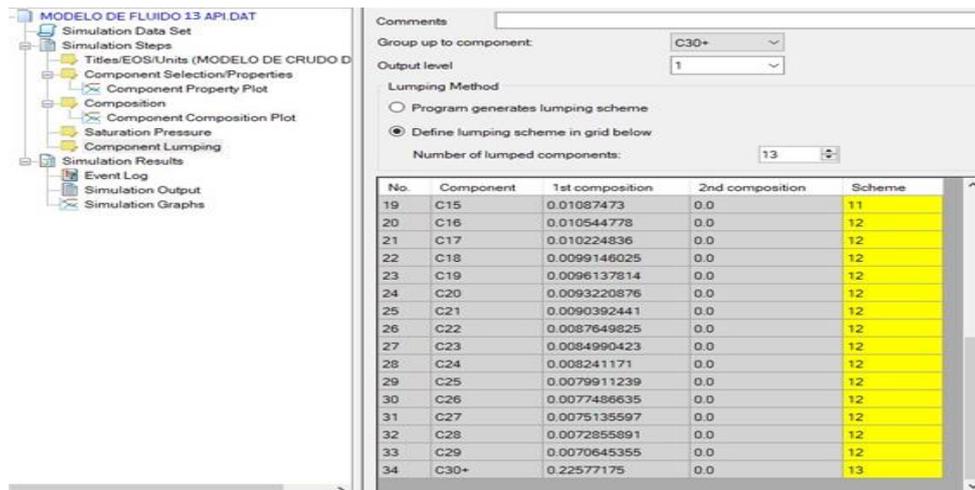


Figura 33. Agrupación de los componentes del crudo Pesado en WinProp (2015.10).
Elaboración Propia (2019).

Al realizar la agrupación de estos componentes, no debe variar la presión de saturación, por lo que, si hay un cambio en la misma, no se acepta la agrupación. Debajo de “Component Lumping” se copia la sección de “Saturation Pressure” y se procede a correr, nuevamente, el modelo. Se procede a verificar los resultados en “Simulation Output” (Figura 34), si el valor de la presión de saturación es igual al indicado anteriormente (500,043 Psia), se subirá estos cambios al modelo con “Update Component Properties” y luego se procede a borrar el agrupamiento del Lumping. Para verificar si los cambios se realizaron con éxitos, para aquello, se localizará en la sección “Composition”.

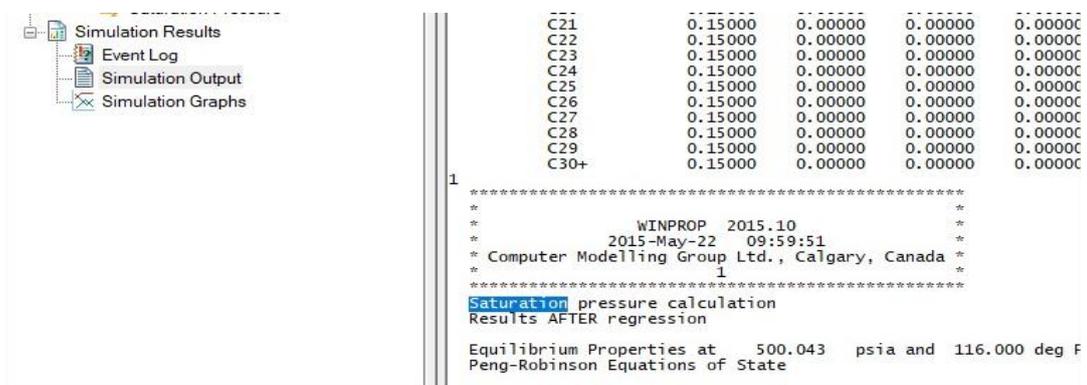


Figura 34. Validación de la P. de Saturación después del agrupamiento, WinProp (2015.10).
Elaboración Propia (2019).

3.2.1.4. Ingreso y ajustes de la Prueba de Liberación Diferencial.

Los modelos de fluidos son generados por ecuaciones de estados que son ajustadas con información confiable con el fin de determinar las propiedades físicas y termodinámicas a diferentes condiciones de presión y temperatura. Estos datos son trabajados en laboratorio conocido con el nombre de “Prueba de Liberación Diferencial” (Differential Liberation Test), detalladas en la Tabla 14.

Presión (Psia)	Oil FVF (rb/stb)	GOR (scf/stb)	Viscosidad (cP)
500	1.040534144	56.7	3000
1000		56.7	3700
700		56.7	
600		56.7	
400	1.036800742	46.11860485	
300	1.033372746	36.3226068	
200	1.029771442	25.94306384	
100	1.025871646	14.59373205	
12	1.020918507	0	6500

Tabla 14. Prueba de Liberación diferencial

Fuente: Ajustando la presión de Estado (EOS) de Peng Robinson para Cotejar un PVT de Petróleo Pesado Usando WinProp, Colombia 2010.

3.2.1.4.1. Ajustes de la gravedad específica del petróleo pesado.

Para la creación de la subsección “Differential Liberation” se debe estar ubicado en “Saturation Pressure”, se escogerá “Characterization” y por consiguiente “Star Regression”, en el interior de la regresión se ingresará los valores de la Tabla 14 con una gravedad de petróleo residual a condiciones estándar de 1.00855, por lo que, el procedimiento del ajuste se presenta a continuación:

Ubicarse en la sección “Component Selection/Properties” y cambiar “Temperature Dependent Volume Shift Correlation” por “Linear Temperature Dependent Volume Shift”. En la parte inferior izquierda de la misma ventana, se encuentra una opción “First Set”, por lo que, se añade un segundo set de ecuaciones y aplicar cambios. En la ventana de “Regression Parameters”, en la parte inferior izquierda se encuentra la opción “Component Set”, seleccionar “Second Set” y aplicar regresión a “Volumen Shift” al componente C30. Regresar en la subsección creada “Differential Liberation” y asignar un peso (Weight) de “Cero” (0) a Oil FVF, GOR y Oil Viscosity con el fin de excluirlas, por consiguiente, a los

siguientes parámetros como a la Gravedad Específica del petróleo (SG), factor Z del Gas, Gas FVF, y a los demás asignar el valor de “Uno”, (Figura 35), correr y subir los cambios al modelo.

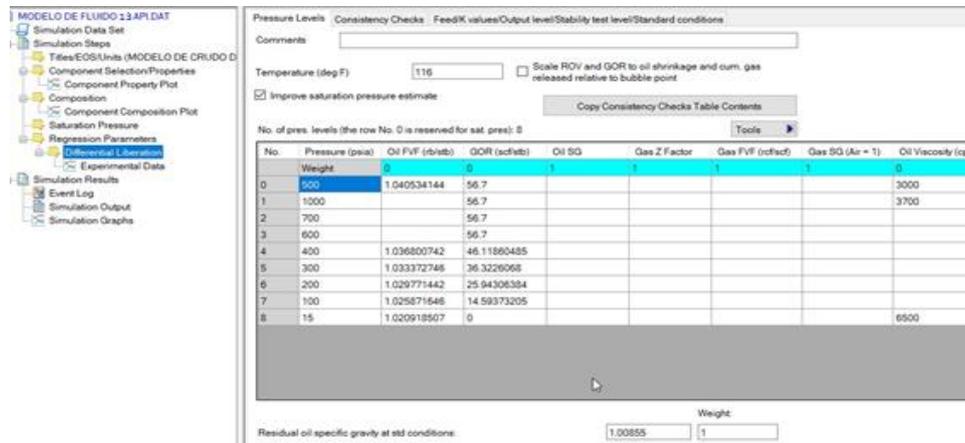


Figura 35. Ingreso de la prueba de Liberación Diferencial, WinProp (2015.10). Elaboración Propia (2019).

3.2.1.4.2. Ajustes de Bo y GOR del petróleo pesado.

Deshabilitar la regresión de Volume Shift del segundo set de ecuaciones y habilitar la primera, estos cambios se realiza en la sección “Regression Parameters”. Asignar un peso de “Cero” a Oil SG y a Oil Viscosity, por su parte a Bo y GOR un peso de “uno”. A los cuadros vacíos de la sección OIL FVF asignar un valor de “-1” por falta de valores para la interpolación, correr los cambios antes de subir al modelo (Figura 36).

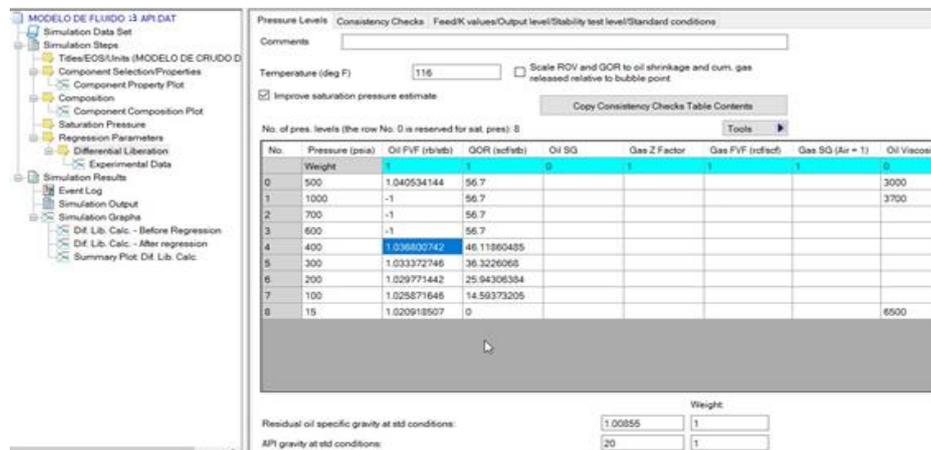


Figura 36. Ajustes del Factor Volumétrico y GOR, WinProp (2015.10). Elaboración Propia (2019).

3.2.1.4.3. Ajustes de la Viscosidad del Petróleo Pesado.

La viscosidad del crudo en función a la temperatura, es un factor muy importante; como referencia, se considera el trabajo de Abraham (2016), “Recuperación de crudo, mediante, la inyección continua de vapor”, método casi similar al de Segregación Gravitacional Asistida por Vapor SAGD en la recuperación Terciaria, detallando la Tabla 15.

TEMPERATURA °F	VISCOSIDAD Cp
75	5780
100	1380
150	187
200	47
250	17.4
300	8.5
350	5.2
500	2.5

Tabla 15. Viscosidad del Crudo Pesado.

Efectos de Pozos Térmicos sobre la Inyección Continua de Vapor en Yacimientos homogéneos.

Fuente: Montes Abraham (2016).

Para el ajuste de la viscosidad del petróleo pesado, se procederá a realizar pasos importantes en el modelo del crudo, por lo que, se debe estar ubicado en “Regression Parameters” y se procederá a deshabilitar la regresión de Volume Shift del primer set de ecuaciones, en la misma sección, en la ventana “Viscosity Parameters” habilitar todas las casillas de correlación (Figura 37).

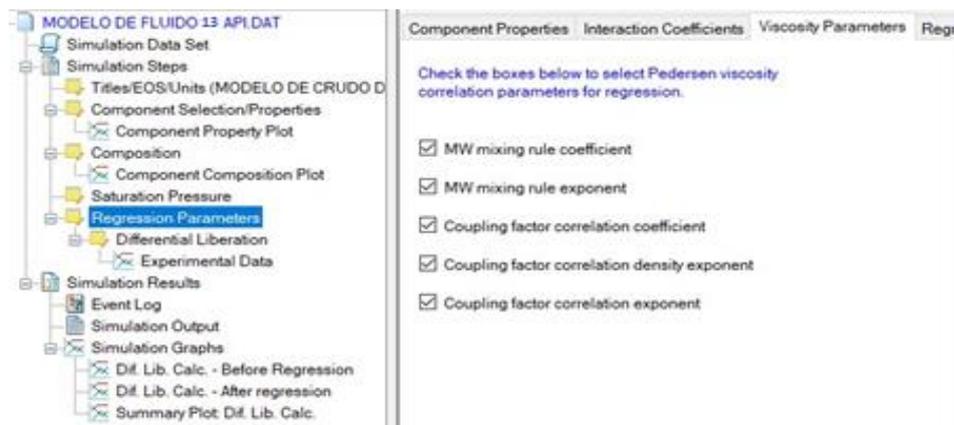


Figura 37. Ajustes de la viscosidad del petróleo en WinProp (2015.10).

Elaboración Propia (2019).

En la opción “Differential Liberation” se coloca en el recuadro de “Oil Viscosity” el valor de “Uno” y en los demás atributos el valor de “Cero”. Antes de correr el programa, se tiene que seleccionar el tipo de modelo, en este caso, se escogerá la opción “Pedersen Corresponding States Model” (Figura 38), este ajuste se lo realiza en la sección “Component Selection/Properties”. Una vez realizado estos cambios, se corre el modelo y se sube los cambios a la construcción del yacimiento, eliminar la sección de “Regression Parameters” sin eliminar la opción “Differential Liberation”.

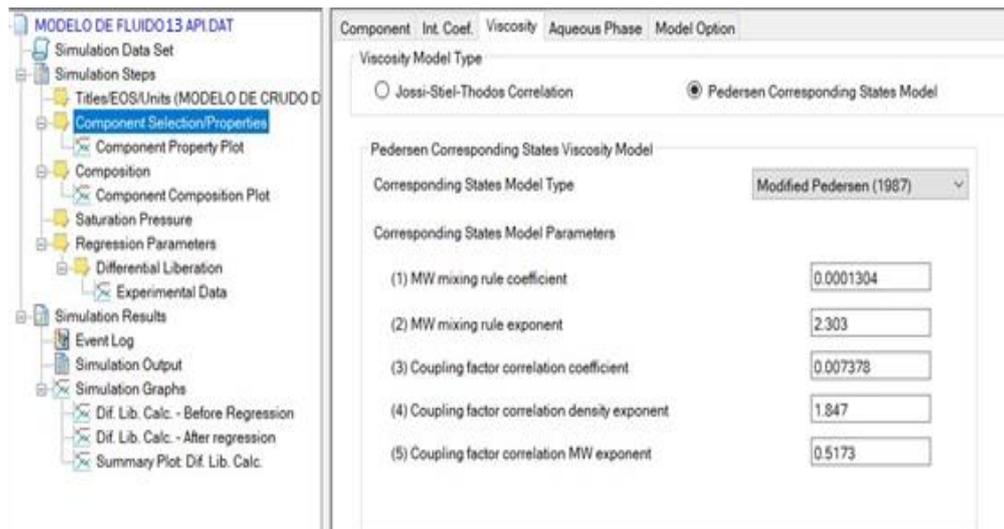


Figura 38. Selección del Modelo de Pedersen en WinProp (2015.10)
Elaboración propia (2019).

