

**FACTIBILIDAD DE UN TRATAMIENTO DE ESTIMULACIÓN EN FONDO DE  
POZO MEDIANTE COILED TUBING: APLICACIÓN CAMPO COLORADO.**

**ANDRÉS FABIÁN AMAYA HERNÁNDEZ  
BRIGGITE SUSEC CAMACHO JEREZ**

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

**2014**

**FACTIBILIDAD DE UN TRATAMIENTO DE ESTIMULACIÓN EN FONDO DE  
POZO MEDIANTE COILED TUBING: APLICACIÓN CAMPO COLORADO.**

**ANDRÉS FABIÁN AMAYA HERNÁNDEZ  
BRIGGITE SUSEC CAMACHO JEREZ**

**Trabajo de grado presentado como requisito para optar por el título de  
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**Director  
M.Sc. CÉSAR AUGUSTO PINEDA GÓMEZ  
Ingeniero de Petróleos**

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

**2014**

## DEDICATORIA

*A Dios por acompañarme en los momentos de luz y oscuridad, por brindarme la oportunidad de continuar con mi carrera y por ser Él, la brújula y timón de mi vida orientando mi camino hacia el éxito y la paz.*

*A mis padres Jesús y Marlene, que sin su apoyo, su amor, sus consejos, su perseverancia y su entrega, no habría logrado cada uno de los objetivos que he alcanzado en mi vida y por ser ellos mi motivación, mi fuerza y mi esencia.*

*A mi familia por todo su apoyo y cariño brindado durante mis 22 años de vida.*

*A Brigitte, mi novia, amiga y compañera de tesis, con quien he compartido experiencias inolvidables y quien me demostró que su amor junto con el de mis padres fueron mi fortaleza y aliento en las situaciones de dolor y penumbra.*

*A todos mis amigos de la universidad, tanto los del aula de clase como los de la selección de fútbol U9S, con los que compartí muchas alegrías y tristezas.*

*A mis amigos del colegio, con quienes entendí lo que realmente es la amistad.*

**ANDRÉS FABJÁN AMAYA HERNÁNDEZ**

## DEDICATORIA

*A Dios, por ser mi fortaleza, mi guía y darme la oportunidad de realizar mis sueños.*

*A mis papas por el esfuerzo de tantos años, a mi hermana Yesenia, por ser un ejemplo de mujer aplicada, a mi novio y compañero de tesis Andres, por estar siempre a mi lado compartiendo alegrías y tristezas, a mis angelitos Sandy y Bobby, por hacerme sonreír y llenarme el corazón de amor.*

*A todas las personas que de una u otra manera me acompañaron en mi vida universitaria, con quienes compartí momentos agradables.*

*Gracias...*

**BRIGGITE SUSEC CAMACHO JEREZ**

## **AGRADECIMIENTOS**

A nuestro director Ing. César Augusto Pineda Gómez por su colaboración, paciencia y apoyo brindado durante la elaboración de este trabajo.

Al Ing. Raúl Fernando Amaya Pérez por compartir su conocimiento para con nosotros.

A los ingenieros de los Departamentos de Ingeniería y Producción de la Gerencia Regional de Mares por la ayuda brindada durante el tiempo compartido.

A la Universidad Industrial de Santander, a la Escuela de Ingeniería de Petróleos y a Campo Escuela Colorado por ser un espacio para nuestra formación académica, profesional y personal.

## TABLA DE CONTENIDO

<b>INTRODUCCIÓN.....</b>	<b>20</b>
<b>1. GENERALIDADES DE LA PRECIPITACIÓN DE DEPÓSITOS INORGÁNICOS Y ORGÁNICOS.....</b>	<b>23</b>
1.1. DEPÓSITOS INORGÁNICOS .....	23
1.1.1. Depósitos de carbonato de calcio.....	23
1.1.2. Depósitos de sulfato de calcio.....	25
1.1.3. Depósitos de sulfato de bario.....	25
1.1.4. Depósitos de sulfato de estroncio.....	26
1.1.5. Depósitos de hierro.....	26
1.1.6. Depósitos de sílice.....	27
1.1. DEPÓSITOS ORGÁNICOS .....	28
1.1.1. Parafinas.....	28
1.1.1.1. Factores que influyen en la precipitación de parafinas.....	29
1.1.1.2. Mecanismos de precipitación.....	32
1.1.1.3. Problemas asociados a la precipitación.....	34
1.1.1.4. Métodos para control y eliminación de depósitos parafínicos.....	35
1.1.2. Asfaltenos.....	38
1.1.2.1. Factores que influyen en la precipitación de asfaltenos.....	39
1.1.2.2. Mecanismos de precipitación.....	42
1.1.2.3. Problemas asociados a la precipitación.....	45
1.1.2.4. Métodos de control y eliminación de depósitos de asfálticos.....	46
1.2. CAMPO ESCUELA COLORADO.....	48
1.2.1. Reseña histórica.....	48
1.2.2. Generalidades.....	49
1.3. PROBLEMAS DE DEPOSITACIÓN ORGÁNICA EN EL CAMPO .....	51
1.3.1. Caracterización del depósito orgánico.....	53

1.4.	SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS A ESTIMULACIÓN CON COILED TUBING .....	55
1.4.1.	Diagrama de flujo para la selección de pozos. ....	56
<b>2.</b>	<b>APLICACIÓN DEL COILED TUBING EN UN PROCESO DE ESTIMULACIÓN EN FONDO DE POZO .....</b>	<b>61</b>
2.1.	ESTIMULACIÓN .....	61
2.2.	TIPOS DE ESTIMULACIÓN .....	62
2.3.	TÉCNICAS DE ESTIMULACIÓN .....	66
2.3.1.	Estimulación matricial. ....	67
2.3.1.1.	Estimulación matricial no reactiva. ....	68
2.4.	SELECCIÓN DEL FLUIDO DE ESTIMULACIÓN.....	71
2.4.1.	Determinación del volumen del fluido de tratamiento. ....	74
2.5.	COILED TUBING.....	74
2.5.1.	Reseña histórica. ....	75
2.5.2.	Construcción y fabricación. ....	79
2.5.3.	Equipos y herramientas del coiled tubing.....	81
2.5.3.1.	Cabezal inyector. ....	82
2.5.3.2.	Carrete del Coiled Tubing. ....	83
2.5.3.3.	Preventor de reventones (BOP).....	85
2.5.3.4.	Equipo de suministro de energía. ....	86
2.5.3.5.	Cabina de control. ....	87
2.5.3.6.	Conectores. ....	88
2.5.3.7.	Válvula Check. ....	88
2.5.3.8.	Boquillas y subs de alta presión. ....	88
2.5.4.	APLICACIONES .....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
2.5.4.1.	Aplicaciones rutinarias.....	89
2.5.4.2.	Aplicaciones avanzadas. ....	90
2.6.	ESTIMULACIÓN CON COILED TUBING .....	91
2.6.1.	Diseño. ....	92
2.6.1.1.	Parámetros operacionales. ....	93

2.6.2.	Especificaciones técnicas. ....	95
2.6.3.	Secuencia operativa. ....	96
<b>3.</b>	<b>EVALUACIÓN TÉCNICA DEL PROYECTO.....</b>	<b>99</b>
3.1.	CÁLCULOS DE LOS POTENCIALES DE PRODUCCIÓN .....	99
3.1.1.	Índice de productividad (IP). ....	99
3.1.2.	Eficiencia de flujo (EF).....	100
3.1.3.	IPR (Inflow Performance Relationship).....	101
3.1.3.1.	IPR para pozos con gas en solución.....	102
3.1.4.	Análisis Nodal. ....	107
3.1.4.1.	Capacidad de producción del sistema. ....	108
3.1.4.2.	Curvas de oferta y demanda. ....	109
3.1.4.3.	Análisis nodal aplicado a sistemas de levantamiento por bombeo mecánico.....	110
3.2.	EVALUACIÓN DE LA PRODUCTIVIDAD DEL CAMPO.....	113
3.3.	RESULTADOS DE LA METODOLOGÍA .....	120
<b>4.</b>	<b>EVALUACIÓN FINANCIERA.....</b>	<b>123</b>
4.1.	INDICADORES ECONÓMICOS PARA LA EVALUACIÓN DEL PROYECTO .....	124
4.1.1.	Valor Presente Neto (VPN).....	124
4.1.2.	Tasa Interna de Retorno (TIR). ....	124
4.1.3.	Tiempo de repago (Payback time). ....	125
4.1.4.	Relación Beneficio/Costo (B/C).....	125
4.1.5.	Tasa Interna de Oportunidad (TIO). ....	126
4.2.	EVALUACIÓN FINANCIERA DE LA CAMPAÑA DE ESTIMULACIÓN CON COILED TUBING.....	127
4.2.1.	Análisis de resultados. ....	137
<b>5.</b>	<b>CONCLUSIONES.....</b>	<b>139</b>
<b>6.</b>	<b>RECOMENDACIONES .....</b>	<b>141</b>
	<b>BIBLIOGRAFÍA .....</b>	<b>143</b>

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Difusión molecular. ....	33
Figura 2. Dispersión por corte o esfuerzo de cizalla. ....	33
Figura 3. Movimiento Browniano. ....	34
Figura 4. Herramientas usadas en el método mecánico. ....	35
Figura 5. Efecto de polidispersividad. ....	42
Figura 6. Fenómeno esférico coloidal debido al incremento en la concentración de parafinas. ....	43
Figura 7. Efecto de agregación. ....	44
Figura 8. Efecto electrocinético. ....	45
Figura 9. Secuencia histórica del Campo Escuela Colorado. ....	49
Figura 10. Localización Campo Escuela Colorado. ....	50
Figura 11. Cromatografía material sólido proveniente del pozo Col-25. ....	54
Figura 12. Cromatografía material sólido proveniente del pozo Col-75. ....	54
Figura 13. Diagrama de flujo para la selección de pozos. ....	57
Figura 14. Estimulación por succión. ....	63
Figura 15. Estimulación por fracturamiento de estratos. ....	64
Figura 16. Estimulación por acidificación. ....	65
Figura 17. Estimulación por inyección de fluidos. ....	66
Figura 18. Efecto aplicación de dispersante. ....	69
Figura 19. Propiedades y porcentaje en volumen de los productos químicos utilizados en el fluido de estimulación. ....	72
Figura 20. Proyecto PLUTO. ....	76
Figura 21. Primer cabezal inyector Bowen 1964. ....	77
Figura 22. Evolución de la sarta de Coiled Tubing. ....	78
Figura 23. Resumen histórico del Coiled Tubing. ....	79
Figura 24. Construcción y fabricación del Coiled Tubing. ....	80
Figura 25. Equipo de superficie del Coiled Tubing. ....	81