En “Simulation Output” se debe buscar la composición del fluido, por lo que, se necesitará en la construcción del yacimiento en Start (Figura 39).

Para la importación del modelo a Start PVT Data, se lo realiza, mediante la aplicación “Builder”, en la sección “Component” seleccionar “Import WinProp-generated Model...” y buscar el diseño creado “Archivo (.str)”.

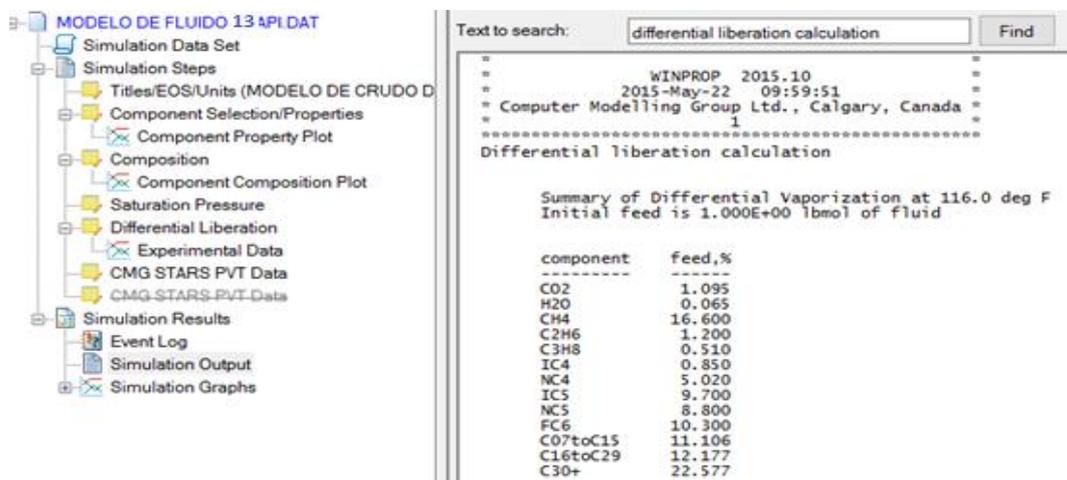


Figura 39. Caracterización del Crudo Pesado luego de la simulación en WinProp (2015.10).
Elaboración Propia (2019).

3.3. Diseño del Reservorio

La construcción del reservorio se lo realizará luego del diseño del fluido, por lo que, se considerará aspectos importantes utilizados a continuación:

3.3.1. Inicio del simulador.

Al abrir la aplicación de CMG, se procederá a seleccionar la aplicación de “Builder”, crear un archivo nuevo, muestra una ventana dando a conocer los simuladores a utilizar, en este caso, es “START”, las unidades a utilizar de campo; Como existe un historial de producción del pozo de estudio, en la sección de “Simulation Start Date”, se procederá a colocar el año al que se quiere realizar la comparación, en este caso “2013”, las demás opciones se dejará por defecto como nos muestra la ventana (Figura 40).

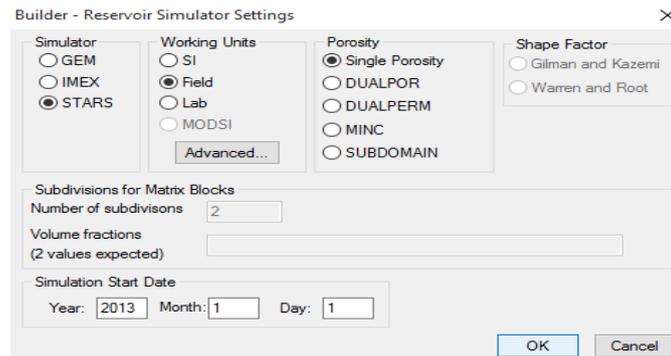


Figura 40. Inicio del simulador comercial Builder (2015.10).

3.3.2. Dimensiones del yacimiento.

Dado que, en el método de Segregación Gravitacional requiere de distancias cortas para su proceso de inyección hacia el pozo productor, la construcción de un buen mallado tanto areal como vertical es de mucha importancia para la simulación, por lo cual, se procede a crearlo con las siguientes características; El mallado pide las dimensiones en tres direcciones (i, j, k), siendo para cada una de ellas (55, 11, 11). Para la dirección en “i” cada celda contiene un espesor de 36 ft (1980 ft), para las direcciones “j y K” su espesor es de 30 ft (330ft) (Figura 41).

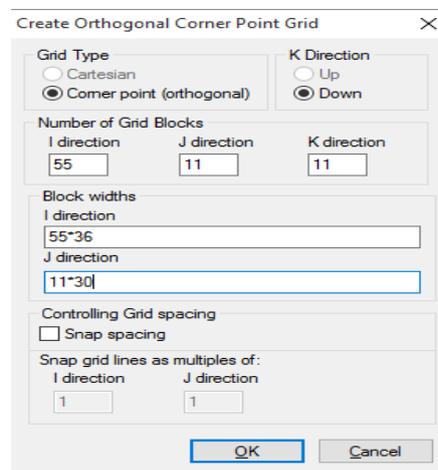


Figura 41. Diseño del mallado del Reservorio, Builder (2015.10).

Luego de colocar las anteriores condiciones mencionadas para el mallado, se presenta el yacimiento en dimensiones 2D (Figura 42).

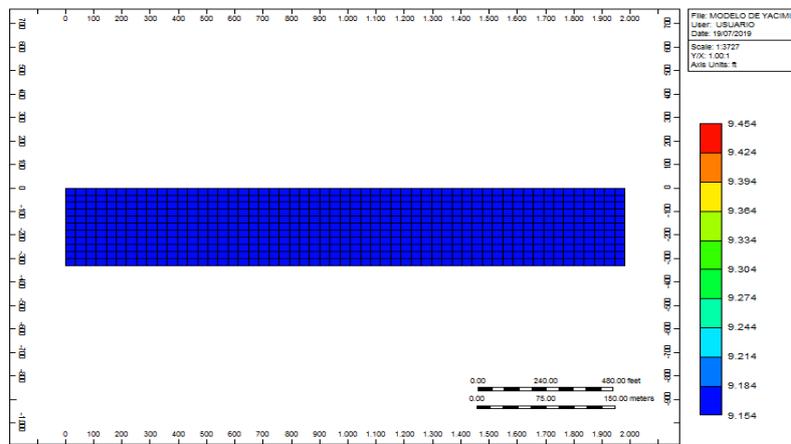


Figura 42. Diseño del mallado del Reservoirio 2D, Builder (2015.10).
Elaboración Propia (2019).

3.3.3. Propiedades de la Roca.

En cuanto, a las propiedades petrofísicas de la formación, se asigna permeabilidad tanto en (i, j y K), porosidad, conductividad entre otras propiedades (Tabla 16).

PROPIEDADES DE LA ROCA	
Porosidad	0.3
Permeabilidad Horizontal	5000 mD.
Permeabilidad Vertical	2500 mD.
Presión del Yacimiento	900 psi
Conductividad Térmica	24 BTU/(pies-día-°F)
Capacidad Calorífica	35 BTU/(pie ³ -°F)

Tabla 16. Propiedades de la Roca.

Fuente: Drenaje Gravitacional Asistido con Vapor, SAGD, aplicado a yacimientos de Crudos Pesados. Rodríguez Astrid, Palma Jorge, Muñoz Samuel. (2016).

Los valores, antes mencionados, son ubicados en el simulador para la creación del reservorio, tal como muestra la Figura 43.

General Property Specification						
Edit Specification						
	Grid Top	Grid Thickness	Porosity	Permeability I	Permeability J	Permeability K
UNITS:	ft	ft		md	md	md
SPECIFIED:	X	X	X	X	X	X
HAS VALUES:	X	X	X	X	X	X
Whole Grid		30	0.3	5000	Equals I (equal)	Equals I * 0.5
Layer 1	9154					
Layer 2						
Layer 3						
Layer 4						
Layer 5						
Layer 6						
Layer 7						
Layer 8						
Layer 9						
Layer 10						

Figura 43. Propiedades específicas de la Roca, Builder (2015.10).

3.3.4. Ingreso de las Fracciones Molares del Crudo creado en Winprop al simulador Builder.

Los valores de la Figura 39 mostrada, anteriormente, son escritos en el simulador, véase (Figura 44).

	Oil Mole Fraction(C07toC15)	Oil Mole Fraction(C18toC...	Oil Mole Fraction(C2H6)	Oil Mole Fraction(C30+)	Oil Mole Fraction(C3H8)	Oil Mole Fraction(CH4)	Oil Mole Fraction(CO2)	Oil Mole Fraction(CFC5)
UNITS:								
SPECIFIED:	X	X	X	X	X	X	X	X
HAS VALUES:	X	X	X	X	X	X	X	X
Whole Grid	0.11106	0.12177	0.012	0.22577	0.0051	0.166	0.01095	0.103
Layer 1								
Layer 2								
Layer 3								
Layer 4								
Layer 5								
Layer 6								
Layer 7								
Layer 8								
Layer 9								
Layer 10								
Layer 11								

Figura 44. Fracciones Molares del crudo Pesado extraído de Winprop a Builder.

3.3.5. Propiedades del Agua.

Los valores de las propiedades del agua son estándares, y se muestra en la Tabla 17.

PROPIEDADES Del AGUA	
Densidad	62.438 lb/pie ³
Compresibilidad	3.15e-6 1/psi
Coefficiente de expansión térmica	-2.0704e-3 1/°F
Peso molecular	18.02 lb/lb-mol

Tabla 17. Propiedades de la Roca.

Fuente: Elaboración Propia, (Valores Estándares).

3.3.6. Modelo de Permeabilidades Relativas.

F, Rueda (2011), afirma que los cálculos de los movimientos de fluidos en base a las saturaciones en el yacimiento son de mucha importancia a considerar, por lo que, existen fórmulas que realizan estos cálculos teniendo su data necesaria, (Ec. 2, 3, 4, 5).

Ecuaciones de permeabilidades relativas en un sistema Agua-Petróleo:

$$k_{rw} = k_{rwro} \left(\frac{S_w - S_{wir}}{1 - S_{orw} - S_{wir}} \right)^{2.5} \quad Ec. 2$$

$$k_{row} = k_{rwro} \left(\frac{1 - S_{orw} - S_w}{1 - S_{orw} - S_{iw}} \right)^2 \quad Ec. 3$$

Ecuaciones de permeabilidades relativas en un sistema Gas-Petróleo:

$$k_{rog} = k_{roiw} \left(\frac{1 - S_{iw} - S_{org} - S_g}{1 - S_{iw} - S_{org}} \right)^2 \quad Ec. 4$$

$$k_{rg} = k_{rgro} \left(\frac{S_g - S_{gc}}{1 - S_{iw} - S_{gc}} \right)^{1.5} \quad \text{Ec. 5}$$

Mediante, estas ecuaciones, ignorando los efectos de la presión capilar y con información de las saturaciones necesarias (Tabla 18), se pueden obtener las curvas de permeabilidades en el simulador.

INFORMACIÓN DE SATURACIONES	
Swcn - Endpoint Saturation: connate water	0.13
Swcrit - Endpoint Saturation: critical water	0.13
Soirw - Endpoint Saturation: irreducible oil for water-oil table	0.0
Sorw - Endpoint Saturation: residual oil for water-oil table	0.39
Soirg - Endpoint Saturation: irreducible oil for gas-liquid table	0
Sorg - Endpoint Saturation: residual oil for gas-liquid table	0.2
Sgcon - Endpoint Saturation: connate gas	0.0
Sgcrit - Endpoint Saturation: critical gas	0.05
Krocw - Kro at connate water	0.948
Krwiro - Krw at irreducible oil	0.79
Krgcl - Krg at connate liquid	0.2

Tabla 18. Data para Curvas de Permeabilidades Relativas.

Fuente: SAGD – Steam Assisted Gravity Drainage usando Builder Stars. Computer Modelling Group (CMG).

En la sección “Rock-Fluid” y se escogerá “Create / Edit Rock Types”, por lo cual, mostrará una nueva ventana; Localizar la opción “Tools” y elegir “Generate Tables Using Correlations”. Ingresar los valores de la Tabla 18 en la ventana mostrada (Figura 45), “Apply” y “OK”.

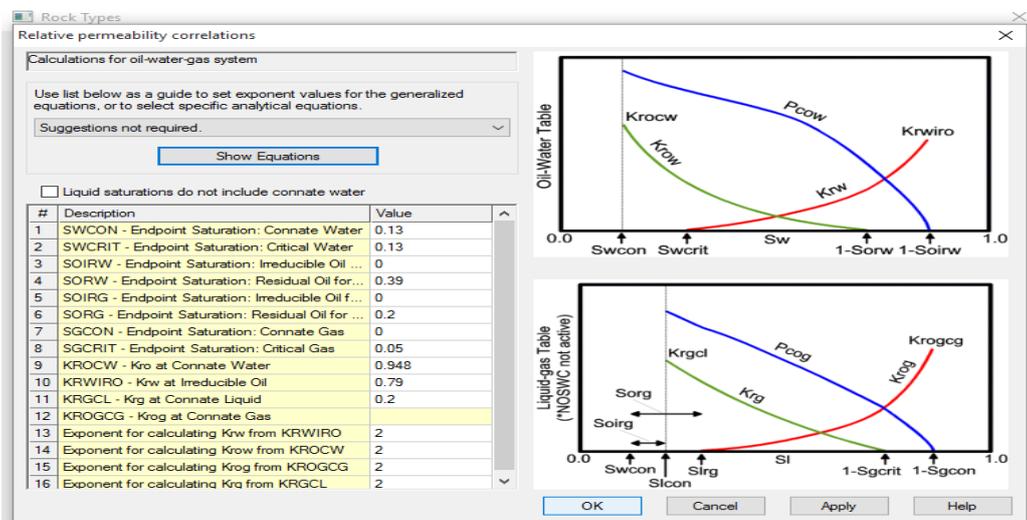


Figura 45. Ventana para generar Curvas de permeabilidades Relativas en Builder (2015.10). Elaboración Propia (2019).

3.3.7. Propiedades Térmicas.

Para ajustar estas propiedades se utilizará los datos de la Tabla 15; Para aquello, en la sección “Reservoir” se procede a seleccionar “Thermal Rocktypes” (Figura 46).