Figura 26. Cabezal inyector.....	83
Figura 27. Carreta de servicio del Coiled Tubing.....	84
Figura 28. Tensión entre el carrete y el inyector del equipo. ....	85
Figura 29. Estimulación con Coiled Tubing.....	98
Figura 30. Comportamiento de la presión en fondo fluyendo. ....	101
Figura 31. Sistema de producción de petróleo y caídas de presión en cada componente.....	107
Figura 32. Curva de Inflow y Outflow. ....	110
Figura 33. Análisis nodal para bombeo mecánico.....	111
Figura 34. Historial de producción Pozo Col-03.....	114
Figura 35. Curva IPR Pozo Col-03.....	116
Figura 36. Curvas IPR's Pozo Col-03. ....	118
Figura 37. Análisis nodal Pozo Col-03.....	120
Figura 38. Flujo de caja libre Escenario 1: Remoción 50% del daño. ....	133
Figura 39. Flujo de caja libre Escenario 2: Remoción 50% del daño. ....	133
Figura 40. Flujo de caja libre Escenario 1: Remoción 75% del daño. ....	136
Figura 41. Flujo de caja libre Escenario 2: Remoción 75% del daño. ....	136

## LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Propiedades PVT del yacimiento. ....	51
Tabla 2. Análisis SARA pozos Col-25 y Col-75. ....	53
Tabla 3. Datos de producción, arena productora y corte de agua de los pozos activos de CEC. ....	59
Tabla 4. Pozos seleccionados. ....	61
Tabla 5. Tipos de estimulación matricial. ....	67
Tabla 6. Propiedades de los surfactantes. ....	70
Tabla 7. Caracterización del fluido de estimulación. ....	73
Tabla 8. Distribución volumétrica del fluido de tratamiento. ....	74
Tabla 9. Parámetros operacionales. ....	94
Tabla 10. Especificaciones técnicas. ....	96
Tabla 11. Rango de valores del modelo IPR de Pérez y Kelkar. ....	105
Tabla 12. Valores de $a_0$ , $a_1$ , $a_2$ para cañoneo sobre-balanceado. ....	106
Tabla 13. Valores de $a_0$ , $a_1$ , $a_2$ para cañoneo bajo-balanceado. ....	106
Tabla 14. Datos Pozo Col-03. ....	113
Tabla 15. Constantes modelo Pérez y Kelkar. ....	114
Tabla 16. Ambientes de remoción de daño. ....	117
Tabla 17. Índice de productividad según la remoción de daño. ....	117
Tabla 18. $Q_{oMAX}$ en función del índice de productividad. ....	118
Tabla 19. Datos TWM Pozo Col-03. ....	119
Tabla 20. Resultados obtenidos. ....	119
Tabla 21. Resultados Análisis Nodal pozos seleccionados Campo Colorado. ....	121
Tabla 22. Información preliminar evaluación financiera. ....	128
Tabla 23. CAPEX del programa de estimulación Escenario 1. ....	129
Tabla 24. CAPEX del programa de estimulación Escenario 2. ....	130
Tabla 25. Análisis financiero Escenario 1: Remoción 50% del daño. ....	131
Tabla 26. Análisis financiero Escenario 2: Remoción 50% del daño. ....	132

Tabla 27. Análisis financiero Escenario 1: Remoción 75% del daño.....	134
Tabla 28. Análisis financiero Escenario 2: Remoción 75% del daño.....	135
Tabla 29. Comparación de indicadores financieros: Remoción 50% del daño.....	137
Tabla 30. Comparación de indicadores financieros: Remoción 75% del daño.....	137

## LISTA DE ANEXOS

Anexo A. Propiedades de desempeño Coiled Tubing.....	147
Anexo B. Análisis nodal pozos seleccionados. ....	148

## RESUMEN

**TÍTULO:** FACTIBILIDAD DE UN TRATAMIENTO DE ESTIMULACIÓN EN FONDO DE POZO MEDIANTE COILED TUBING: APLICACIÓN CAMPO COLORADO<sup>1</sup>

**AUTORES:** Andrés Fabián Amaya Hernández, Brigitte Susec Camacho Jerez<sup>2</sup>

**PALABRAS CLAVES:** Depósitos orgánicos, Parafinas, Coiled Tubing, Estimulación, Análisis financiero, Campo Escuela Colorado.

### DESCRIPCIÓN:

La precipitación y depositación de orgánicos es uno de los problemas de producción más relevantes que afecta a los pozos productores de Campo Escuela Colorado. Estos se encuentran tanto en instalaciones de superficie como en las tuberías de producción de los pozos, e incluso a nivel de la formación. Todo esto genera la necesidad de llevar a cabo operaciones de limpieza y/o reparación que permitan la remoción de estos depósitos y la puesta en producción del pozo tratado.

El objetivo principal del proyecto fue realizar la evaluación financiera de la implementación de una unidad de Coiled Tubing para llevar a cabo un trabajo de estimulación en pozos seleccionados del campo usando el diseño de un fluido de tratamiento probado en el laboratorio y aplicado en el campo. Para esto se desarrolló una metodología de selección de pozos para escoger los mejores candidatos en base a criterios como estado del pozo, arena productora, corte de agua y vías de acceso, y así realizar su respectivo análisis nodal para calcular la producción incremental total de los pozos.

Finalmente se determinó la factibilidad de emplear el Coiled Tubing en el trabajo de estimulación comparando los indicadores financieros obtenidos de su evaluación con los resultados de la evaluación de la implementación de un equipo convencional de workover.

---

<sup>1</sup> Trabajo de investigación.

<sup>2</sup> Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Ingeniero César Augusto Pineda Gómez.

## ABSTRACT

**TITLE:** FEASIBILITY OF A DOWNHOLE STIMULATION TREATMENT BY COILED TUBING ON COLORADO FIELD <sup>3</sup>

**AUTHORS:** Andrés Fabián Amaya Hernández, Brigitte Susec Camacho Jerez<sup>4</sup>

**KEY WORDS:** Organic Deposits, Paraffins, Coiled Tubing, Stimulation, Financial Analysis, Colorado School Field.

### DESCRIPCIÓN:

Precipitation and deposition of asphaltenes is one of the most important production problems that are currently affecting the production Wells in Colorado School Field. This is found in both Surface facilities and production lines in the Wells, and even in field level. All this creates the need to carry out cleaning and/or repair to allow the removal of these deposits and the start of production of the well treated.

The main objective of the project was to make the financial evaluation of the implementation of a Coiled Tubing unit to perform a stimulation work in selected wells of the field, using the design of a treatment fluid tested in the laboratory and applied in the field. This required a selection methodology of wells to choose the best candidates based on criteria such as state of well, producing sand, water cut and access roads, and so do their respective nodal analysis to calculate total incremental production of the wells.

Finally, the feasibility of using the Coiled Tubing at a stimulation work was determined by comparing the financial indicators obtained from its evaluation with the results of the evaluation of the implementation of a conventional workover equipment.

---

<sup>3</sup> Work of investigation

<sup>4</sup> Faculty of Physico-chemical Engineerings. School of Petroleum Engineering. Director: Engineer César Augusto Pineda Gómez.

## INTRODUCCIÓN

Durante la vida productiva del Campo Colorado la principal limitación operacional ha sido la depositación de orgánicos a lo largo del sistema de producción debido generalmente a la reducción de la temperatura que sufre el crudo durante este proceso. Este problema se trató de remediar históricamente mediante la inyección de aceite caliente en los pozos afectados, hasta que se evidenció que por la naturaleza y las características físicas y químicas de los fluidos producidos y los inyectados para remediar el problema, resultaba en un factor adicional que favorecía la precipitación de parafinas directamente en la cara del pozo y afectaba posteriormente la productividad de los pozos.

Otros procesos como estimulaciones ácidas y fracturamientos se emplearon también a inicios de la explotación comercial del campo, sin embargo no presentaron resultados alentadores, en torno al alto impacto financiero asociado a los equipos requeridos y la pronta pérdida de la productividad ganada.

Aunque se han ejecutado diferentes proyectos en el campo con el propósito de aumentar la productividad de los pozos, no se han podido lograr los resultados planeados debido posiblemente a la falta de una perspectiva integral del problema, es decir, dirigir una solución que involucre la remoción de los depósitos no solo de la tubería de producción sino también en las perforaciones. Un tratamiento de fondo de pozo sería la opción con mayor prospecto y rentabilidad tanto técnica como financiera.

Una alternativa a valorar para superar esta problemática en la actualidad puede ser la inyección de fluidos disolventes a través de una unidad de Coiled Tubing aprovechando entre otros aspectos el menor impacto financiero respecto a unidades de workover convencionales.

Las características y confiabilidad de los equipos de Coiled Tubing han mejorado significativamente durante los últimos años, de acuerdo a múltiples estudios publicados en la literatura que lo ubican como un método práctico y rentable.

Cuando se emplea el Coiled Tubing en un tratamiento de estimulación se tienen dos ventajas importantes ya que se evita exponer al contacto directo a la tubería de cabeza de pozo y de completamiento con fluidos corrosivos y ayuda a asegurar una total cobertura por parte del fluido de tratamiento en la zona de interés.

En cuanto al fluido de tratamiento es importante mencionar que su selección se determina por la identificación y el análisis de las características de los depósitos que se encuentran en el pozo. Además es pertinente estudiar la reacción entre el fluido a inyectar y la formación para evitar reacciones adversas que pueden crear un nuevo daño y agravar los problemas de productividad existentes. Estas situaciones se controlan mediante aditivos que cumplen funciones específicas tales como inhibir la corrosión tanto de la tubería de completamiento como de la superficie del CT, estabilizar la dispersión, la migración y el hinchamiento de arcillas, remover e inhibir la depositación de parafinas, prevenir la penetración de fluidos en la formación durante el tratamiento, entre otras.

Por medio de este proyecto, se pretende estudiar la aplicación del Coiled Tubing como vía para la inyección de fluidos con la capacidad de disolver y remover los depósitos parafínicos de los pozos del campo con el claro propósito de aumentar su productividad y realizar el análisis financiero para determinar la viabilidad del proyecto.