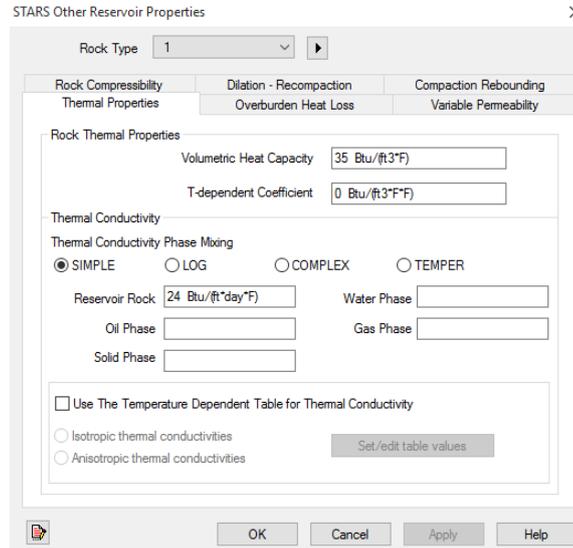


Figura 46. Ventana de las propiedades térmicas, Builder (2015.10).
Elaboración Propia (2019).

3.3.8. Condiciones iniciales del Yacimiento.

La Profundidad y Presión de referencia, la profundidad del contacto agua-Petróleo son partes de las condiciones iniciales del yacimiento.

Para hallar la profundidad de referencias se utiliza la Ec. 6, deducida de la Figura 47, que indica que puede ser calculada tomando la profundidad desde la superficie hasta el centro del mallado.

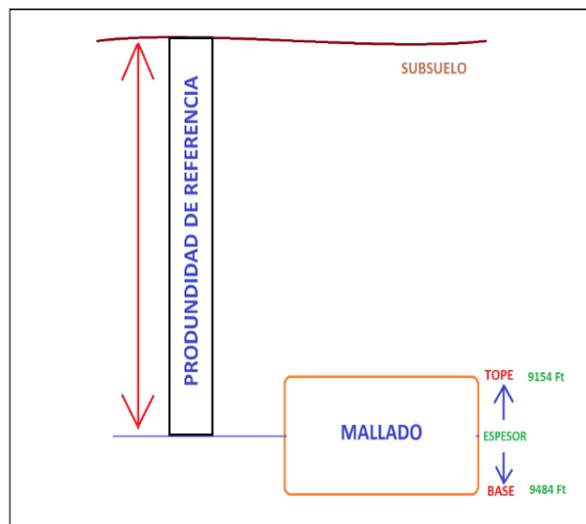


Figura 47. Profundidad de referencia.
Elaboración Propia (2019).

Ecuación para calcular la Profundidad de Referencia:

$$Profundidad\ de\ Referencia = Tope + \frac{Espesor}{2} \quad Ec. 6$$

La presión de referencia se toma de la Tabla 15, que por lo general, es igual a la presión del yacimiento (900 psi); Los valores antes mencionados son ingresados en la sección “Initial Conditions” (Figura 48).

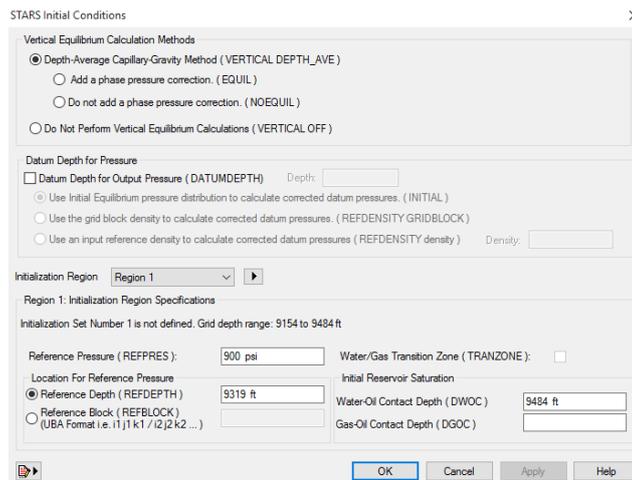


Figura 48. Ventana de las Condiciones Iniciales, Builder (2015.10).
Elaboración Propia (2019).

3.3.9. Pozo Inyector y Productor Perforado para la Simulación.

El modelo base del SAGD, requiere la perforación de dos pozos horizontales perforados uno encima del otro, siendo el primero de carácter inyector y el posterior productor; Para la creación de los mismos se ingresa a la sección “Well & Recurrent”, seleccionar la opción “Well New” y mostrará la ventana de los pozos a crear (Figura 49).

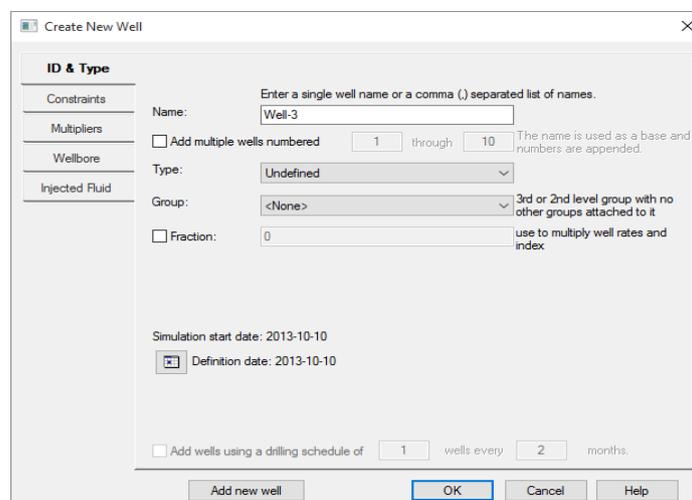


Figura 49. Ventana para la configuración de los pozos, Builder (2015.10).
Elaboración Propia (2019).

Al Pozo inyector se lo nombrará DRRE-004 INYECTOR, en “Types” se procede a seleccionar “INYECTOR MOBWEIGHT EXPLICIT”, en “Fraction” se define en “1” por el modelamiento total del pozo.

Se le asignará las siguientes condiciones operacionales, mostrada en la Tabla 19.

CONDICIONES DEL POZO DRRE-004 INYECTOR				
CONSTRAINTS				
CONSTRAINTS	PARAMETER	LIMIT/ MODE	VALUE	ACTION
Operative	BHP Bottom hole Pressure	Max	1500 psi	Cont
Operative	STW surface Water rate	Max	50 Bbl/Day	Cont
		STREAM QUALITY		
INJECT FLUID	Water	TEMPERATURE		450 F
STATUS	Open	STEAM QUALITY		0.7

Tabla 19. Condiciones del pozo Inyector, Builder (2015.10).
Elaboración Propia (2019).

Los parámetros de inyección simula que existen ya los generadores de vapor en el fondo del pozo con el objetivo de que no existan considerables pérdidas de vapor durante su recorrido. Para el Pozo productor se lo nombrará DRRE-004 PRODUCTOR, en “Types” se procede a seleccionar “PRODUCER”, en “Fraction” se define en “1” por el modelamiento total del pozo.

A su vez, el pozo productor debe tener sus condiciones de operación, Tabla 20.

CONDICIONES DEL POZO DRRE-004 PRODUCTOR				
CONSTRAINTS				
CONSTRAINTS	PARAMETER	LIMIT/ MODE	VALUE	ACTION
Operative	STL surface Water rate	Max	200 Bbl/Day	Cont
STATUS	Open			

Tabla 20. Condiciones del pozo Productor, Builder (2015.10).
Elaboración Propia (2019).

Para la completación de los pozos, tanto Inyector como productor, en datos generales se definirán las siguientes características (Tabla 21).

WELL COMPLETION DATA	
GENERAL	
Well Index Type	GEOA calculated from geometry, anisotropic
Calculating Well index method	Directional Weighting
Direction	K axis
Radius	0.33
Wfrac	1
Skin	0
Use layer IJK directions or XYZ geometric data	None

Tabla 21. Data para la completación general de los pozos perforados, Builder (2015.10).
Elaboración Propia (2019).

Para las perforaciones del pozo Inyector Y pozo Productor existen dos formas de realizarlas, la primera consiste en ubicar los números de celdas en la Ventana de “Perforation”, casilla “User Block Address” de la seccion “Well Completion Data”, o a su vez con el cursor, por lo cuál,se procede a ubicar en la misma ventana, opción “Begin” y con el Mouse se escoge las celdas del mallado a trabajar.

En la Tabla 22 se detallarán las celdas utilizadas para las perforaciones del pozo inyector y productor.

PERFORACIONES DE LOS POZOS		
	USER BLOCK ADDRESS	
	INICIO	FINAL
POZO INYECTOR	6 6 9	46 6 9
POZO PRODUCTOR	5 6 11	46 6 11

Tabla 22. Ubicación para los pozos: Inyector y Productor, Builder (2015.10).

Elaboración Propia (2019).

En pruebas de laboratorios y corridas de simulación se ha demostrado que el espaciamiento óptimo que separan los pozos Intector y productor es de 5 y 6m pero depende del tipo de yacimiento a encontrar, en este caso, el espaciamiento que se tiene entre ambos pozos es de 9,14m (30 ft) y la sección horizontal es de 460.86m (1512 ft).

Para el proceso del proyecto se tendrá que considerar el tiempo a simular, por lo que, en la sección que se está trabajando “Well & Recurrent” se procede a seleccionar la opción “Dates”, por lo que nos mostrará una ventana (Figura 50).

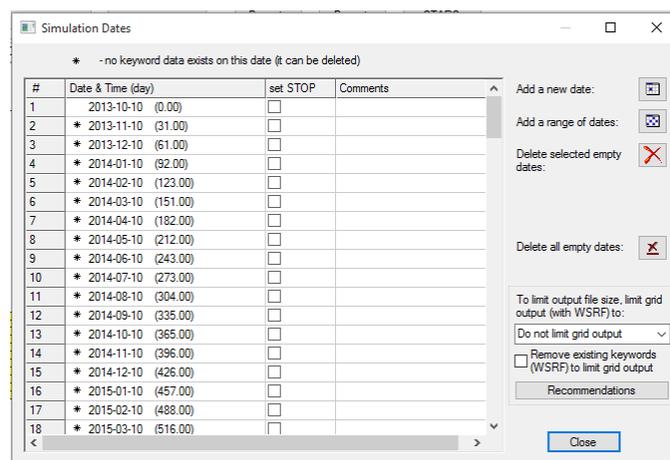


Figura 50. Ventana para la ubicación del tiempo a simular, Builder (2015.10).
Elaboración propia (2019).

En la misma ventana, en la parte superior derecha se procederá a dirigirse en “Add a new date”, en la ventana mostrada (Figura 51), seleccionar la fecha en que inicia la simulación, como existe ya un historial de este pozo se colocará la fecha del mismo.

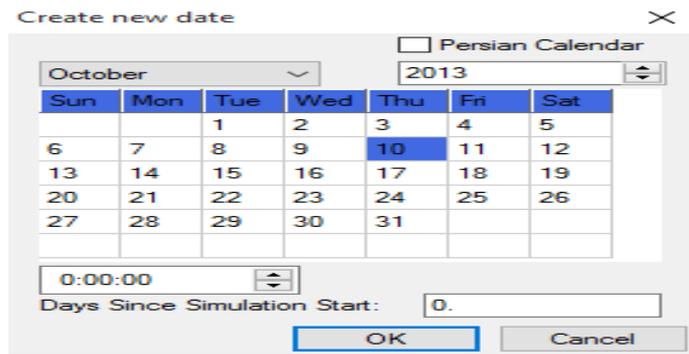


Figura 51. Fecha de inicio de la simulación, Builder (2015.10).
Elaboración propia (2019).

Para colocar la fecha hasta cuando se pretende simular, en la ventana mostrada anteriormente (Figura 49), en la parte superior derecha se procede a seleccionar “Add a range of dates”, el proyecto está para 15 años, por lo que se escogerá la fecha “10 de Octubre del 2028” mes a mes, con paso de 1 (Figura 52).

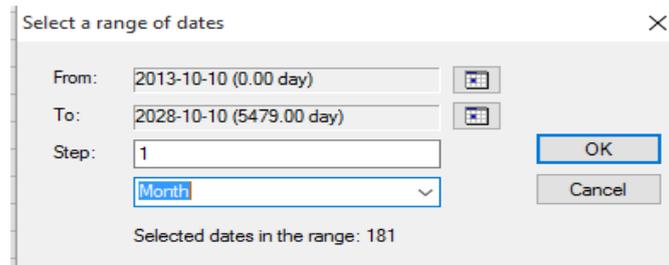


Figura 52. Fecha final de la simulación, Builder (2015.10).
Elaboración propia (2019).

Luego de los cambios realizados en el simulador y mostrados en el documento se presenta el mallado del yacimiento incluido sus pozos perforados (Figura 53) y se procede a realizar el corrido del programa mostrando los resultados del Proceso de Segregación gravitacional asistida por Vapor SAGD.

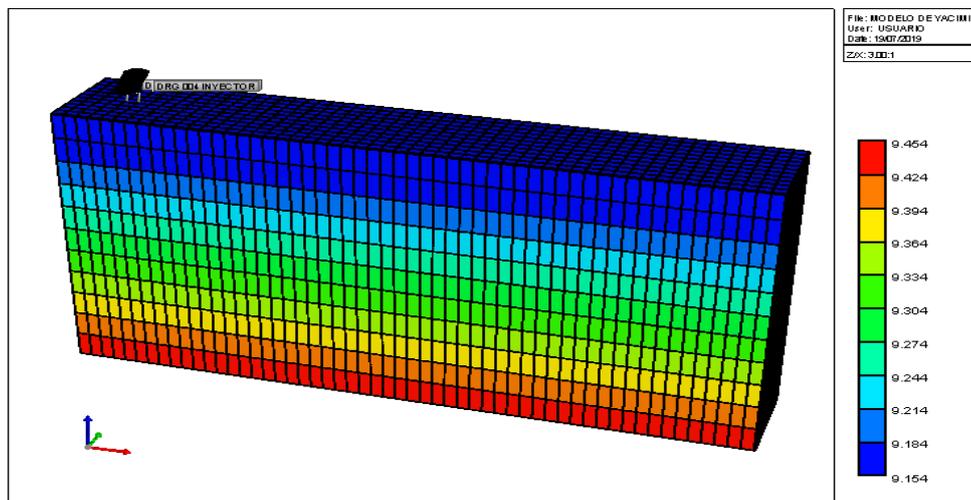


Figura 53. Mallado del yacimiento con su Pozo Inyector y Productor 3D, Builder (2015.10).
Elaboración propia (2019).

CAPÍTULO IV

4. RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN

En el presente capítulo, se mostrarán los resultados luego de la simulación del proceso de Segregación Gravitacional Asistida por Vapor, en donde se analizarán los datos más representativos del yacimiento. Este proceso requiere de altos costos de operación para su ejecución, por tanto, se utiliza una calidad de vapor de 0.7 para su inyección a diferentes tasas, a la cual, se escogerá la más óptima durante su vida productiva.

Entre las características más representativas del yacimiento, se podrán analizar las siguientes gráficas: Producción de petróleo a diferentes tasas de Inyección, Producción de Petróleo y Agua Acumulado, Corte de Agua durante la producción de petróleo, Factor de Recobro de Petróleo y Gas (FR), Presión de Yacimiento, Tasa de Producción de la simulación y comparación con el historial de la producción real del pozo. Si bien es cierto, la simulación se la hizo para 15 años, pero, cabe recalcar, que en las gráficas solo se mostrarán hasta el año que fue factible (2021), debido a que la tasa inyección seleccionada fue de 50 Bbls.

4.1. Tasa de Inyección de Vapor

Se realizó el proceso SAGD en el pozo DRRE-004 a diferentes tasas de inyección, siendo estas de 50, 100, 150, 200, 300 y 400 Bbls de agua a una temperatura de 450 °F, en donde se considerará la tasa de inyección óptima durante su producción; a continuación, se presentan dos gráficas detalladas de la producción de petróleo en un periodo de tiempo, de 50 Bbls (Figura 54) y 100 Bbls (Figura 55) de inyección de agua, en donde se ha considerado que, en estas dos tasas de inyección existe una mayor producción de petróleo, pero con una variación de tiempo durante su vida productiva.

En la figura 54 del Pozo DRRE-004 muestra la curva de producción de petróleo a una tasa de inyección de 50 Bbls de agua con temperatura de 450°F, alcanzando y manteniendo su producción máxima aproximada de 200 Barriles diarios de crudo desde el 10 de febrero del 2019 al 22 de febrero del 2021 (743 días); Al iniciar la simulación, el pozo tuvo un decremento en su producción hasta el 2014 (212 días transcurridos), llegando a producir los 145.9 Bbls/día. La producción del pozo se estabilizó en los 150 Bbls/días aproximados hasta finales del 2018.

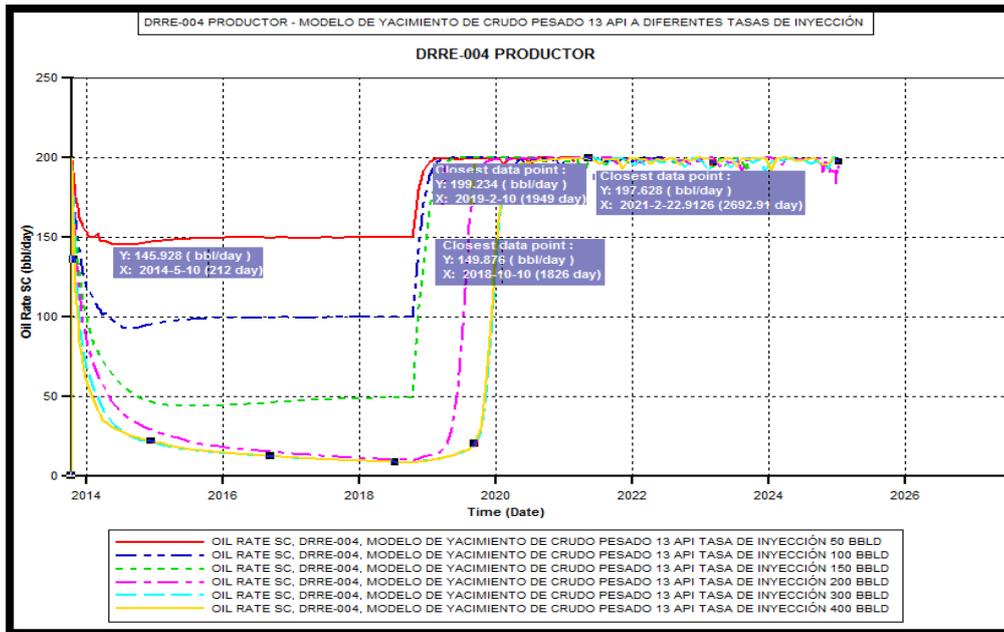


Figura 54. Producción del Petróleo a tasa de Inyección de 50 Bbbs, Results Graph (2015.10).
Elaboración Propia (2019).

En la figura 55, nos muestra la producción del Pozo DRRE-004 a una tasa de inyección de 100 Bbbs a la temperatura antes mencionada, con la diferencia de que su producción es menor en comparación con la Figura 54 hasta el 10 de octubre del 2018, siendo la producción aproximada de 100 Bbbs/día. A finales del 2018 y a inicios del 2019, el pozo alcanzó su máxima producción de petróleo llegando cerca de 200 Bbbs/día y logrando estabilizarse desde el 10 de febrero del 2019 al 15 de junio del 2022 (1977 días) donde terminó su vida productiva.

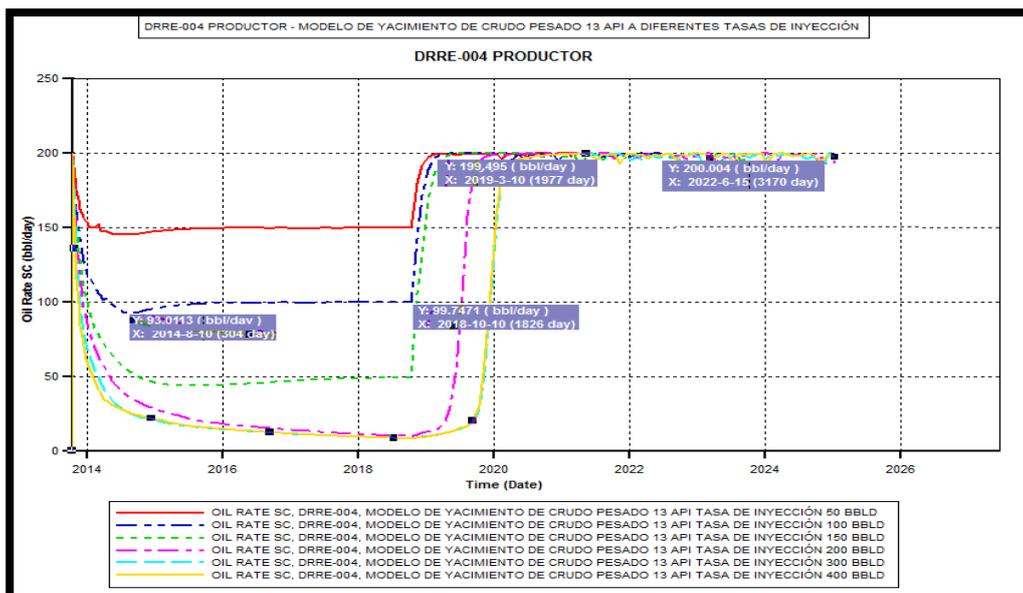


Figura 55. Producción del Petróleo a tasa de Inyección de 100 Bbbs, Results Graph (2015.10).
Elaboración Propia (2019).

Luego de analizar las dos gráficas anteriores, se puede visualizar que la curva de producción a una tasa de 50 barriles es la más factible durante el proyecto, debido a que su producción tiene una diferencia de 50 Bbbs/día hasta finales del 2018; pese que su vida productiva termina primero que el pozo puesto a producir a 100 Bbbs/día, la vida productiva del segundo pozo no abastece a la producción del primer pozo.

Mediante, un análisis económico de producción se analizará el ¿por qué? de la selección de la producción del pozo a 50 Bbbs de inyección de agua comparada con la segunda tasa de Inyección de 100 Bbbs.

4.1.1. Análisis para la selección de Curvas de Producción a las Tasas de Inyección de 50 Bbbs Y 100 Bbbs De Agua.

Para el análisis de la producción del pozo a diferentes tasas de inyección de agua a temperatura de 450°F, se tomaron los días productivos de cada curva con su producción de petróleo considerando un precio de venta promedio actual de \$55, resultando viable la curva de inyección de 50 Bbbs/día en un periodo de tiempo de 2693 días aproximados de vida productiva (Tabla 23); Por su parte la curva de producción a 100 Bbbs/día de inyección de agua a la misma temperatura (450°F), su producción es similar pero en un tiempo mayor (3170 días), resultando viable también el proyecto pero en un periodo de tiempo prolongado (Tabla 24).

PRODUCCIÓN DEL CRUDO A 50 BBLs DE INYECCIÓN DE AGUA				
	DÍAS	BBLs	BBLs X DÍA	\$55
DÍAS PRODUCTIVOS	212	146	30952	\$1,702,360.00
	1614	150	242100	\$13,315,500.00
	744	200	148800	\$8,184,000.00
DÍAS PARA QUE SE ESTABILICE LA PRODUCCIÓN	123	1000	123000	\$6,765,000.00
BARRILES TOTALES PRODUCIDOS			544852	\$29,966,860.00

Tabla 23. Producción de petróleo a 50 Bbbs/d de inyección de agua a Temperatura de 450 °F. Elaboración Propia (2019).

PRODUCCIÓN DEL CRUDO A 100 BBLs DE INYECCIÓN DE AGUA				
	DÍAS	BBLs	BBLs X DÍA	\$55
DÍAS PRODUCTIVOS	304	93	28272	\$1,554,960.00
	1522	100	152200	\$8,371,000.00
	1193	200	238600	\$13,123,000.00
DÍAS PARA QUE SE ESTABILICE LA PRODUCCIÓN	151	813	122763	\$6,751,965.00
BARRILES TOTALES PRODUCIDOS			541835	\$29,800,925.00

Tabla 24. Producción de petróleo a 100 Bbbs/d de inyección de agua a Temperatura de 450 °F. Elaboración Propia (2019).

4.2. Producción de Petróleo y Agua Acumulada

En la Figura 56, muestra las curvas de la producción de petróleo y agua en un periodo de 9 años, resultando una producción de petróleo mayor a la del agua; hasta el año 2019 (1918 días de simulación), la producción de petróleo y agua incrementa considerablemente, teniendo una producción de 290657 Barriles, después de ese año existe un aumento hasta el 2021, llegando a alcanzar una producción máxima de 445067 barriles de petróleo acumulado; Por su parte la producción del Agua acumulada a partir del 10 de diciembre del 2019 se mantiene constante en 92877,6 Barriles hasta su periodo de prueba, tal como se representa a continuación:

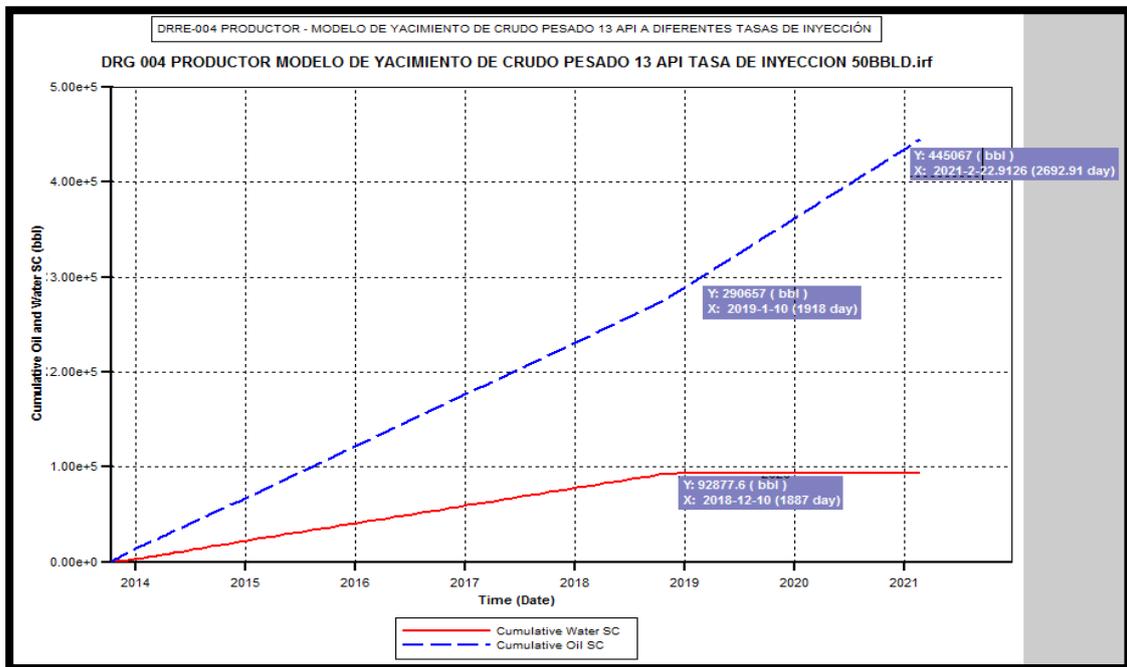


Figura 56. Curvas de las producciones de petróleo y agua acumulada, Results Graph (2015.10).
Elaboración Propia (2019).

4.3. Corte de Agua

En la Figura 57, refleja el corte de agua durante la producción del petróleo, mostrando un corte de agua máxima del 27% a finales del 2014; a partir de esa fecha el corte de agua se mantiene estabilizado entre el 25% aproximado hasta el 10 de octubre del 2018. Como la producción de petróleo a partir de esa fecha aumenta considerablemente a 200 Bbls/día aproximados, el corte de agua disminuye entre el 0 al 2% hasta su vida productiva.