En el primer capítulo se estudian conceptos generales acerca de la depositación de material orgánico como factores que favorecen a este fenómeno, los problemas que se presentan y los métodos usados generalmente para su remoción. Posteriormente se seleccionan los pozos del campo en base a un conjunto de criterios para así por

medio de un análisis nodal determinar la tasa de producción incremental en función de 4 diferentes ambientes de remoción de daño que se pueden lograr mediante la aplicación de un tratamiento específico que ya se ha aplicado en el campo. Finalmente en el último capítulo se evalúa la factibilidad de la inyección de dicho fluido de tratamiento a través de un equipo convencional de Workover y de una unidad de Coiled Tubing y se determina la mejor opción para realizar la estimulación en Campo Escuela Colorado.

## 1. GENERALIDADES DE LA PRECIPITACIÓN DE DEPÓSITOS INORGÁNICOS Y ORGÁNICOS

### 1.1. DEPÓSITOS INORGÁNICOS<sup>5</sup>

Cuando dos fluidos contienen varios aniones y cationes mezclados, pueden vincular juntamente sustancias que son insolubles resultando en un precipitado sólido que cae fuera del fluido producido, o en el espacio poroso.

Los depósitos inorgánicos son incrustaciones que se forman por la precipitación de minerales, ya sea producto del agua de formación asociado a cambios en presión y temperatura, o por la mezcla de aguas incompatibles (agua de formación y fluidos de inyección), acumulándose en la matriz cerca al pozo, en tuberías y equipos de completamiento en fondo, bloqueando los cañoneos, empaques de gravas, mallas y poros, obstruyendo el flujo. En los campos petrolíferos generalmente se encuentran carbonatos o sulfatos de metales alcalinotérreos: calcio, estroncio y bario. Sin embargo, sales complejas de hierro como los sulfuros, hidróxidos y carbonatos pueden también formar depósitos sólidos que ocasionan problemas similares.

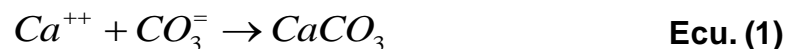
**1.1.1. Depósitos de carbonato de calcio.** Las escamas de carbonato de calcio o  $\text{CaCO}_3$ , presentan tres diferentes formas de cristalización polimorfas dependiendo de las condiciones de depositación. Esas estructuras cristalinas son vaterita, aragonita y calcita. Sus principales características son:

---

<sup>5</sup> CENTRO INTERNACIONAL DE EDUCACIÓN Y DESARROLLO, FILIAL DE PETRÓLEOS DE VENEZUELA S.A. Daño a la formación. 1997.

- **Vaterita:** es uno de los minerales del carbonato de calcio con una estructura hexagonal rara. Es la forma más inestable del carbonato de calcio y se considera trimorfa con la aragonita y la calcita.
- **Aragonita:** es una especie mineral ortorrómbica del carbonato de calcio. Puede presentar una coloración amarilla, gris o blanca, dependiendo del ambiente de depositación. Posee una estructura polimórfica diferente a la vaterita y la calcita.
- **Calcita:** es uno de los minerales más comunes y estables del carbonato de calcio. Es el constituyente principal de la caliza. Presenta una estructura hexagonal-rombohedral. Es dimorfa con la aragonita (son estructuras cristalinas diferentes con la misma composición química).

La depositación de la escama  $\text{CaCO}_3$  resulta de la precipitación de los carbonatos de calcio de acuerdo a la siguiente reacción:



No obstante es necesario alcanzar algunas condiciones para formar el precipitado, como es el caso de la solubilidad del carbonato de calcio, la cual es dependiente de la presión, la temperatura, la presión parcial del dióxido de carbono y de la concentración de otras sales en solución presentes en el sistema.

**1.1.2. Depósitos de sulfato de calcio.** Los depósitos de sulfato de calcio pueden ser clasificados de acuerdo a sus condiciones de depositación. El yeso ( $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ ), es la forma más estable a temperaturas hasta de  $100^\circ\text{F}$  ( $38^\circ\text{C}$ ), por encima de esta temperatura prevalece la anhidrita ( $\text{CaSO}_4$ ) y el hemi-drato ( $\text{CaSO}_4 \cdot \text{H}_2\text{O}$ ), el cual se forma bajo ciertas condiciones más específicas. Generalmente el yeso es la forma estable a bajas temperaturas, mientras la anhidrita es originada a altas temperaturas.

El yeso usualmente precipita directamente sobre la superficie metálica de líneas de flujo, intercambiadores de calor, entre otros. Los cristales de sulfato de calcio son más pequeños que los cristales de carbonato de calcio, no obstante son más duros y densos. Estos depósitos no son efervescentes en presencia de un ácido, por lo tanto no pueden ser removidas por acidificación.

Su precipitación puede ser expresada en forma general por la siguiente reacción:



**1.1.3. Depósitos de sulfato de bario.** Es una de las sustancias más insolubles depositadas por el agua y a su vez más difícil de remover. Se forma por la reacción entre los iones sulfato y bario como muestra la siguiente ecuación:



La solubilidad de esta sustancia es mucho menor que la solubilidad del carbonato de calcio. Su solubilidad es tan baja que los métodos cuantitativos de análisis tanto para el bario como para el sulfato están basados en la precipitación de este compuesto.

La solubilidad del sulfato de bario incrementa con la temperatura al igual que con la concentración de sales ajenas. A medida que aumenta la temperatura, sube paulatinamente su solubilidad hasta un valor aproximado de 130 °C. Luego de este valor límite de temperatura, es bastante alto comparado con los encontrados normalmente en los campos de crudo.

**1.1.4. Depósitos de sulfato de estroncio.** El estroncio es uno de los metales alcalinotérreos que forma un componente insoluble muy escaso al unirse con el sulfato. Por esta razón los depósitos de sulfato de estroncio no han recibido tantas atenciones como los compuestos mencionados con anterioridad. A pesar de esto no deja de causar complicaciones en algunas áreas especiales, donde encuentra las condiciones óptimas para su precipitación.

La solubilidad del sulfato de estroncio es menor que la solubilidad del sulfato de calcio pero mayor que la del sulfato de bario. Su precipitación resulta de la siguiente reacción:



**1.1.5. Depósitos de hierro.** La química de los compuestos de hierro es mucho más compleja que las discutidas anteriormente. Esto es debido a que el hierro existe en dos estados de oxidación en el agua. Estos dos iones forman compuestos con aniones que poseen diferentes solubilidades.

Los depósitos de componentes de hierro pueden provenir de dos fuentes: una puede ser el agua que contienen los iones de hierro en forma disuelta y otra es la corrosión de hierro o acero en el sistema. Los depósitos formados de cualquiera de

estas dos fuentes pueden formar escamas en la superficie del metal o permanecer como suspensiones coloidales. La formación de escamas depositadas por el hierro sigue el siguiente proceso en forma general:

- El carbonato ferroso o siderita ( $\text{FeCO}_3$ ), se forma gracias a los iones de hidrogeno liberados durante la formación de los iones de carbonato y bicarbonato.
- El sulfuro de hierro ( $\text{FeS}$ ) se forma por la descomposición del sulfuro de hidrogeno en la presencia de agua.
- Por otra parte el hidrogeno ferroso ( $\text{Fe(OH)}_2$ ) y el hidrogeno férrico ( $\text{Fe}_2\text{O}_3$ ), se forman en la presencia de agua, oxígeno disuelto ( $\text{O}_2$ ) y los iones de hidrogeno liberados en el proceso de formación de carbonato y bicarbonato.

**1.1.6. Depósitos de sílice.** El agua natural posee alrededor de 100 ppm de sílice en forma coloidal, sílice amorfa y como ácido hipotético monosílico. Para la mayor parte de los usos del agua, el contenido de sílice no es una consideración importante, no obstante se puede constituir en un problema en los hervidores modernos de alta presión.

Los diferentes tipos de depósitos de sílice se forman por encima de los 100 °C y son encontrados en su totalidad en los hervidores debido a la evaporación constante del agua, provocando la concentración de sales poco solubles en el agua restante, ocasionando que el producto de solubilidad sea rápidamente excedido y se forme el depósito. Estos poseen solubilidades bajas y tienen una apariencia de porcelana y no reaccionan con el ácido a diferencia de los carbonatos.

## 1.2. DEPÓSITOS ORGÁNICOS

Es común encontrar depósitos inorgánicos asociados con las aguas de formación. No obstante existe otro tipo de compuestos igualmente perjudiciales para el sistema de producción (cara de la formación, sarta de producción y facilidades de superficie) conocidos como depósitos orgánicos. Entre los depósitos orgánicos tenemos las parafinas y los asfaltenos. La diferencia con los depósitos inorgánicos, es que su raíz originaria son los compuestos orgánicos de hidrocarburos.

**1.2.1. Parafinas.** Las parafinas constituyen la clase más simple de los compuestos orgánicos. Son una mezcla de hidrocarburos alifáticos compuestos por átomos de carbono e hidrógeno que pueden ser de cadena lineal (parafina normal), ramificada (iso-parafina) o de cadena cíclica (cicloalcanos o nafténos).

Las parafinas con carbonos comprendidos entre el C<sub>18</sub> y C<sub>60</sub> son consideradas en la industria petrolera las principales formadoras de depósitos en la formación, líneas de producción y transporte de crudos. Las parafinas no son solubles ni dispersables por la mayoría de hidrocarburos crudos, y son resistentes al ataque de los ácidos, bases y agentes oxidantes.

Dependiendo del número de carbonos y de la configuración de la estructura molecular, las parafinas se dividen en ceras parafínicas y ceras microcristalinas las cuales presentan un mecanismo de daño diferente debido al tamaño de los cristales, si se llegara a depositar en la formación.

- **Ceras parafínicas:** constituyen entre el 40 y el 60% de los depósitos parafínicos procedentes del crudo. Se consideran compuestos de cadena lineal comprendidos entre el C<sub>18</sub> y C<sub>36</sub>. Los cristales formados son conocidos

como macrocristales, los cuales presentan forma de agujas que se conglomeran para formar grandes depósitos. Cuando este tipo de parafina se deposita en el yacimiento generan un tipo de daño a la formación por aumento de la viscosidad debido a la presencia de grandes cristales que se aglomeran hasta formar el depósito.