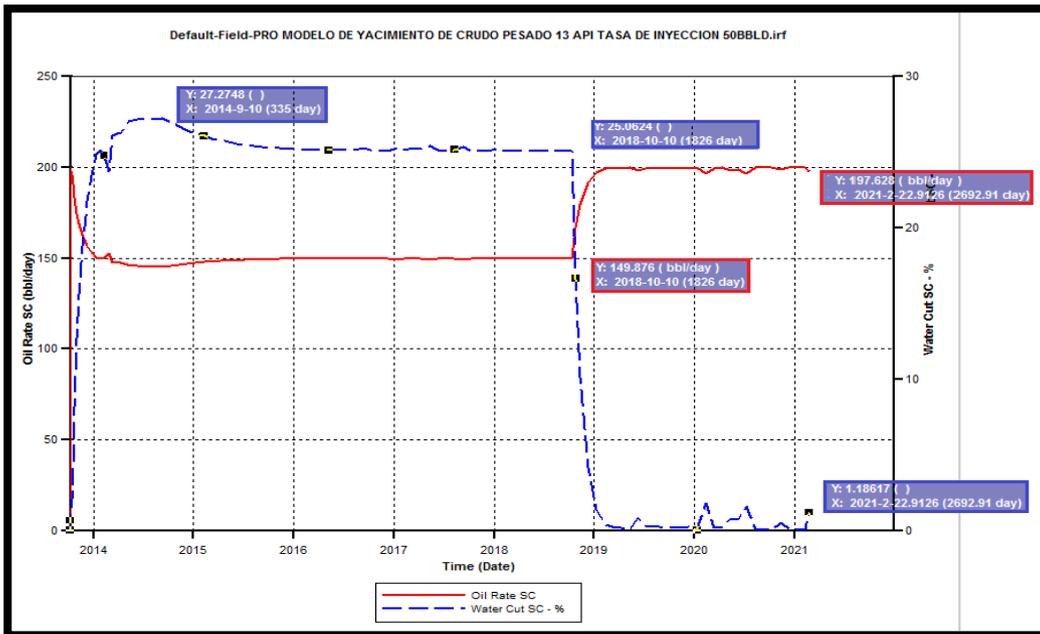


Figura 57. Corte de agua durante la producción de petróleo, Results Graph (2015.10).
Elaboración Propia (2019).

4.4. Presión del Yacimiento durante la Producción de Petróleo.

La Figura 58, muestra la curva de presión en el fondo del pozo al inicio y durante su vida productiva; Hasta el año 2014 que su producción decrece y se mantiene en 150 Bbls/día, su presión declina de los 800 Psi a los 370 Psi aproximadamente. El 10 de octubre del 2018 que su producción aumenta hasta los 200 Bbls/día existe un decremento considerable en la presión hasta su vida productiva llegando a los 50 Psi aproximados; Mientras mayor vida productiva tenga un yacimiento, su presión con el pasar de los años disminuye.

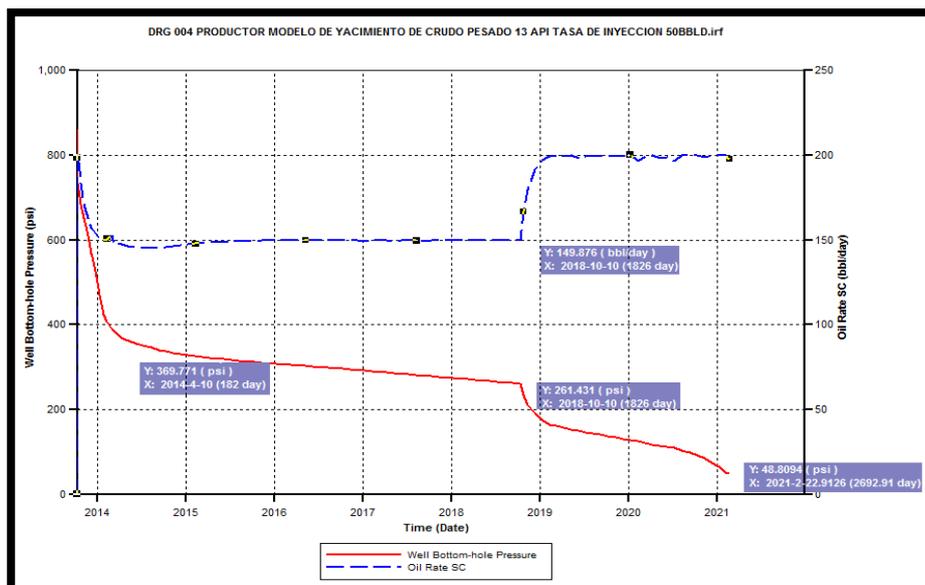


Figura 58. Presión en el fondo del pozo, Results Graph (2015.10).
Elaboración Propia (2019).

4.5. Curvas de la Producción Real del Pozo Vs Producción de la Simulación

La producción de petróleo real del pozo DRRE-004 se ve reflejada desde el año 2013, donde se presenta un historial del mismo (Anexo 4). El pozo DRRE-004 trabaja con un mecanismo de Bombeo Electrosumergible (Anexo 5), alcanzando su producción máxima cerca de los 233 Bbls/día aproximados a finales del 2013 (Figura 59). Desde esa fecha su producción varía durante su vida productiva manteniéndose en un promedio de los 100 Bbls/día; El 9 de diciembre del 2014 su producción cae, completamente, a 0 Bbls/día, dejando, el pozo inactivo. El 9 de febrero del 2018 el pozo vuelve a reiniciar su producción hasta el 5 de Abril del 2018 donde existe un apagón en la bomba BES debido a fallas eléctricas (Equipo BES presenta sobrecargas en los Sistemas de velocidades variables VSD y bajo aislamiento con respecto a tierra), para aquello se realizaron trabajos de Workover realizando cambios de la bomba BES, luego de aquello su producción se mantiene en un aproximado de 95 Bbls/día hasta julio del 2018 que se tiene información; Por su parte la producción que refleja la simulación del proceso SAGD, muestra que inyectando 50 Bbls de agua a una temperatura de 450 °F (232.22°C) mantiene una producción considerable durante su vida productiva manteniéndose en los 150 Bbls/día aproximados hasta finales del 2018 y aumentando su producción a 200Bbls/día aproximados hasta febrero del 2022.

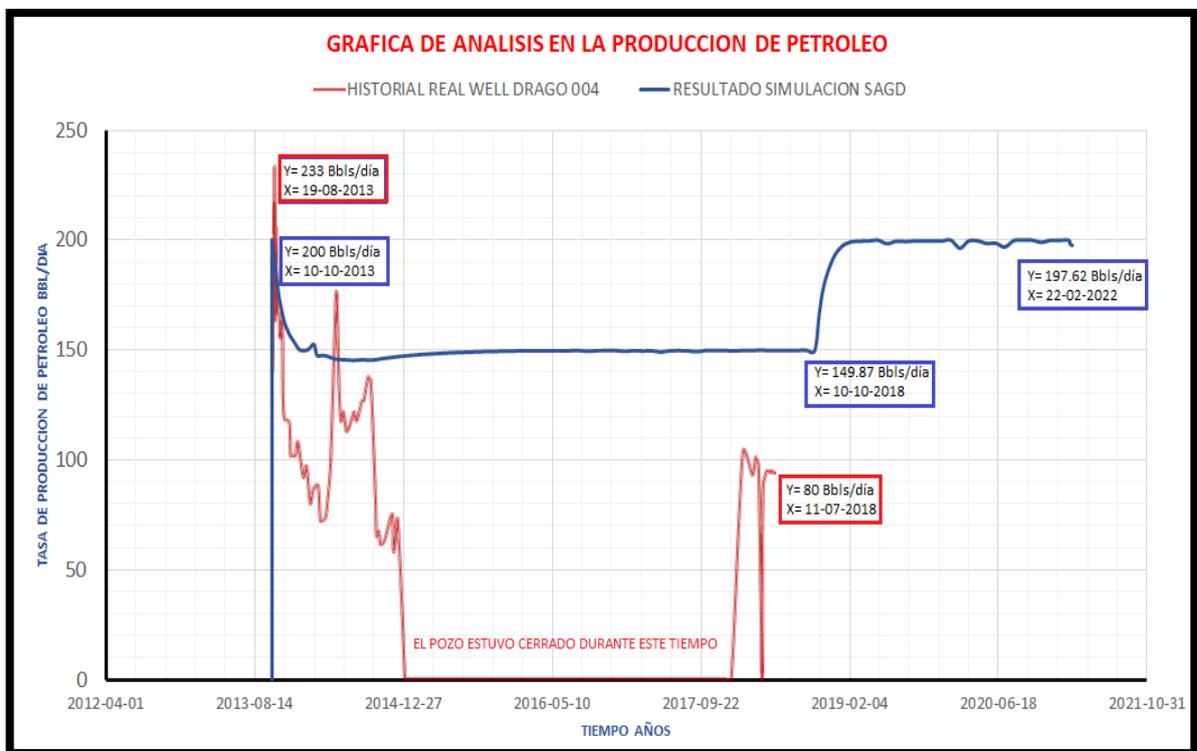


Figura 59. Producción real del pozo DRRE-004 Vs Producción de la simulación, Excel (2019).
Elaboración Propia (2019).

4.6. Análisis Económico

En la planificación de un proyecto es de mucha importancia realizar un análisis económico del mismo, incluyendo variables que se pueda implementar durante el proceso para que exista menor error durante el proyecto, con el fin de que las ganancias de la producción cubran los costos de operación y que genere ingresos para la empresa o sociedad. Cabe recalcar que en la industria petrolera cuando se plantea proyectos basados en la simulación de yacimientos utilizando softwares de petróleo, más allá de realizar un presupuesto para verificar si el proyecto es rentable o no, se debe considerar criterios técnicos y de ingeniería con el único propósito de que su producción sea mucho mayor a la que se produce o a la estimada.

No obstante, al proyecto de estudio se propuso un análisis económico para verificar su viabilidad durante su vida productiva, considerando datos de los costos del trabajo realizado por Palacios Chun Néstor, (2015) con el tema “Evaluación de alternativas tecnológicas para maximizar el Factor de Recobro de crudo Pesado” y en el trabajo realizado por Moussa, (2018) titulado “Análisis económico y de rendimiento de recuperación SAGD y VAPEX”.

4.6.1. Proyección del Costo del Barril del Petróleo.

La simulación del pozo se la realizó por un periodo de 15 años teniendo una vida productiva de tan solo 9 años desde el 2013 al 2021. La simulación comienza desde el 2013 debido a que el pozo DRRE-004 cuenta con un historial de producción; Para su proyección del costo del petróleo se tomaron datos históricos del precio promedio desde el 2013 al 2019 basados del reporte de cifras del sector petrolero y asumiendo que hasta el 2021 el precio se mantendrá en los \$55 aproximados (Tabla 25).

AÑOS	PRECIO PROMEDIO DEL CRUDO
2013	\$91
2014	\$86.6
2015	\$43.5
2016	\$37
2017	\$47.4
2018	\$63
2019	\$55
2020	\$55
2021	\$55

Tabla 25. Precio promedio del crudo Oriente
Fuente: reporte de cifras del sector petróleo (BCE)
Elaboración Propia (2019)

La inversión inicial del proyecto es generada por los siguientes costos: exploración de pozos, pozo productor, pozo inyector, Planta de tratamiento de agua, generando un valor de \$12'602.556,2; Se asume que las empresas contratistas realizan un descuento del 20% al costo inicial alcanzando una inversión total de \$10'082.045 al comienzo del proyecto.

El valor del costo de los pozos exploratorios fue tomado del trabajo “inversión Inicial para los Procesos SAGD y VAPEX” por (Moussa,2018).

En los anexos 6 y 7 muestra los costos que genera la perforación y completación de un pozo productor e inyector, colocados en la Tabla 26 antes del análisis correspondiente al TIR (Tasa Interna de Retorno) y VAN (Valor Actual Neto).

EGRESOS					
COSTOS DE EXPLORACIÓN DE LOS POZOS	COSTOS DEL POZO PRODUCTOR	COSTOS DEL POZO INYECTOR	PLANTA DE TRATAMIENTO DE AGUA	INVERSIÓN INICIAL	COSTOS DE PRODUCCIÓN DURANTE EL PROYECTO
\$	\$	\$	200 M3/DÍA	\$	\$
\$200,000.0	\$6,457,635.4	\$5,619,920.8	\$325,000.0	\$12,602,556.2	\$14,519,420.7
DESCUENTO POR PARTE DE LAS EMPRESAS A LA INVERSIÓN INICIAL (20%)				\$2,520,511.25	
VALOR TOTAL DE INVERSIÓN INICIAL				\$10,082,045.0	
INGRESOS					
PRODUCCIÓN DE CRUDO					
\$33,067,430.60					

Tabla 26. Presupuesto General del Proyecto de estudio.
Elaboración Propia (2019).

4.6.2. Valor Actual Neto (VAN)

El VAN refleja cantidades futuras en el tiempo presente actualizando los egresos e ingresos del proyecto para conocer su viabilidad y es expresado en unidades monetarias. Para aquello utiliza una tasa de descuento que es el inverso de una proyección de dinero del presente al futuro. El VAN es calculado, mediante, la Ec. 7., cuyo resultado refleja si el proyecto es factible o no.

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+k)^t} = -I_0 + \frac{F_1}{(1+k)} + \frac{F_2}{(1+k)^2} + \dots + \frac{F_n}{(1+k)^n} \quad Ec. 7.$$

F_t : El flujo neto de dinero en cada periodo de tiempo

I_0 : Inversión Inicial

n : Periodo de tiempo

k : Tasa de descuento

4.6.3. Tasa Interna de Retorno (TIR)

La tasa interna de retorno predice el porcentaje de ganancia anual que genera cada inversionista durante el periodo del proyecto. Este valor tiene relación con el Valor Actual Neto, cuyo resultado del TIR debería ser mayor a la “tasa de descuento (k)” utilizada en el VAN para que el proyecto sea rentable. Su cálculo se lo realiza, mediante, la Ec. 8., en donde el VAN es igualado a “Cero”.

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1 + TIR)^t} = -I_0 + \frac{F_1}{(1 + TIR)} + \frac{F_2}{(1 + TIR)^2} + \dots + \frac{F_n}{(1 + TIR)^n} \quad \text{Ec. 8.}$$

F_t : El flujo neto de dinero en cada periodo de tiempo

I_0 : Inversión Inicial

n : Periodo de tiempo

4.6.4. Flujo de caja para el Proyecto

Para saber si el proyecto tiene rentabilidad durante su vida productiva, se realizaron los cálculos en una hoja de Excel, correspondiente al Flujo de Efectivo Neto, donde resaltan el VAN y el TIR, con datos detallados en la Tabla 27, resultando el flujo de efectivo neto un total de \$18'548.009,9 asumiendo que el costo por barril producido desde el inicio del proyecto es de \$18 hasta su vida productiva; Por su parte, el precio del crudo de venta varía desde el 2013, proyectando que desde el 2019 al 2021 se mantiene el precio de venta en los \$55 aproximados.

AÑOS DE PRODUCCIÓN	BARRILES DE PRODUCCIÓN ANUAL	COSTO DEL BARRIL ANUAL	INGRESOS PRODUCCIÓN ANUAL	EGRESOS		EGRESOS TOTALES	FLUJO DE EFECTIVO NETO
				COSTOS DE PRODUCCIÓN	COSTOS DE MANTEN. DE AGUA		Ingresos - Egresos
AÑOS	Bbbs	\$ X Bbbs	\$ X Bbbs	18 \$/Bbbs	\$	\$	INVERSIÓN INICIAL
							-\$10,082,045.0
2013	64606.0	\$91.00	\$5,879,147.2	\$1,162,908.2	\$500,000.0	\$1,662,908.2	\$4,216,239.0
2014	53639.1	\$86.60	\$4,645,148.0	\$965,504.2	\$500,000.0	\$1,465,504.2	\$3,179,643.8
2015	54306.5	\$43.50	\$2,362,334.5	\$977,517.7	\$500,000.0	\$1,477,517.7	\$884,816.8
2016	54647.6	\$37.00	\$2,021,959.6	\$983,656.0	\$500,000.0	\$1,483,656.0	\$538,303.6
2017	54622.8	\$47.40	\$2,589,119.2	\$983,209.8	\$500,000.0	\$1,483,209.8	\$1,105,909.4
2018	56879.5	\$63.00	\$3,583,405.8	\$1,023,830.2	\$500,000.0	\$1,523,830.2	\$2,059,575.6
2019	72731.9	\$55.00	\$4,000,253.5	\$1,309,173.9	\$500,000.0	\$1,809,173.9	\$2,191,079.7
2020	72644.6	\$55.00	\$3,995,455.4	\$1,307,603.6	\$500,000.0	\$1,807,603.6	\$2,187,851.8
2021	72556.5	\$55.00	\$3,990,607.3	\$1,306,016.9	\$500,000.0	\$1,806,016.9	\$2,184,590.3
	556634.5	\$533.50	\$33,067,430.6	\$10,019,420.7	\$4,500,000.0	\$14,519,420.7	\$18,548,009.9

Tabla 27. Flujo de Efectivo Neto del proyecto durante su vida productiva. Excel (2019).
Elaboración Propia (2019).

Luego del análisis del Flujo Efectivo Neto, se realizan los cálculos correspondientes al Valor Actual Neto, cuyo resultado es de \$2'331,907.18 siendo aceptable su valor económico al ser positivo, dado que si su valor hubiese sido “Negativo” o “Cero” se tendría que rechazar su ejecución; Por su parte, La Tasa Interna de Retorno es de un 16.57%, definiendo con ese valor que si en la tasa de descuento se aplica ese valor, su Valor Actual Neto resultaría de \$0, concluyendo que no tiene viabilidad el proyecto (Tabla 28).

INVERSIÓN INICIAL	AÑOS PRODUCTIVOS	TASA DE DESCUENTO	VAN	TIR
\$	n= # AÑOS	i	\$	%
\$10,082,045.0	9	10.0%	\$2,331,907.18	16.57%

Tabla 28. Cálculos del VAN y TIR. Excel (2019).
Elaboración Propia (2019).

CAPÍTULO V

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1. CONCLUSIONES

- Los pozos del Oriente Ecuatoriano en su gran mayoría cuentan con un sistema de Bombeo Electrosumergible (BES) para la recuperación de petróleo, tal es el caso del pozo DRRE-004 cuyo crudo pesado es de 13.9 °API siendo el mismo objeto de estudio, aplicando el proceso de SAGD con generadores de vapor en fondo; Para aquello, se requiere de información técnica confiable de estudios con similares características del pozo para el modelado en el simulador numérico utilizado durante el proyecto.
- La recuperación mejorada de petróleo con el Proceso SAGD, es muy aplicada en yacimientos con crudos pesados y extrapesados, pero con limitaciones en yacimientos someros. Para los pozos con grandes profundidades no es factible el proceso SAGD tradicional debido a que, durante su inyección de vapor, existen grandes pérdidas en la entalpía de vapor desde superficie donde se encuentran ubicados los generadores hasta el fondo.
- El pozo de estudio tiene una profundidad aproximada a los 10000 ft, por lo que, se implementa el uso de generadores de vapor en el fondo durante su proceso, con el objetivo de que exista la menor pérdida de vapor durante su recorrido garantizando un mejor barrido del crudo durante su vida productiva.
- Se modeló un fluido de 13°API similar al del pozo con componentes propios, debido a que no se cuenta con tal información para su estudio; Los datos para diseño del fluido fue basado en documentos con casos similares para luego ser exportado en la construcción del mallado en la aplicación Builder (2015.10) del simulador de la compañía Computer Modelling Group, con el fin de verificar la viabilidad del proyecto.

- Para verificar la viabilidad del proyecto, durante su producción, se realizaron pruebas de recuperación de petróleo a diferentes tasas de inyección de agua tales como 50, 100, 150, 200, 300 y 400 Bbbls/día a una temperatura de 450 °F, cuyo resultado tuvo mayor producción a tasa de inyección de 50 Bbbls/día en un periodo de 9 años; Por su parte, la producción de petróleo a tasa de inyección de 100 Bbbls/día tuvo similaridad en su producción con la tasa anterior, con la diferencia que su producción es menor en mínima cantidad y su tiempo de vida es de 11 años, aproximadamente.
- La rentabilidad del proyecto se la identificó, mediante, un análisis económico reflejado durante sus años de producción, considerando el 2013 como inicio de su vida productiva en el que existe un historial de producción; Para aquello se realizó los cálculos del flujo de efectivo neto considerando la variación del precio del crudo según el reporte de cifras del sector petrolero desde el 2013 al 2019 y asumiendo que hasta el 2021 que termina su vida productiva su precio de venta oscila por los \$55, a su vez, se asume que el costo de producción de crudo por barril durante los 9 años de vida tiene un valor de \$18. Luego de aquello se calcula el Valor Actual Neto VAN y la tasa Interna de Retorno siendo rentable el proyecto para su ejecución.
- Los pozos del Oriente Ecuatoriano por lo general son diseñados a grandes profundidades debido a su localización del petróleo en el yacimiento; a diferencia del crudo del Campo Ancón, el petróleo del Oriente mantiene densidades y viscosidades altas, con similares características al pozo de estudio, abriendo campos de visión con la misión de que se pueda realizar proyectos de las mismas condiciones antes mencionadas.

5.2. RECOMENDACIONES

- Evitar que los pozos entren a procesos de cambios de sistemas de levantamiento artificial o mejorado, por lo que, se recomienda realizar mantenimientos constantes a los sistemas de recuperación de petróleo “bomba BES” existentes en el Oriente Ecuatoriano durante su vida productiva, debido a que la producción del crudo tiene un aproximado del 80% de corte de agua, por lo que, la configuración de los pozos tiende a presentar fallas tales como taponamiento de la bomba, corrosión de las tuberías, fallas eléctricas, entre otros problemas durante su vida productiva decayendo su producción.

- El proceso SAGD tiene un alto porcentaje de recobro en los pozos someros, pero no es recomendable aplicarlos en pozos profundos, a menos que el SAGD tenga un plus adicional para el proceso de recuperación en estos pozos, tal es el caso la implementación de generadores de vapor en el fondo del pozo con el fin que exista menos pérdidas de vapor durante su recorrido.
- Para realizar los procesos de simulación de un pozo o yacimiento en cualquier tipo de simulador numérico, se debe tener la mayor información necesaria de las características y condiciones a las que produce para simplificar el modelado y obtener los mejores resultados posibles del objetivo.
- Para el modelado del pozo o yacimiento en cualquier tipo de recuperación artificial o mejorada se debe realizar varias pruebas de inyección y producción con el fin de determinar las tasas óptimas de operación con que el pozo llegase a producir, considerando criterios técnicos de ingenierías recopiladas durante la investigación.
- Es de vital importancia, realizar un análisis técnico y económico antes del desarrollo de un proyecto de investigación, debido a que, mediante, sus resultados especiales como el Valor Actual Neto (VAN) y la Tasa interna de Retorno (TIR) determinan la viabilidad del proyecto; Su resultado será más factible si se proyectan valores reales exactos durante su análisis.
- Se recomienda aplicar el proceso mencionado, durante el proyecto SAGD con generadores de vapor en fondo a pozos con similares condiciones, debido que durante sus análisis técnicos y económicos resultó ser viable para su ejecución; Para los pozos futuros se debe tener en cuenta la información clara y precisa para su ejecución teniendo plena apertura por parte de las empresas encargadas.

CAPÍTULO VI

6. REFERENCIAS

TESIS

1. Andrade, Cullispuma, M., - Cruz, Chafla, R., (2015). Estudio para evaluar el potencial de la aplicación de la recuperación mejorada en un campo de la cuenca Oriente del Ecuador. Quito-Ecuador.
2. Andrade, M., & Ayala, D., "Factibilidad analítica de la aplicación de la recuperación mejorada de petróleo, caso de estudio Ecuador". Quito-Ecuador.
3. Canache María, (2006), "Estudio sobre la aplicabilidad de la inyección ASP, para el mejoramiento de la producción de crudos pesados", Universidad del Oriente, Maturín-Venezuela.
4. Carranza, Quinatoa, G., - Merejildo, Quimí, G., (2018). Optimización de la producción de crudos pesados, mediante la simulación de inyección cíclica de vapor e inyección de CO₂, utilizando un Software de Ingeniería. Universidad estatal Península de Santa Elena. La Libertad-Ecuador.
5. Corona, A. (2014). Diseño de Cabezal de distribución para generador de Vapor en el Fondo de un Pozo Petrolero Maduro. Instituto Politécnico Nacional. Escuela Superior de Ingeniería Mecánica y Eléctrica. Unidad profesional Zacatenco. México, D. F.
6. Dorador, E & González, I. (2014). Nuevas Tecnologías Aplicadas a SAGD para mejorar la Recuperación de Hidrocarburos. Universidad Nacional Autónoma de México, Ciudad Universitaria, México, D. F.
7. García, F. (2010). Segregación Gravitacional Asistida por Vapor, Proceso SAGD (Steam Assisted Gravity Drainage). Universidad Nacional Autónoma de México, México, D. F., Ciudad Universitaria.
8. Herrera, Silva, L., (2013). Estudio de alternativas de recuperación mejorada para la incorporación de nuevas reservas y aumento de la producción en la formación Napo "T" inferior del campo Tiguino. Quito-Ecuador.
9. Palacios, Chun, N., (2005). Evaluación de alternativas tecnológicas para maximizar el factor de recobro de Crudo Pesado. Universidad Nacional de Ingeniería. Lima-Perú.
10. Puerta, (2015). Evaluación de la factibilidad de producción Térmica a través de Tecnología SAGD en un bloque de la Empresa Mixta PetroIndependencia, Campo Cerro Negro, FPO. Universidad Central de Venezuela, Caracas, Venezuela.
11. Sepúlveda, Gaona, J. A., & Escobar Macualo, F. H. (2005). Simulación de Yacimientos: Principios, Conceptos y Construcción de Mallas. Bogotá: Universidad Surcolombiana.
12. Torres, Zambrano, C., (2018). Estudio comparativo de los métodos de recuperación mejorada SAGD y VAPEX en el campo Pungayaracu mediante software de ingeniería. La Libertad-Ecuador.

ENLANCE WEB

13. Arellano, Varela, J., Métodos de recuperación mejorada de petróleo. Recuperado de: <https://www.monografias.com/trabajos31/recuperacion-petroleo/recuperacion-petroleo.shtml>
14. Criterios de selección para la aplicación de los procesos térmicos en la recuperación de crudos pesados. Aplicación de los métodos de recuperación térmica en pozos horizontales (SAGD, HASD, CAPRI, THAI). (2016).
Recuperado de: <http://recuperacioncrudopesados.blogspot.com/2016/09/>
15. Feliz Rueda. (2011). Permeabilidades Relativas. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga - Colombia. Recuperado de: https://issuu.com/midriz/docs/permeabilidades_relativas
16. La Comunidad Petrolera (diciembre, 2008). “Métodos de Recuperación Mejorada (EOR)”
17. Moncada, D. (2016). Nuevas Tecnologías para yacimientos de crudo pesado. Bombeo y Crudo Pesados. Recuperado de: <https://bombeoycrudospesados.wordpress.com/2016/02/08/2-3nuevas-tecnologias-para-yacimientos-de-crudo-pesado/>
18. Oilfield Glossary (Schlumberger). Recuperado de: <https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/e/eor.aspx>
19. Petróleo América. (2011). Inyección de CO₂. Recuperado de: <http://www.petroleoamerica.com/2011/02/inyeccion-de-co2.html>

TRABAJOS REALIZADOS

20. Ahmed Tarek, (2006), “Principals Of Enhanced Oil Recovery”, Tarek Ahmed & Associates Ltd., EEUU.
21. Alvarado Douglas, Banzér Carlos, (2002), “Recuperación Térmica de Petróleo”, Caracas, Venezuela.
22. Alvarado, V. & Manrique, E. (2010). Field Planning and Development Strategies. Elsevier, Burlington, USA. (190).
23. BUTLER, R.M., (1994). Steam Assisted Gravity Drainage: Concept, Development, Performance and Future. J. Can. Pet. Tch.
24. BUTLER, R.M., McNAB, G.S. y LO, H.Y. (1981). Theoretical Studies on the Gravity Drainage of Heavy Oil In-Situ During Steam Heating. Can. J. Chem.Eng.

25. Edmunds, N., Chhina, H., Economic Optimum Operating Pressure for SAGD Projects in Alberta; Journal of Canadian Petroleum Technology, Vol. 40, No. 12, pp. 13-17. 2001.
26. ESON, R. y SCHRIRMER R. (1985). A Direct – Fired Downhole Steam Generator- From Design to Field Test. SPE 10705. 1985
27. Jiménez Robinson, Muñoz Samuel, Rivera De La Ossa Juan, (2007), “Inyección alternada de agua y gas (WAG): generalidades teóricas, casos históricos, problemas operacionales comunes y screening estadístico para su aplicación”, Revista Fuentes
28. L. W. Helm, V. A. Josendal, (1974). “Mechanisms of Oil Displacement by Carbon Dioxide”
29. Magdalena, Paris, F. (2001). Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos, Venezuela
30. Montes, E., Pacheco, H., Delgadillo, C., Muñoz, S., Barrios, W., (2009). Aplicación de Nuevas Tecnologías para la recuperación de Crudo pesado en Yacimientos profundo. Recuperado de: <file:///C:/Users/usuario/Downloads/Dialnet-AplicacionDeNuevasTecnologiasParaLaRecuperacionDeC-6299755.pdf>
31. NGUYEN, D., SINGH, S., y WONG, S. (1988). The comercial viability and comparative economics of downhole steam generators in Alberta. J. Can. Pet. Tch.
32. Nguyen, H., et al., Optimization of Operating Design and Production Strategies in Discontinuos SAGD Technique. Vietnam, 2012.
33. OilField Review, (2011). Llego el momento de la tecnología EOR, Schlumberger.
34. Orrala, Rodríguez Stalin. (2018). Informe de prácticas pre-profesionales en el Oriente Ecuatoriano, por parte de la empresa PETROAMAZONAS, Bloque – 57 de Shushufindi.
35. Rodríguez, A., Palma, J., Muñoz, S., (2016). Drenaje Gravitacional Asistido con Vapor, SAGD, aplicado a Yacimientos de Crudos Pesados. Recuperado de: <file:///C:/Users/usuario/Downloads/Dialnet-DrenajeGravitacionalAsistidoConVaporSAGDAplicadoAY-6371162.pdf>
36. Satter Abdus y Thakur Ganesh, (2004), “Integrated Petroleum Reservoir Management”, Tulsa, Oklahoma, EEUU
37. Silje Janet Sjølyst, Steam-Assisted Gravity Drainage (SAGD) in Heavy Oil. Statoil. 2006.
38. Strobl, Rudy. Impact of Reservoir Quality on SAGD Production. Statoil Canadá Ltd. 2011.