- **Ceras microcristalinas:** constituyen menos del 15% del depósito, comprendiendo aquellos con contenido de hidrocarburos entre C<sub>30</sub> hasta C<sub>60</sub>. Formadas por compuestos de cadena lineal con ramificaciones y grupos cíclicos de forma aleatoria a lo largo de la cadena principal. La estructura cristalina es pequeña e irregular por lo que tienden a permanecer dispersas en el fluido, presentando poca tendencia a aglomerarse. Cuando este tipo de cristales se deposita en el yacimiento genera daño a la formación principalmente por reducción de la permeabilidad debido a la tendencia que tienen los pequeños cristales a adherirse a la superficie del pozo.

Es importante establecer qué tipo de parafinas se encuentran en el yacimiento para poder identificar el mecanismo de daño a la formación por parafinas y tenerlo en cuenta cuando se vaya a diseñar algún tipo de tratamiento.

**1.2.1.1. Factores que influyen en la precipitación de parafinas.** Las parafinas se encuentran originalmente disueltas en el crudo pero un desequilibrio entre ellas y el crudo que las contiene causa su precipitación. La precipitación de parafinas se desencadena por varias factores que deben ser estudiados ya que a mayor información se tenga de estos facilitará el análisis de la aplicación del método para contrarrestar el problema.

- **Temperatura:** se considera el factor de mayor importancia, ya que la cantidad de parafina que puede permanecer en solución dependerá de la temperatura. Un descenso de temperatura resultará en una disminución en la solubilidad de la parafina en el crudo. La depositación de las parafinas está definida por cuatro temperaturas:
  1. Punto de cristalización: temperatura en la cual se precipita el primer cristal de parafina.
  2. Punto de fluidez: temperatura a la cual el crudo deja de fluir.
  3. Punto de fusión: temperatura en la cual pasa de sólido a líquido.
  4. Punto de gel: temperatura a la cual comienza a formarse la red cristalina, cuando el fluido está en reposo y se enfría el crudo por debajo del punto de fluidez.

Los cambios de temperatura se pueden dar por:

- Liberación de gas en el yacimiento, ocasionando disminución de la solubilidad.
  - Radiación de calor de yacimiento a las formaciones vecinas.
  - Liberación del gas y los compuestos livianos del crudo en la producción.
  - Cambio de la temperatura por intrusión de agua.
- **Peso molecular y punto de fusión de la parafina:** si el peso molecular de la parafina aumenta a temperatura constante esto resultará en un aumento del punto de fusión y una disminución en la solubilidad en los solventes, por tanto se puede deducir que la concentración de parafina en el crudo influye en las temperaturas del punto de fusión y cristalización.

- **Presión:** la presión no tiene gran incidencia en la precipitación de parafinas, sin embargo la solubilidad de la parafina disminuye con el incremento de presión en la solución debido a que las fuerzas intermoleculares entre moléculas del mismo tipo son mayores que entre moléculas no similares, causando incremento en el punto de cristalización. Aunque cabe resaltar que el comportamiento del punto de cristalización con la presión es específico para cada fluido por lo cual es necesario llevar a cabo una evaluación individual.
- **Naturaleza de la solución:** hace referencia a la composición física y química del crudo. Si la composición físico-química de la solución tiende a ser liviana (bajo peso molecular) disminuye el punto de cristalización lo que favorece el flujo de hidrocarburos.
- **Proporción relativa de solvente-soluto:** cuando la concentración de soluto en la solución se incrementa, el punto de cristalización aumenta. Las parafinas actúan como soluto que precipitan, cristalizan y forman una fase sólida mientras que los demás componentes del crudo que no lo hacen se denominan solvente.
- **Velocidad de fluido:** una alta velocidad de flujo remueve selectivamente las fracciones más suaves dejando los depósitos duros, aquellos de alto punto de fusión, mientras que una baja velocidad de fluido permite la inclusión de ceras suaves formando depósitos blandos de bajos puntos de fusión<sup>6</sup>.

---

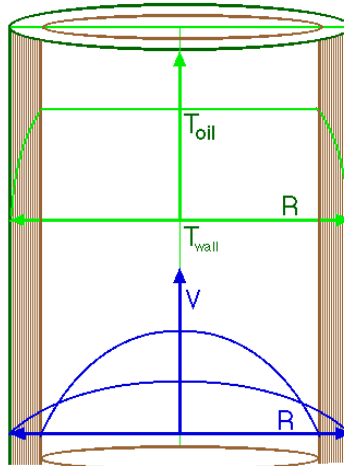
<sup>6</sup> AGUIRRE, P. Ricardo. Optimización de la limpieza de parafina en pozos del Noroeste peruano utilizando unidad a cable. Lima, 2004. P.23.

- **Rugosidad del área superficial:** los puntos críticos para la precipitación de parafinas pueden ser provistos por una superficie porosa y rugosa, tal como se presentan en las tuberías de producción. Siendo la fuerza de adhesión una función del área superficial, la adhesión de la parafina crece con el aumento de cantidad de las irregularidades y porosidades en la superficie.

**1.2.1.2. Mecanismos de precipitación.** La precipitación y acumulación de parafinas en un yacimiento de temperatura superior al punto de cristalización se presenta generalmente en la tubería de producción, donde hay una fuerte liberación de presión y caída de temperatura. Este proceso está gobernado por tres mecanismos:

- **Difusión molecular:** es el mecanismo que prevalece mientras el crudo está por encima del punto de cristalización. Esto se presenta con mayor énfasis dentro de la tubería de producción debido al cambio de temperatura que presenta el crudo a medida que asciende por la misma, sometiéndose a una transferencia de calor con las paredes de la tubería (región flujo laminar) que forma un perfil de temperatura en la cual cuando la temperatura disminuye y alcanza la temperatura de equilibrio entre la fase sólida y líquida, comienzan a precipitarse los cristales de parafina formando partículas sólidas que dan lugar a la difusión.

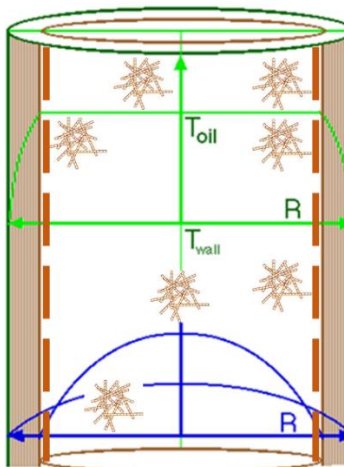
**Figura 1. Difusión molecular.**



Fuente: [https://tigger.uic.edu/~mansoori/Wax.and.Waxy.Crude\\_html](https://tigger.uic.edu/~mansoori/Wax.and.Waxy.Crude_html).

- **Dispersión por corte o esfuerzo de cizalla:** se presenta cuando el crudo tiene temperatura inferior al punto de cristalización. Los cristales que ya se precipitaron y se encuentran dispersos en el crudo son llevados por esfuerzos de corte a las paredes de la tubería donde se agrupan con las capas de cristales formadas por la difusión.

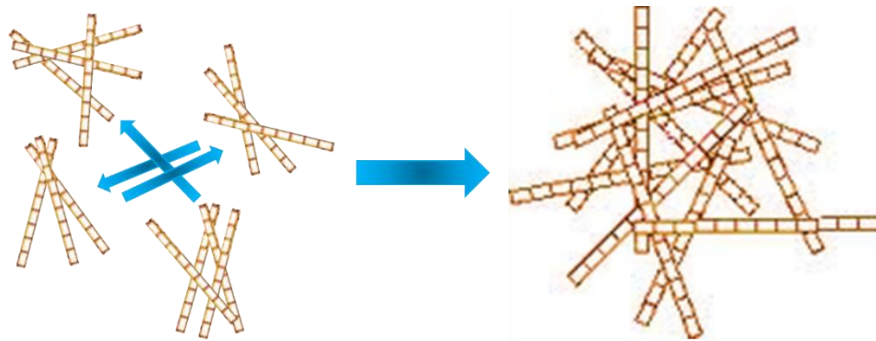
**Figura 2. Dispersión por corte o esfuerzo de cizalla.**



Fuente: Modificado de [https://tigger.uic.edu/~mansoori/Wax.and.Waxy.Crude\\_html](https://tigger.uic.edu/~mansoori/Wax.and.Waxy.Crude_html).

- **Movimiento Browniano:** cuando comienzan a precipitarse los cristales de parafina, se genera un transporte lateral de estas partículas. Dependiendo de la velocidad de enfriamiento y la velocidad de flujo, se forman pequeños cristales de determinada forma que se desplazan al azar chocando unas con otras, lo cual conlleva a la aglomeración y formación de cristales de mayor tamaño.

**Figura 3. Movimiento Browniano.**



Fuente: Modificado de [https://tigger.uic.edu/~mansoori/Wax.and.Waxy.Crude\\_html](https://tigger.uic.edu/~mansoori/Wax.and.Waxy.Crude_html).

**1.2.1.3. Problemas asociados a la precipitación.** Son numerosos los problemas a causa de la precipitación de parafinas. Algunos de ellos son:

- Si se presenta precipitación en el yacimiento, es factible que pueda ocurrir depositación causando punteo y bloqueo e incidir en el daño a la formación.
- Reducción de la producción de hidrocarburos por obstrucción del área de flujo dentro de la tubería de producción y en la superficie.
- Cambio en las características reológicas del crudo.
- Requerimientos de potencia extra para asegurar el flujo de los fluidos.
- Falla en equipos de subsuelo y superficie.
- Cierre de pozos.
- Incremento en el mantenimiento de los equipos.

- Aumento en los costos de prevención y tratamiento del problema.

**1.2.1.4. Métodos para control y eliminación de depósitos parafínicos.** En la industria se encuentran diferentes opciones para controlar o mitigar los problemas ocasionados por la depositación de parafinas durante la vida productiva de los pozos. A continuación se describen los más significativos.

- **Método mecánico:** es el método más antiguo y comúnmente usado para el control de parafinas. Consiste en la remoción de ésta del tubing o tubería de producción mediante el uso de raspadores (figura 4) y cortadores de parafina. La desventaja de este método radica en que la parafina raspada puede llegar a ocasionar taponamiento a las secciones cañoneadas, sin embargo se convierte en una alternativa relativamente económica, si no es necesaria la limpieza frecuente del pozo, ya que para realizarla se tiene que detener la producción y por consiguiente se generan pérdidas económicas.

**Figura 4. Herramientas usadas en el método mecánico.**



Fuente: Tomado y modificado de GIRARD INDUSTRIES. Productos. [En línea] <http://girardind.com/>.