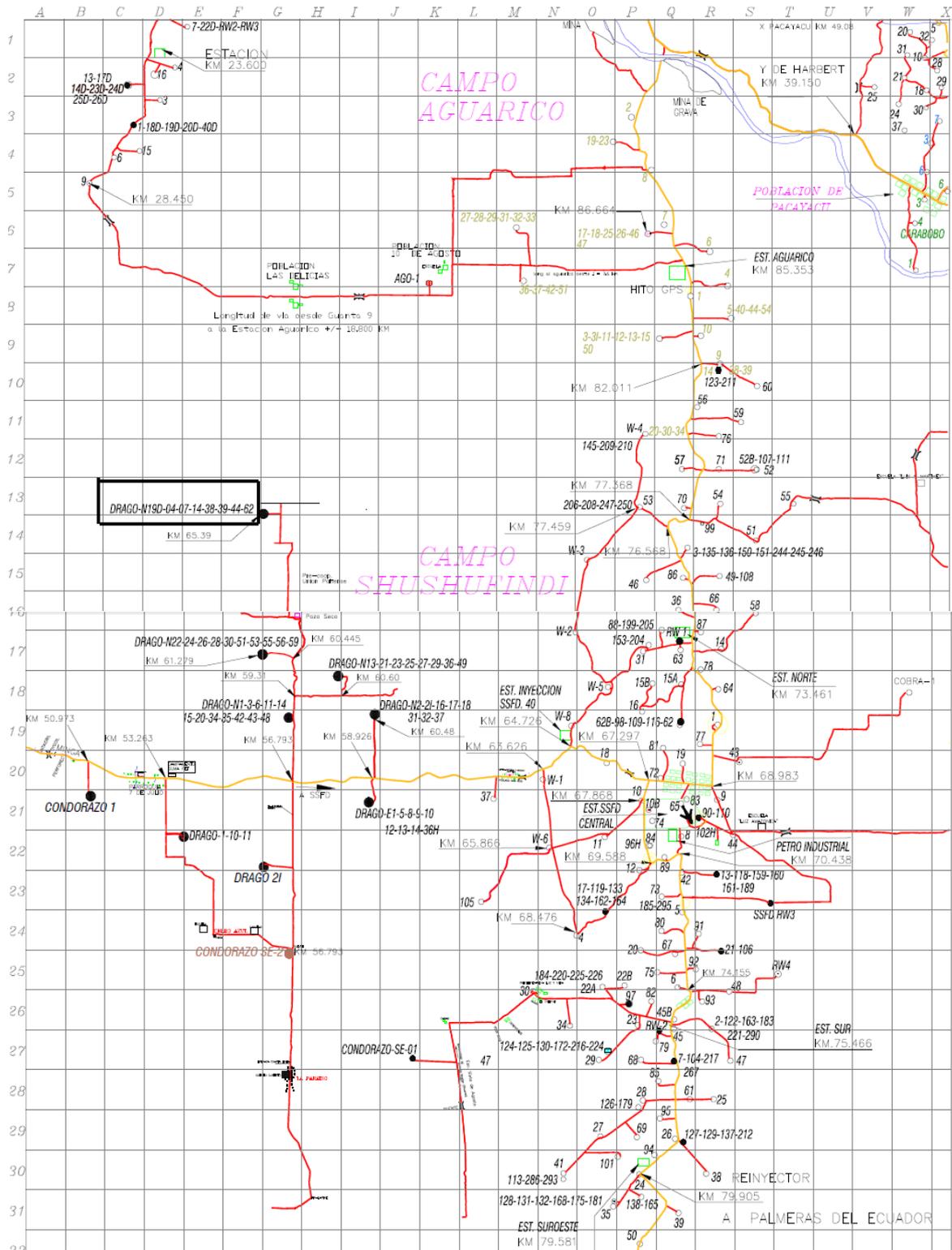
TUTORIALES EN CMG

39. CMG. Calibración de una Ecuación de Estado para generar un PVT Composicional de un Crudo pesado y Crudo pesado con solvente.
40. CMG. SAGD – Steam Assisted Gravity Drainage.

6.1. ANEXOS

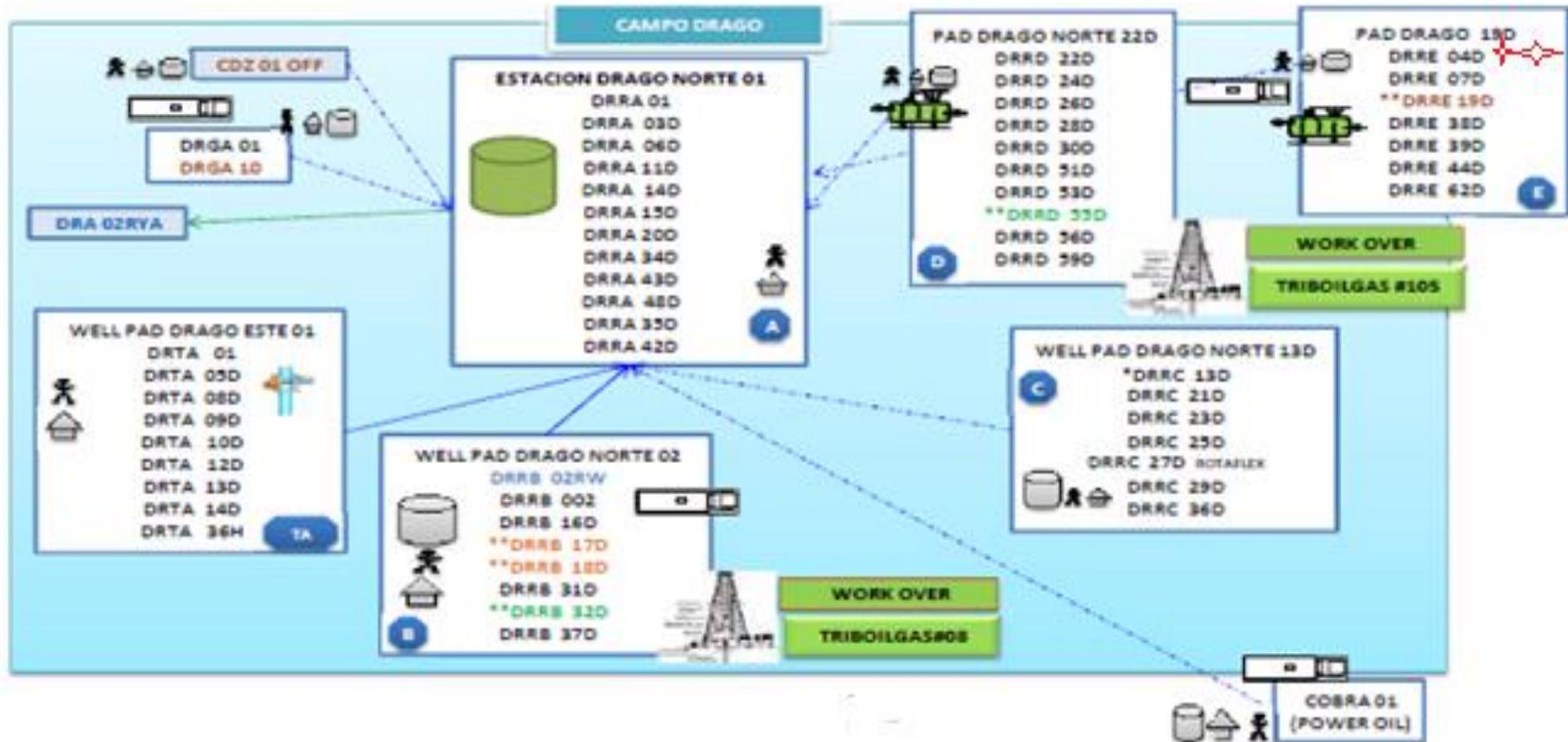
ANEXOS

Anexo 1. Mapa general de la ubicación de pozos, Bloque 57 -Shushufindi.



Fuente: Informe de prácticas pre-profesionales en el Oriente Ecuatoriano, por parte de la empresa PETROAMAZONAS, Bloque – 57 de Shushufindi, Orrala Rodríguez Stalin (2018).

Anexo 3. Estación del campo Drago Norte 01



Fuente: Informe de prácticas pre-profesionales en el Oriente Ecuatoriano, por parte de la empresa PETROAMAZONAS, Bloque – 57 de Shushufindi. Orrala Rodríguez Stalin (2018).

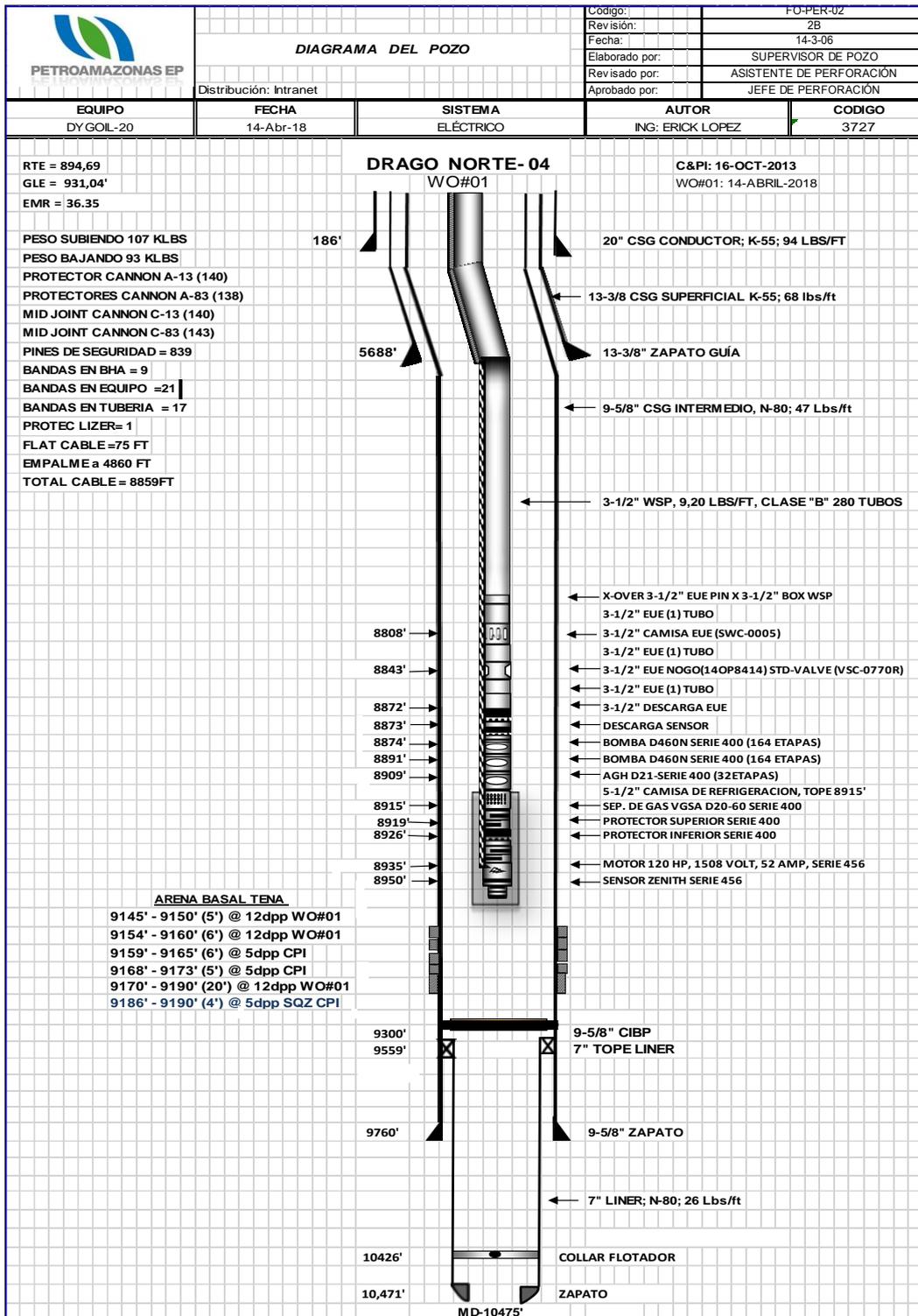
Anexo 4. Historial de Producción del pozo DRRE-004