- **Método operacional:** consiste en regular la velocidad y el caudal de producción con el objetivo de disminuir la precipitación de sólidos en la sarta de producción. Una tasa de producción elevada no solo trae como beneficio evitar la precipitación de parafina sino que también evita que ésta se adhiera a las paredes de la tubería y en ciertos casos desprende la misma que se encuentra depositada en la tubing. Cabe aclarar que solo desprende las ceras más blandas, ya que el esfuerzo de corte que el fluido hace a los depósitos no es tan fuerte como para remover las parafinas más duras, esto lleva a que con el tiempo se formen depósitos de parafina muy sólidos y por supuesto más difíciles de tratar. La necesidad de mantener el crudo por debajo del punto de nube para así evitar que la parafina se precipite, lleva a utilizar el aumento de la tasa de producción para mantener la temperatura por encima del punto en el cual se precipitan las ceras en el crudo.
- **Método térmico:** este método saca ventaja de la propiedad que tiene el calor para fundir la parafina; sin embargo la cantidad de calor utilizada para esta acción es clave, ya que la cantidad de calor por unidad de volumen tiene un precio, la generación de calor para llevar a cabo estos procesos repercute en que el precio de producción por cada barril de petróleo aumente. Entre las técnicas más utilizadas para control de parafinas utilizando métodos térmicos encontramos la inyección de aceite caliente, inyección de agua caliente, calentadores en el fondo del pozo y calentadores eléctricos de la tubería.
- **Método químico:** es requerido usualmente como una alternativa para el aceite caliente. Los métodos continuos (inducción continua del químico) y a baches (inyección cíclica del fluido) son adoptados para inyectar el químico desde el anular hacia el pozo, es decir, circular el químico bajo el anular y retornarlo a través del tubing, para remover el sedimento de

parafina que se encuentra adherido a la pared del tubing. El control químico correctivo de los problemas de depositación de parafinas en pozos de petróleo se basa en el uso de solventes, dispersantes, surfactantes, entre otros productos que se pueden utilizar por separado como métodos preventivos o correctivos.

- **Método de recubrimiento:** consiste en el uso de tuberías con fibra de vidrio, tuberías plásticas lisas y tuberías recubiertas con químicos, estas tuberías afectan la tasa de depositación ya que en la superficie de estas es más difícil la adherencia de los cristales de parafina. Aunque la depositación de parafina sobre estas superficies se lleve a cabo de una manera más lenta, solo será una ventaja hasta que la tubería sea cubierta por una capa de parafina, después de esto la acumulación será totalmente igual a la que sucede en la tubería de acero, por lo cual éstas deben ser limpiadas cada cierto lapso de tiempo.
- **Método combinado:** en muchos casos la aplicación de un solo método para corregir el problema de depositación de parafinas puede no ser muy efectiva, por lo cual frecuentemente se suelen aplicar dos o más métodos con el fin de buscar mayor efectividad en la solución del problema, a esto se le llama aplicación de un método combinado. Uno de los métodos combinados con mayor aplicación en la industria es el método termoquímico, debido a su efectividad; consiste en tratar térmicamente los cristales de parafina formados, disolverlos y mediante un agregado químico evitar su regeneración. Lo importante al querer implementar una técnica combinada es mirar que los métodos sean afines y que el beneficio/costo sea mayor para el combinado que para un sistema individual.

Sin embargo, los tres métodos comúnmente conocidos en la eliminación y control de los depósitos de parafina son: térmicos, mediante la utilización de vaporizadores portátiles; mecánicos, usando raspadores para limpiar la tubería de producción y químicos, que se inyectan en el pozo y líneas de flujo<sup>7</sup>.

**1.2.2. Asfaltenos.** Los asfaltenos son moléculas o estructuras poli-aromáticas, que contienen heteroátomos tales como azufre, oxígeno, nitrógeno y metales como vanadio y níquel; estos existen en el petróleo en un estado agregado en forma de suspensión, los cuales son rodeados y estabilizados al mismo tiempo mediante resinas. Además son infusibles, lo que significa que no poseen un punto de fusión definido, pero se descomponen frente al calor, dejando un residuo carbonoso.

Las partículas de los asfaltenos tienen peso molecular de 10,000 a 100,000 gr-mol y su densidad es aproximada de 1.2 gr/cm<sup>3</sup>. La estructura química de los asfaltenos consiste en anillos aromáticos con oxígeno y nitrógeno en cadenas heterocíclicas. Esto permite que los asfaltenos estén presentes en el petróleo crudo como micelas parcialmente disueltas de partículas coloidales dispersas. Generalmente se descomponen al ser calentados a temperaturas mayores de 200°C.

---

<sup>7</sup> BJ SERVICES, Organic deposition, P. 3.

**1.2.2.1. Factores que influyen en la precipitación de asfaltenos.** La desestabilización de los asfaltenos, que causa su floculación y precipitación, se debe a alteraciones en el balance que mantiene las resinas y asfaltenos en solución. Las alteraciones se pueden dividir en varios tipos: termodinámico, químico, eléctrico, mecánico y entre otros.

- **Termodinámicos:** los cambios graduales en las variables operacionales durante el proceso de producción como la presión y la temperatura influyen la solubilidad de los asfaltenos.
  - **Presión:** se considera como uno de los parámetros más influyentes en la precipitación de asfaltenos. Durante los procesos operacionales, la caída de presión del crudo hasta su punto de burbuja provoca que los componentes más livianos se expandan más que los componentes pesados. A condiciones por debajo del punto de burbuja, los componentes livianos abandonan el fluido en forma de gas reduciéndose su volumen molar. La disminución de la presión y del volumen molar de los componentes livianos en el crudo se traduce en una reducción de la densidad del fluido y por tanto una disminución de la solubilidad de los asfaltenos.
  - **Temperatura:** en términos generales, la precipitación de asfaltenos se considera independiente de la temperatura, pero la temperatura puede afectar la solubilidad de los maltenos y las resinas o puede causar la precipitación de las parafinas. Cuando la temperatura de la formación aumenta, la solubilidad de las resinas en los n-alcanos también aumenta, provocando que los asfaltenos sean menos solubles en el crudo.

- **Químicos:** existen diferentes formas a través de las cuales se puede provocar cambios en la composición del crudo y posterior floculación de los asfaltenos por alteración del equilibrio termodinámico del petróleo. Los factores más influyentes son:
  - Inyección de CO<sub>2</sub>: el dióxido de carbono es utilizado en procesos de recobro mejorado por su efecto positivo en la miscibilidad y en el hinchamiento del crudo. Sin embargo, el CO<sub>2</sub> representa una de las causas más comunes de floculación de asfaltenos en pozos productores puesto que produce una desestabilización en el equilibrio de la solución por disminución del pH, cambios de composición y generación de turbulencias.
  - Inyección de gases ricos: la inyección de este tipo de gases desestabiliza a los asfaltenos porque disminuye la proporción de carbonos e hidrógenos. Los hidrocarburos livianos tienen una menor afinidad con las estructuras asfálticas comparado con el crudo que posee una proporción de carbono e hidrogeno alta.
  - Alteración del pH: los cambios en el pH se producen por la presencia de CO<sub>2</sub>, ácido mineral o ácido orgánico ocasionado por bacterias. La alteración del equilibrio de la solución desencadena los depósitos de asfaltenos.
  - Procesos de estimulación: el contacto del crudo con aditivos de estimulación incompatibles como el alcohol isopropílico, alcohol metílico, acetona, glicol o solventes duales a base de surfactantes que no poseen componentes aromáticos, pueden causar la floculación de los asfaltenos. Además, en trabajos de acidificación

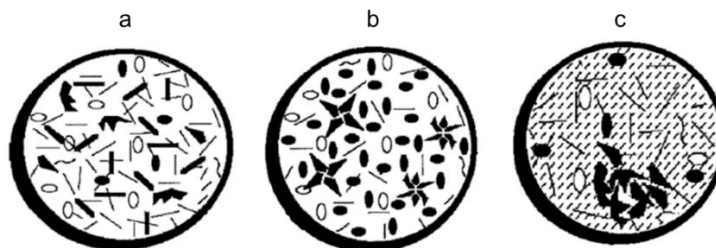
se generan cambios bruscos en el equilibrio químico por pH y por liberación de dióxido de carbono.

- **Eléctricos:** una de las principales características de la desestabilización de asfaltenos es la presencia de un campo eléctrico que se generaba por el flujo de partículas cargadas dentro del medio poroso y de la tubería. Los asfaltenos por su característica polar, poseen una carga eléctrica intrínseca que se considera responsable de la estabilidad de asfaltenos-resina. La generación de un potencial eléctrico debido al flujo de partículas cargadas o la aplicación de un potencial externo de gran magnitud, puede llegar a neutralizar las cargas eléctricas, perturbar el balance de fuerzas entre asfaltenos-resinas y causar la floculación de asfaltenos.
- **Mecánicos:** los factores mecánicos incluyen los esfuerzos de cizalla por equipos de bombeo de subsuelo como bombas de varilla y bombas electrosumergibles además de fuerzas de fricción y fuerzas de impacto entre partículas. Los esfuerzos se asocian a caídas de presión en el fondo del pozo y con el equipo de superficie.
- **Otros factores:** algunos sólidos suspendidos en el crudo como finos de arcillas o minerales, limaduras de metales, sedimentos y grava favorecen a la precipitación de los asfaltenos. Estas partículas suspendidas en el crudo puede servir de núcleos que promueven la adhesión de los asfaltenos. Este efecto ocurre a nivel de las perforaciones y de la tubería donde las rugosidades internas también representan sitios de nucleación para los depósitos de material orgánico.

**1.2.2.2. Mecanismos de precipitación.** A continuación se presentan los cuatro diferentes mecanismos por los cuales, durante la producción y transporte de crudo, puede ocurrir la depositación de asfaltenos. Estos pueden presentarse de manera independiente o combinada<sup>8</sup>.

- **Efecto de polidispersividad:** como lo muestra la figura 5a (líneas curvas y rectas representan moléculas de parafinas, las elipses negras moléculas aromáticas, elipses blancas moléculas de resinas y formas irregulares negras moléculas de asfaltenos) en una mezcla de crudo polidispersa se puede alcanzar un estado de estabilidad para una cierta relación de compuestos polares y no polares, o de compuestos livianos y pesados, a ciertas condiciones de presión y temperatura. Entonces, cuando la composición, la temperatura o presión varían el sistema se volverá inestable. En la figura 5b se presenta la formación de agregados micelares asfaltenos cuando se le adicionan al sistema compuestos polares miscibles y la figura 5c la separación de los asfaltenos cuando se le añaden cadenas parafínicas al sistema (las líneas discontinuas representan hidrocarburos parafínicos).

**Figura 5. Efecto de polidispersividad.**



Fuente: Tomado y modificado de Reservoir Formation Damage, Fundamentals, Modeling, Assesment, and Mitigation, Faruk Civan, Edition 2nd University of Oklahoma, 2007.

<sup>8</sup> LIZCANO NIÑO, Juan Carlos. PADRON GARCIA, Robert Eduardo. Evaluación del efecto de la depositacion de asfaltenos en el medio poroso a condiciones dinámicas para un crudo colombiano. Bucaramanga. 2014. P, 42.

- **Efecto esférico coloidal:** a altas concentraciones, los asfaltenos poseen la tendencia a asociarse en forma de partículas largas. Un incremento en el contenido de parafinas permite que una parte de los asfaltenos presente en el crudo formen coloides, que se separan de la fase aceite en forma de agregados, en tanto que otra parte permanezca suspendida estabilizada por agentes peptizantes como resinas, que se adsorben en su superficie y evitan la agregación (figura 6).

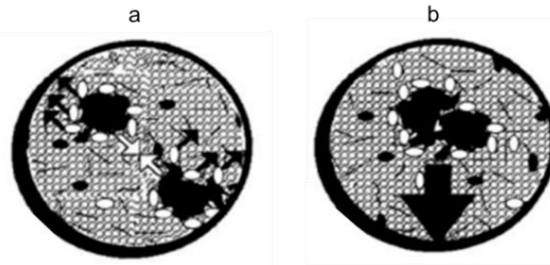
**Figura 6. Fenómeno esférico coloidal debido al incremento en la concentración de parafinas.**



Fuente: Tomado y modificado de Reservoir Formation Damage, Fundamentals, Modeling, Assesment, and Mitigation, Faruk Civan, Edition 2nd University of Oklahoma, 2007.

- **Efecto de agregación:** una variación en la concentración de agente peptizante (como las resinas) origina también un cambio en la cantidad que se absorbe de este en la superficie de los asfaltenos. La concentración de las resinas puede caer a tal punto que la cantidad presente no sea suficiente para cubrir toda la superficie de los asfaltenos, permitiendo la agregación irreversible de partículas asfálticas y su posterior floculación. En la figura 7a se presenta la migración de resinas de la superficie de los asfaltenos debido a la diferencia de potencial químico entre el seno del crudo y la superficie de las partículas y la figura 7b presenta la floculación y precipitación de los asfaltenos.

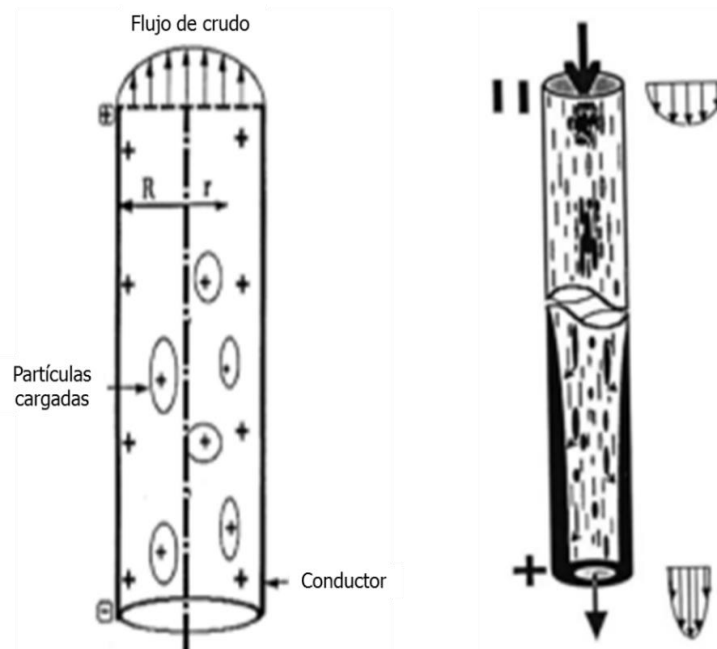
**Figura 7. Efecto de agregación.**



Fuente: Tomado y modificado de Reservoir Formation Damage, Fundamentals, Modeling, Assesment, and Mitigation, Faruk Civan, Edition 2nd University of Oklahoma, 2007.

- **Efecto electrocinético:** durante el flujo de crudo a través del medio poroso y las tuberías, se genera una diferencia de potencial eléctrico debido a la migración de las partículas cargadas eléctricamente. Las partículas de asfaltenos están positivamente cargadas, pero la fase de crudo está negativamente cargada. Por lo tanto, los potenciales negativos y los positivos son generados a lo largo de la tubería para hacer resistencia al flujo de las partículas coloidales.

**Figura 8. Efecto electrocinético.**



Fuente: Tomado y modificado de Reservoir Formation Damage, Fundamentals, Modeling, Assesment, and Mitigation, Faruk Civan, Edition 2nd University of Oklahoma, 2007.

**1.2.2.3. Problemas asociados a la precipitación.** Los problemas asociados a la precipitación de asfaltenos tanto en el subsuelo como en superficie, afectan la explotación efectiva de los yacimientos. A continuación se presentan los problemas críticos:

- Taponamiento del yacimiento y en la vecindad del pozo.
- Taponamiento de la tubería de producción.
- Taponamiento de las líneas de flujo y demás equipos de superficie.
- Deterioro de la calidad del crudo por la formación de emulsiones estables.
- Cambios en la mojabilidad de la roca.

#### 1.2.2.4. Métodos de control y eliminación de depósitos de asfálticos.

Los pozos parcial o completamente obstruidos son limpiados usando varios métodos tales como:

- **Método mecánico:** son usados para remover los depósitos de asfaltenos de las líneas de flujo y tuberías de producción. Estos incluyen gran variedad de raspadores. Las ventajas son la buena limpieza, seguridad que brinda y un daño mínimo a la formación, pero por otro lado son tratamientos costosos e inefectivos para los equipos de producción pero no para la formación productora, tienen aplicación limitada por los equipos utilizados y el tiempo y peligro de pesca de herramientas que pueden perderse en el pozo.
  
- **Método químico:** son los más comunes para el tratamiento de asfaltenos ya que pueden usarse para tratar las deposiciones en el pozo y/o en las formaciones productoras.
  - Tratamiento con solventes: los solventes como el tolueno, el xileno, la piridina y el bisulfuro de carbono generalmente se usan para disolver depósitos de asfaltenos, pero su uso se ha limitado por sus costos y sus riesgos ambientales.
  
  - Tratamiento con detergentes: los detergentes son una clase de agentes surfactantes usados para fracturar los depósitos de asfaltenos y evitar que estos se reaglomeren.

Este método se puede realizar de manera continua, la cual emplea una bomba especial de inyección encargada de impulsar el fluido dentro del pozo para llevarlo hasta la zona de interés y por baches, donde el tratamiento se lleva a cabo mediante un camión de inyección y el volumen de químicos y la

frecuencia de aplicación depende de la gravedad del problema y de la relación costo/beneficio.

- **Método térmico:** este método incluye lubricación caliente y calentadores de fondo de agua o vapor.
  - Lubricación caliente: consiste en el proceso de inyectar crudo caliente desasfaltado para remover los depósitos de asfaltenos de un pozo. La lubricación caliente causa daños a la formación y no es bueno si los depósitos acumulados son grandes.
  - Calentadores de fondo: representan una fuente continua de calor que puede usarse para fundir los depósitos parafínicos, después el material fundido arrastra a los asfaltenos y todo esto puede ser bombeado a superficie con la producción de petróleo.
- **Método operacional:** una de las maneras para prevenir o reducir la precipitación de asfaltenos dentro de los pozos es controlar la presión de operación, la temperatura y/o la tasa de producción.

### 1.3. CAMPO ESCUELA COLORADO

**1.3.1. Reseña histórica.** El Campo Colorado ha tenido tres etapas de perforación, la primera se llevó a cabo en 1923 por la compañía Tropical Oil Company (Troco), se perforaron 7 pozos pero debido a problemas mecánicos y a las complicaciones que estos derivaron en 1932 se dio por finalizada la primera etapa de perforación. El 3 de Septiembre de 1945 nuevamente liderada por la Troco y después de hacer estudios superficiales empezó la segunda etapa de perforación. Se perforaron un total de 8 pozos entre 1945 y 1946. La tercera y última etapa de perforación fue realizada por ECOPETROL entre 1953 y 1964 perforando 60 pozos adicionales y completando así un total de 75 pozos.

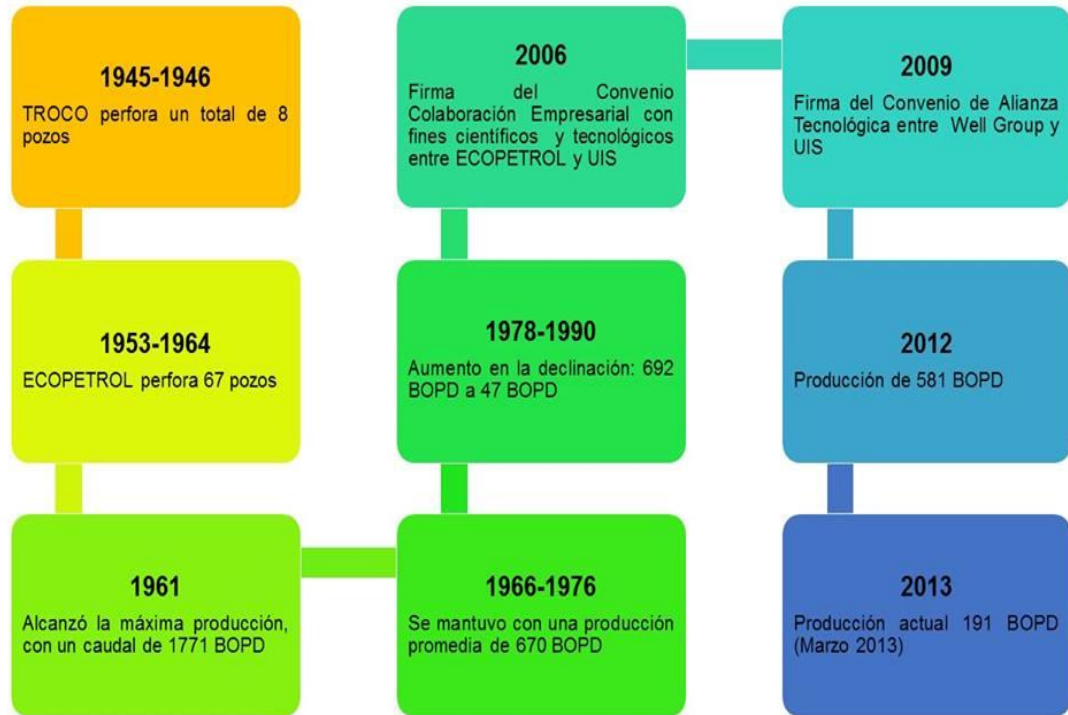
El Campo Colorado inició su producción en el año de 1945 con una tasa de 300 BOPD. En 1961 alcanzó su máxima producción con un caudal de 1771 BOPD, declinando rápidamente hasta llegar a un valor de 467 BOPD en 1966. A partir de 1966 hasta el año 1976 se mantuvo una producción promedio de 660 BOPD; desde 1976 se inició un marcado aumento en la declinación del campo, pasando de 962 BOPD en Junio de 1976 a 47 BOPD en junio de 1989<sup>9</sup>.