HISTORIAL DEL POZO DRAGO NORTE - 004								
FECHA	ZONA	BFPD	BPPD	BAPD	BSW	PWF P Inyección	Hz BIPD	OBSERVACIONES
21-ago-13	Inicia Perforación.							
27-Sept-13	Finaliza Perforación							
27-Sept-13	Inicia WO de completacion y pruebas iniciales							
16-Oct-13	Finaliza WO de completacion y pruebas iniciales,							
10-Oct-13	BT	216	192	23.76	11.44		54	
11-Oct-13	BT	156	140	15.6	10		54	
17-Oct-13	Técnico arranca equipo BES luego de shutdown por baja carga, la tendencia registrada muestra decline PIP, pozo trabaja con la válvula wing abierta 6 de 13 posibles, para estabilizar la PIP.							
17-Oct-13	BT	218	216	2.18	1	439	54	
18-Oct-13	Pozo trabaja estrangulado, válvula Wing abierta 4 de 13 posibles, se baja 1Hz para estabilizar la PIP=406 psi. Corrosión determina API Seco=14.3°							
18-Oct-13	BT	206	204	2.06	1	439	53	
19-Oct-13	BT	235	233	2.35	1	460	53	
20-Oct-13	BT	166	164	1.66	1	460	53	
22-Oct-13	BT	192	190	1.92	1	430	53	
23-Oct-13	BT	208	206	2.08	1	412	53	
24-Oct-13	BT	197	195	1.97	1	401	53	
28-Oct-13	BT	176	174	1.76	1	364	53	
29-Oct-13	BT	168	166	1.68	1	364	53	
3-Nov-13	BT	168	166	1.68	1	401	53	
4-Nov-13	BT	166	164	1.66	1	403	53	
6-Nov-13	BT	157	155	1.57	1	406	53	
13-Nov-13	BT	164	162	1.64	1	418	53	
16-Nov-13	BT	130	129	1.3	1	471	53	
20-Nov-13	BT	120	119	1.2	1	522	53	
7-Dic-13	BT	118	117	1.18	1	579	53	
10-Dic-13	Incremento de PIP de 440 @ 580 psi, estrangula, queda abierta 4 vueltas en válvula de producción.							
11-Dic-13	BT	103	102	1.03	1	598	53	
16-Dic-13	BT	103	102	1.03	1	588	53	
28-Dic-13	BT	103	102	1.03	1	600	53	
2-Ene-14	BT	109	108	1.09	1	580	53	
5-Ene-14	Pozo trabaja estrangulado, válvula Wing abierta 4 1/2 vueltas.							
6-Ene-14	BT	109	108	1.09	1	595	53	
23-Ene-14	BT	93	92	0.93	1	529	53	
3-Feb-14	BT	98	97	0.98	1	506	53	
15-Feb-14	BT	81	80	0.81	1	1209	53	
25-Feb-14	BT	87	86	0.87	1	533	53	
14-Mar-14	BT	89	88	0.89	1	569	53	
21-Mar-14	BT	73	72	0.73	1	573	53	
29-Mar-14	BT	73	72	0.73	1	590	53	
2-Abr-14	Personal PAM instala línea de circulación de fluido de Drago 38 hacia el anular del Drago 4.							
8-Abr-14	Pozo trabaja estrangulado, válvula Wing abierta 5 vueltas.							
9-Abr-14	BT	75	74	0.75	1	263	53	
18-Abr-14	BT	87	86	0.87	1	408	53	
25-Abr-14	BT	100	99	1	1	257	53	
5-May-14	Alta temperatura de intake, espera por descenso de temperatura. Arranca BES, OK.							
6-May-14	Disminuye frecuencia de 53 @ 52 Hz para mantener presión de intake por sobre los 150 psi.							
7-May-14	Alta temperatura de intake, espera por descenso de temperatura. Arranca BES, OK. Trabaja con 52 Hz, válvula wing abierta 4 1/2 vueltas sin reinyección del fluido del pozo DRRE-038.							

8-May-14	BT	155	153	1.55	1	255	52	
15-May-14	BT	178	176	1.78	1	227	52	
23-May-14	BT	137	136	1.37	1	225	52	
29-May-14	BT	119	118	1.19	1	230	52	
7-Jun-14	BT	123	122	1.23	1	215	52	
18-Jun-14	BT	114	113	1.14	1	215	52	
6-Jul-14	BT	120	119	1.2	1	178	52	
13-Jul-14	BT	123	122	1.23	1	193	52	
22-Jul-14	BT	119	118	1.19	1	210	52	
8-Ago-14	BT	128	127	1.28	1	261	52	
14-Ago-14	BT	128	127	1.28	1	179	52	
29-Ago-14	BT	139	138	1.39	1	193	52	
7-Sept-14	BT	137	136	1.37	1	220	52	
13-Sept-14	Alta temperatura del motor.							
19-Sept-14	Alta temperatura del motor.							
22-Sept-14	BT	87	86	0.87	1	238	52	
26-Sept-14	BT	66	65	0.66	1	398	52	
4-Oct-14	BT	68	67	0.68	1	343	52	
10-Oct-14	BT	62	61	0.62	1	343	52	
24-Oct-14	BT	64	63	0.64	1	358	52	
14-Nov-14	Alarma SUPPLY_LOW, revisa suministro energia interior VSD, arranca BES, se apaga por la misma alarma, en PAD pozos aledaños se apagan. Realiza nuevo arranque, se apagan por el mismo problema, apagado hasta revisar generaci3n.							
15-Nov-14	Arranca BES, incrementa frecuencia, se apaga alarma SUPPLY_LOW, decide independizar el variador con el Power-Trailer. Arranca sin problemas, incrementa frecuencia hasta los 52 Hz.							
16-Nov-14	Realiza cambio de generador, arranca BES, Ok.							
18-Nov-14	BT	76	75	0.76	1		52	Sensor de fondo descalibrado.
22-Nov-14	BT	59	58	0.59	1		52	
28-Nov-14	BT	62	61	0.62	1		52	
7-Dic-14	BT	73	72	0.73	1		52	
9-Dic-14	Manual off. Inactivo (Alcance al plan de desarrollo de Drago).							
09-feb.-18	BT	104	103	1	1	400	50	Arrancan equipo BES
12-mar.-18	BT	94	93	1	1	882	49	
24-mar.-18	BT	102	101	1	1		49	
03-abr.-18	BT	98	97	1	1		49	
05-abr.-18	BES OFF se apaga por alarma de VSD OL (Sobrecorriente del VSD). Equipo BES presenta resistencia entre fases desbalanceadas y bajo aislamiento con respecto a tierra. Pozo E.W.O.							
Inicia WO 2: CAMBIO DE EQUIPO BES POR FALLA ELECTRICA								
Finaliza WO 2: BAJAN EQUIPO BES D460N								
15-abr.-18	BT	86	0	86	1	333		
16-abr.-18	BT	100	70	30	1	397		
18-abr.-18	BT	98	88	10	1	446		
24-abr.-18	BT	98	92	6	1	435		
01-may.-18	BT	101	95	6	1	432		
14-may.-18	BT	100	94	6	1	432		
16-may.-18	BT	101	95	6	1	367		
27-may.-18	BT	100	94	6	1	320		
08-jun.-18	BT	102	96	6	1	459		
23-jun.-18	BT	101	95	6	1	369		
08-jul.-18	BT	103	97	6	1			
11-jul.-18	BT	96	90	6	1			

Fuente: PETROAMAZONAS EP, para asuntos Acad3mico.

Anexo 5. Diagrama del Pozo DRRE-004 con sistema de Bombeo Electrosumergible.



Fuente: PETROAMAZONAS EP, para asuntos Académico.

Anexo 6. Costos del pozo Productor

COSTOS DEL POZO PRODUCTOR DRRE-004							
ESTIMADO DE COSTOS DE PERFORACIÓN POZO PRODUCTOR							
UBICACIÓN: CAMPO DRAGO - SHUSHUFINDI							
PROFUNDIDAD: 9200 FT							
FORMACIÓN OBJETIVO: BT							
DÍAS DE PERFORACIÓN: 40							
ITEM	DESCRIPCIÓN	UNID.	CANT.	COST. UNIT.	TANGIBLE US\$	INTANGIBLE US\$	DETALLES
A	PROTECCIÓN MEDIO AMBIENTE	GLOBAL	GLOBAL	GLOBAL	...	\$100,000.00	
	SUB-TOTAL PROTECCIÓN MEDIO AMBIENTE					\$100,000.00	
B	PERFORACIÓN						
B.1	Construcción de Plataforma	GLOBAL	GLOBAL	GLOBAL	...	\$450,000.00	
B.2	Mov. Equipo -Armado/Desarmado	GLOBAL	2	\$250,000.00		\$500,000.00	
B.3	Alquiler de equipo de perforación	DÍAS	37	\$80,000.00		\$2,960,000.00	
B.4	Brocas 7 7/8"	EA	2	\$10,000.00		\$20,000.00	
B.5	Brocas 12 1/4"	EA	5	\$14,000.00		\$70,000.00	
B.6	Brocas 17 1/2"	EA	3	\$15,000.00		\$45,000.00	
B.7	Cementación Casing 13 3/8"	FT	335	\$26.50		\$8,877.50	
B.8	Cementación Casing 9 5/8"	FT	6120	\$23.30		\$142,596.00	
B.9	Fluidos de perforación	FT	6120	\$17.45		\$106,794.00	
B.10	Serv. Ing. Fluidos de perforación	DÍAS	40	\$1,400.00		\$56,000.00	
B.11	Combustible Eq. De perofración	GLS	9000	\$25.00		\$225,000.00	
B.12	Alquiler de vehículos	DÍAS	39	\$150.00		\$5,850.00	
B.13	Transporte de Materiales/Agua	DÍAS	39	\$1,200.00		\$46,800.00	
B.14	Perfilaje hueco Abierto	GLOBAL	GLOBAL	GLOBAL		\$6,500.00	
B.15	cabezal 9 5/8" X 4 1/2"	EA	1	\$70,000.00		\$70,000.00	
	SUB-TOTAL PERFORACIÓN					\$4,713,417.50	
C	COMPLETACIÓN						
C.1	Perfilaje hueco Abierto entubado y Punzm.	GLOBAL	GLOBAL	GLOBAL	...	\$35,000.00	
C.2	Casing 13 3/8"	TB	55	\$550.40	\$30,272.00	...	
C.3	Casing 9 5/8" térmico	TB	150	\$602.50	\$90,375.00	...	
C.4	Casing 5 1/2" térmico	TB	100	\$624.00	\$62,400.00	...	
C.5	Tubería de Producción Térmica	TB	305	\$1,000.00	\$305,000.00	...	
C.6	Unidad de Servicios de Pozos	Hrs	50	\$500.00	...	\$25,000.00	
	SUB-TOTAL COMPLETACIÓN				\$488,047.00	\$60,000.00	
D	FACILIDADES DE PRODUCCIÓN						
D.1	Bombas ESP	GLOBAL	1	\$400,000.00	\$400,000.00	...	
D.2	Tubing 3 1/2"	TB	105	\$500.00	\$52,500.00	...	
	SUB-TOTAL FACILIDADES DE PRODUCCIÓN				\$452,500.00	...	
	SUB-TOTAL PERF. COMPLET. FAC. DE PROD.				\$940,547.00	\$4,873,417.50	
	IMPREVISTOS 5% INTANGIBLES					\$243,670.88	
	TOTAL POZO PRODUCTOR				\$1,340,547.00	\$5,117,088.38	
						\$6,457,635.4	

Fuente: Evaluación de alternativas tecnológicas para maximizar el Factor de Recobro de crudo Pesado. Palacios Chun Néstor (2015).
Elaboración Propia (2019).

Anexo 7. Costos del pozo Inyector

COSTOS DEL POZO INYECTOR DRRE-004							
ESTIMADO DE COSTOS DE PERFORACIÓN POZO INYECTOR							
UBICACIÓN:		CAMPO DRAGO - SHUSHUFINDI					
PROFUNDIDAD:		9150 FT					
FORMACIÓN OBJETIVO:		BT					
DÍAS DE PERFORACIÓN:		38					
ITEM	DESCRIPCIÓN	UNID.	CANT.	COST. UNIT.	TANGIBLE US\$	INTANGIBLE US\$	DETALLES
A	PERFORACIÓN						
A.1	Construcción de Plataforma	GLOBAL	GLOBAL	GLOBAL	...	\$450,000.00	
A.2	Mov. Equipo -Armado/Desarmado	GLOBAL	2	\$250,000.00		\$500,000.00	
A.3	Alquiler de equipo de perforación	DÍAS	38	\$70,000.00		\$2,660,000.00	
A.4	Cementación Casing 13 3/8"	FT	335	\$24.25		\$8,123.75	
A.5	Cementación Casing 9 5/8"	FT	6120	\$21.00		\$128,520.00	
A.6	Fluidos de perforación	FT	6120	\$16.00		\$97,920.00	
A.7	Serv. Ing. Fluidos de perforación	DÍAS	40	\$1,400.00		\$56,000.00	
A.8	Combustible Eq. De perofración	GLS	9000	\$25.00		\$225,000.00	
A.9	Alquiler de vehículos	DÍAS	37	\$150.00		\$5,550.00	
A.10	Transporte de Materiales/Agua	DÍAS	37	\$1,200.00		\$44,400.00	
A.11	Perfilaje hueco Abierto	GLOBAL	GLOBAL	GLOBAL		\$6,500.00	
A.12	cabezal 9 5/8" X 4 1/2"	EA	1	\$40,000.00		\$40,000.00	
	SUB-TOTAL PERFORACIÓN					\$4,222,013.75	
B	COMPLETACIÓN						
B.1	Perfilaje hueco Abierto entubado y Punzm.	GLOBAL	GLOBAL	GLOBAL	...	\$30,000.00	
B.2	Casing 13 3/8"	TB	55	\$427.50	\$23,512.50	...	
B.3	Casing 9 5/8" térmico	TB	150	\$602.50	\$90,375.00	...	
B.4	Casing 5 1/2" térmico	TB	100	\$614.00	\$61,400.00	...	
B.5	Tubería Térmica 4 1/2"	TB	305	\$704.50	\$214,872.50	...	
B.6	Unidad de Servicios de Pozos	Hrs	50	\$150.00	...	\$7,500.00	
	SUB-TOTAL COMPLETACIÓN				\$390,160.00	\$37,500.00	
C	FACILIDADES DE PRODUCCIÓN						
C.1	Generadores de Vapor		1	\$240,000.00	\$240,000.00	...	
C.2	Servicios de registros con Fibra óptica por año		16	\$20,000.00	\$320,000.00	...	
C.3	Termocuplas de fondo, sensores de presión en fondo		1	\$85,000.00	\$85,000.00	...	
C.4	Instrumentación en superficie		1	\$10,500.00	\$10,500.00	...	
C.5	Equipos RTU y gabinetes		1	\$9,300.00	\$9,300.00	...	
C.6	Inyección de agua	bbl	134600	\$0.58		\$78,068.00	Rate 50Bbbls/día
	SUB-TOTAL FACILIDADES DE PRODUCCIÓN				\$664,800.00	\$78,068.00	
	SUB-TOTAL PERF. COMPLET. FAC. DE PROD.				\$1,054,960.00	\$4,337,581.75	
	IMPREVISTOS 5% INTANGIBLES					\$216,879.09	
	TOTAL POZO PRODUCTOR				\$1,065,460.00	\$4,554,460.84	
						\$5,619,920.84	

Fuente: Evaluación de alternativas tecnológicas para maximizar el Factor de Recobro de crudo Pesado. Palacios Chun Néstor (2015).
Elaboración Propia (2019).