En junio de 2006 nace Campo Escuela Colorado bajo la firma un convenio con fines científicos y tecnológicos, entre Ecopetrol y la Universidad Industrial de Santander. En 2009 la UIS busca un aliado estratégico, la compañía de hidrocarburos WEIL. La figura 9 muestra en resumen, la reseña histórica del campo.

---

<sup>9</sup> ARIZA, L. Emiliano. Determinación del umbral de cristalización de las parafinas en el crudo del campo Colorado. Bucaramanga, 2088. P. 47.

**Figura 9. Secuencia histórica del Campo Escuela Colorado.**



Fuente: Los autores basado en [campoescuelacolorado.com/antecedentes](http://campoescuelacolorado.com/antecedentes).

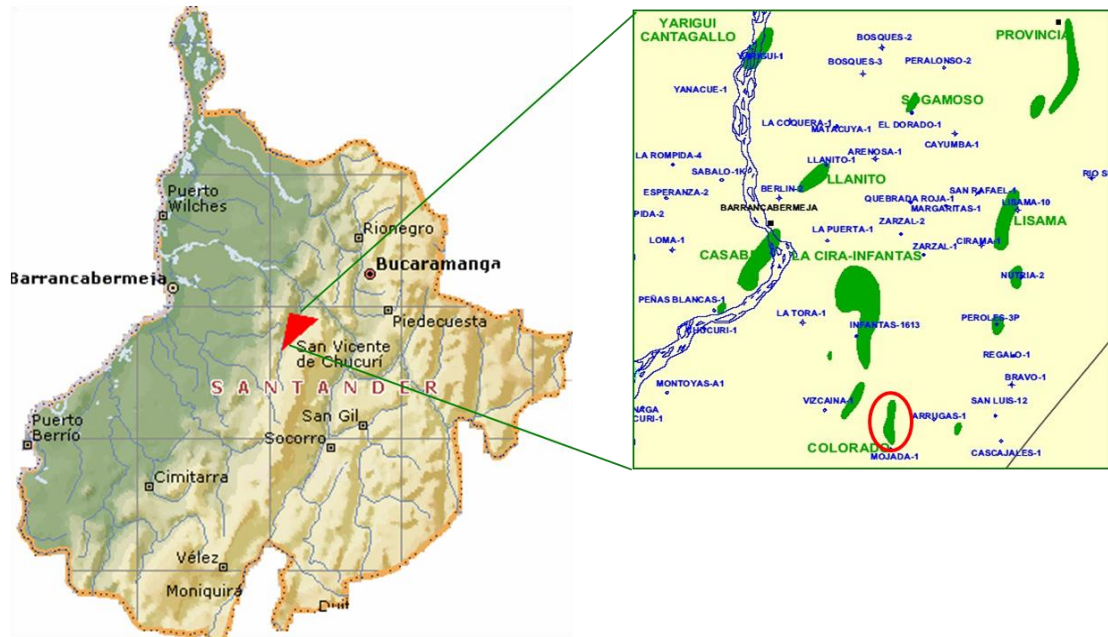
**1.3.2. Generalidades.** Campo Escuela Colorado está localizado en la cuenca del Valle Medio del Magdalena en la provincia estructural del piedemonte occidental de la cordillera oriental (figura 10), en inmediaciones del municipio de San Vicente de Chucurí, al sureste del municipio de Barrancabermeja (Santander) y al sur del campo La Cira Infantas.

La estructura corresponde a un anticlinal asimétrico en el cual se presenta un gran número de fallas, dividiendo el campo en seis bloques<sup>10</sup>. El petróleo, aceite liviano entre 36-42° API, se extrae principalmente de la formación Mugrosa (zona B y C), cuyo espesor varía desde 1800 a 4500 pies y está compuesta por intercalaciones

<sup>10</sup> GIL, Julián, ROLON, José. Selección, diseño y prueba de nuevos sistemas de levantamiento artificial. Aplicación al Campo Colorado. UIS. 2009.

de areniscas de grano fino y lodolitas, acumuladas dentro de un ambiente de sistemas de río meándrico.

**Figura 10. Localización Campo Escuela Colorado.**



Fuente: <http://campoescuela.wordpress.com>

El crudo producido en CEC se clasifica como parafínico, donde el mecanismo de producción predominante es empuje por gas en solución<sup>11</sup>, el yacimiento está depletado, presentando una alta producción de gas. A continuación se presentan propiedades PVT del yacimiento.

<sup>11</sup> DALLOS, Hugo. MENDOZA, Néstor. Optimización de la producción en pozos con bombeo mecánico utilizando una herramienta no convencional para ajustar el desplazamiento del pistón dentro de la bomba. Aplicación Campo Colorado. Bucaramanga, Santander. 2013. P, 101-107.

**Tabla 1. Propiedades PVT del yacimiento.**

PROPIEDAD	UNIDAD	ARENA B	ARENA C
Temperatura	°F	114	174
API promedio	°API	42,2	39,7
Presión de burbuja	psia	648	2078
Viscosidad a Pb	cP	1,64	0,462
Bo a Pb	Bbl/STB	1,091	1,401
Aceite original	MM Bbl	20	37,3
Porosidad promedio	%	15,7	14,5
Profundidad promedio	ft	1800	3500
Espesor promedio arena	ft	50	57
Área	Acres	634	1083

Fuente: Modificada de ARIZA, Emiliano. Determinación del umbral de cristalización en las parafinas en el crudo del Campo Colorado. Tesis de Maestría. P 56.

El sistema de producción de todos los pozos de Campo Colorado es bombeo mecánico, con bombas de subsuelo tipo “R” o de varilla, que producen a través de pozos revestidos y cañoneados con un completamiento simple, que generalmente se compone de tubing 2<sup>7</sup>/<sub>8</sub> pulgadas con tubo de cola de 2<sup>3</sup>/<sub>8</sub> pulgadas.

#### **1.4. PROBLEMAS DE DEPOSITACIÓN ORGÁNICA EN EL CAMPO**

Durante la vida operativa del Campo Colorado el principal problema de producción ha sido la depositación de parafinas, ocasionada principalmente por la reducción de temperatura y presión de los fluidos a lo largo de los procesos de extracción y recolección causando taponamiento de líneas, bajas en la producción y hasta abandono de pozos. Sin embargo, a partir de recientes estudios y pruebas de

laboratorio también se ha determinado la presencia de asfaltenos en el crudo del campo.

La declinación de los pozos en Campo Colorado se promedia en un 15% anual. Esta declinación es posible por factores tales como el detenimiento o no efectividad del mecanismo de levantamiento artificial, la reducción del índice de productividad, el incremento del daño a la formación como resultado de cambios físicos en los alrededores de la cara del pozo causantes de la deposición de parafinas y/o asfaltenos o por la acumulación de arena, lodo o ripios, o por cambios en la presión en las proximidades de la cara del pozo, GOR, % agua u otras condiciones del yacimiento.

Para la mitigación del problema de depositación de material orgánico en los pozos se han implementado distintas técnicas, entre estas la inyección de aceite caliente. Sin embargo de acuerdo a estudios realizados por parte del Instituto Colombiano del Petróleo (ICP), la inyección de aceite caliente durante el pasado sin tener en cuenta las características propias del crudo, puede ser la responsable de la baja productividad de los pozos; por esto, mientras no se tenga claridad sobre las condiciones y características de la precipitación y depositación, cualquier método preventivo o correctivo que se implemente será una solución temporal y con desconocidas consecuencias que pueden afectar la vida productiva futura del yacimiento.

**1.4.1. Caracterización del depósito orgánico.** En Campo Colorado se han llevado a cabo ensayos de caracterización del material sólido de depósito presente en los pozos mediante Destilación Simulada 174–710°C por Cromatografía de Gases para la distribución del número de carbonos y determinación de fracciones por análisis SARA, con el fin de determinar el tipo de material orgánico causante del problema de depositación.

Los resultados de las pruebas se presentan a continuación en la tabla 2 y figuras 11 y 12, que corresponden al análisis de los pozos Col-25 y Col-75. Aunque son datos procedentes de diferentes pozos, se puede observar similitud en los resultados por tanto se puede asumir que las características de los depósitos sólidos de los demás pozos del campo tendrán una caracterización similar a ésta.

**Tabla 2. Análisis SARA pozos Col-25 y Col-75.**

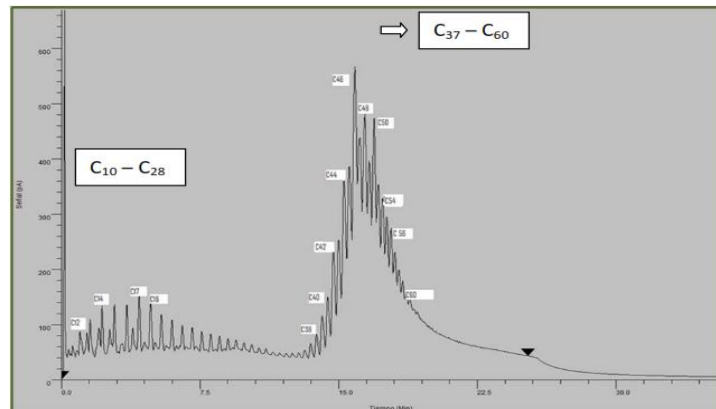
FRACCION	UNIDADES	MATERIAL SOLIDO	
		Col-25	Col-75
<b>Saturados</b>	% Peso	61.07	52.56
<b>Aromáticos</b>	% Peso	14.04	16.04
<b>Resinas</b>	% Peso	18.25	24.05
<b>Asfaltenos</b>	% Peso	6.65	7.35

Fuente: Basado en POVEDA MALAVER, Diana Milena. Diseño de un tratamiento químico para remover depósitos orgánicos a nivel de la cara de la formación. Aplicación Campo Colorado. 2009.

Los resultados obtenidos concluyen que los componentes que se encuentran en mayor proporción en las muestras son hidrocarburos saturados (cadenas de alcanos lineales, ramificadas, nafténicas), mientras que asfaltenos se presentan en una magnitud menor; pero a partir de los resultados del cálculo del índice de inestabilidad coloidal (mayor a 0.9 para los dos pozos) se puede concluir que los

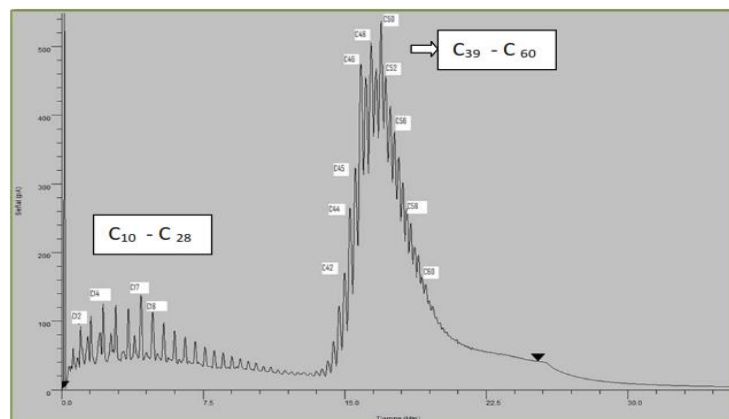
crudos son inestables y con un pequeño cambio de temperatura y presión los asfaltenos en solución en el crudo tienden a aglomerarse y a precipitar.

**Figura 11. Cromatografía material sólido proveniente del pozo Col-25.**



Fuente: POVEDA MALAVER, Diana Milena. Diseño de un tratamiento químico para remover depósitos orgánicos a nivel de la cara de la formación. Aplicación Campo Colorado. 2009.

**Figura 12. Cromatografía material sólido proveniente del pozo Col-75.**



Fuente: POVEDA MALAVER, Diana Milena. Diseño de un tratamiento químico para remover depósitos orgánicos a nivel de la cara de la formación. Aplicación Campo Colorado. 2009.

Por último, en el análisis cromatográfico y la distribución de carbonos, se aprecia que las muestras presentan las mayores proporciones de n-alcenos e iso-alcenos en el rango de número de carbonos comprendido entre  $C_{30}$  –  $C_{60}$ , lo cual indica que el material del depósito sólido corresponde al tipo de cera microcristalina<sup>12</sup>.

## **1.5. SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS A ESTIMULACIÓN CON COILED TUBING**

El trabajo de estimulación de un pozo es un proceso lógico que requiere un número de fases previas antes de alcanzar los resultados deseados, se requiere conocer el tipo de daño que presenta, definir el tipo de fluido de tratamiento, el volumen necesario y por supuesto pruebas de compatibilidad del crudo con el fluido seleccionado. El objetivo de hacer una selección de pozos, es escoger los pozos con las mejores características, basados en criterios de selección, donde se prevean los mejores resultados.

Los criterios de selección de pozos a tener en cuenta para nuestro trabajo son los siguientes:

- Pozos activos
- Arena productora
- Producción de agua
- Carreteras de acceso a la zona

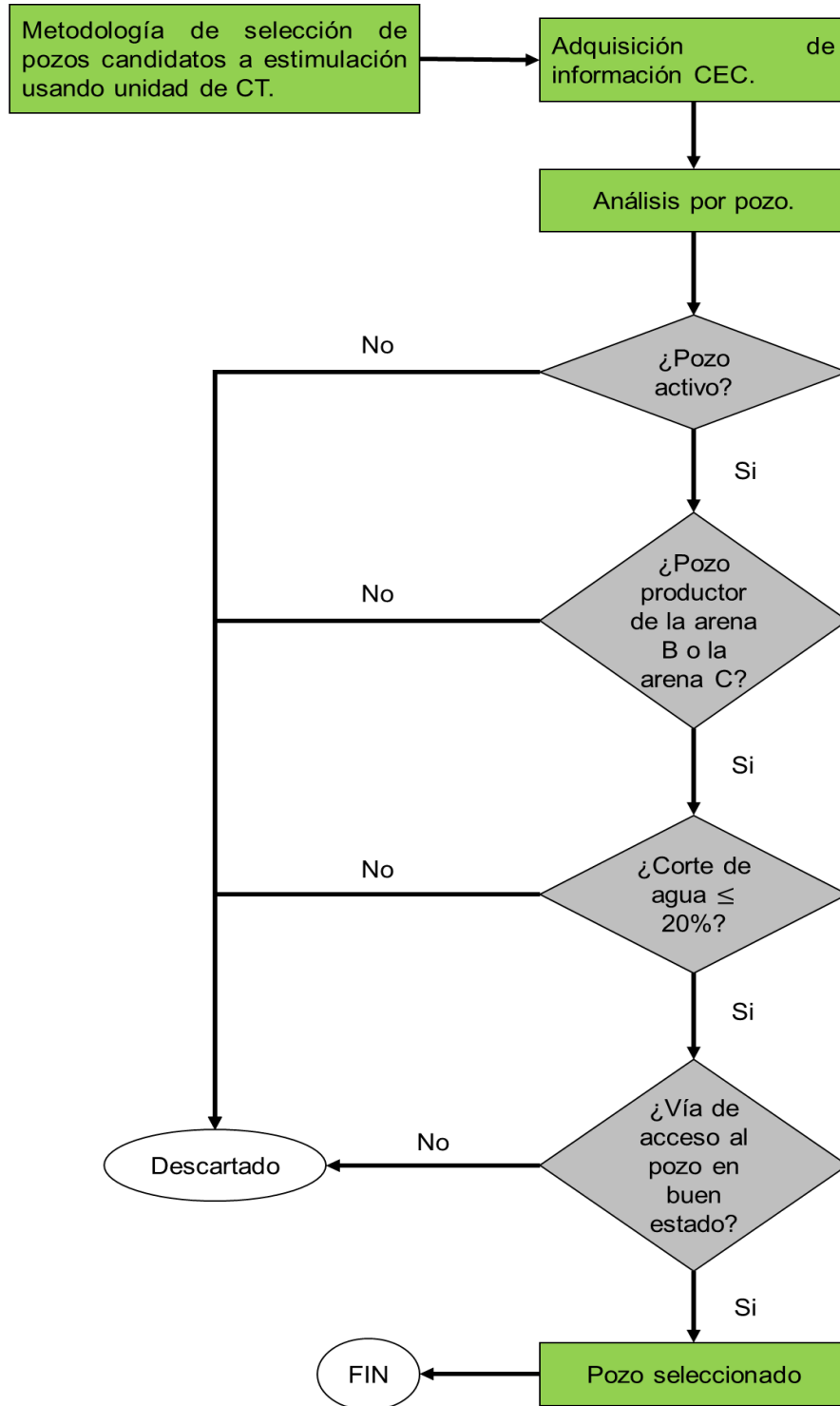
---

<sup>12</sup> Burton, Wirral, South. UK. Chromatography in the Petroleum Industry.

**1.5.1. Diagrama de flujo para la selección de pozos.** La elaboración del diagrama de flujo tiene como objetivo hallar los pozos candidatos para aplicar la estimulación química con Coiled Tubing. Según información suministrada por personal de Campo Escuela Colorado todos los pozos cuentan con buenas vías de acceso, por lo tanto entre las consideraciones se establece que todos los pozos permiten la entrada de vehículos necesarios para el trabajo. Por otro lado, la información necesaria correspondiente a estado actual, producción y corte de agua, fue extraída de reportes de producción, tesis de grado realizadas a este campo y archivos suministrados por el personal de producción e ingeniería del CEC.

A continuación se presenta el diagrama de flujo empleado en la selección de pozos candidatos al trabajo.

Figura 13. Diagrama de flujo para la selección de pozos.



Fuente: Los autores.

El primer criterio de selección a tener en cuenta es el estado del pozo, ya que el trabajo debe llevarse a cabo en pozos activos, por tanto aquellos pozos que estén abandonados, presenten producción intermitente o pozos que estén inactivos son descartados. Los pozos preseleccionados por estar activos son: Col-03, Col-33, Col-35, Col-36, Col-37, Col-40, Col-42, Col-44, Col-45, Col-52, Col-55, Col-56, Col-58, Col-59, Col-67, Col-70, Col-74 y Col-75.

Para los siguientes criterios hacemos uso de los datos presentados en la tabla 3, correspondiente a los pozos activos.

**Tabla 3. Datos de producción, arena productora y corte de agua de los pozos activos de CEC.**

POZO	BLOQUE	ARENA PRODUCTORA	PRODUCCION	
			PROMEDIO (BPD)	Wcut%
Col-03	III	C	41	7,3
Col-33	III	C	20	0
Col-35	II	C	12	8,3
Col-36	V	C	16	25
Col-37	VI	B, C	9	22,2
Col-40	IV	C, E	48	22,9
Col-42	IV	B, C	11	55
Col-44	II	C	47	17
Col-45	IV	C	22	9,1
Col-52	II	C	20	70
Col-55	V	C	42	23,8
Col-56	V	C	7	14,3
Col-58	V	B, C	20	25
Col-59	IV	B,C	24	8
Col-67	IV	B	91	23,1
Col-70	II	B	20	0
Col-74	V	C	33	0
Col-75	V	C	8	12,5

Fuente: José Fonseca. Control de producción Colorado. Reportes de producción 2013.

El siguiente criterio hace referencia a la arena productora del pozo, se seleccionan pozos que produzcan principalmente de las arenas B o C ya que son las más representativas en el historial de producción del campo. Los pozos no deben

producir de diferentes arenas. Se descartan los pozos Col-37, Col-40, Col-42, Col-58 y Col-59 por producir de diferentes arenas.

El tercer criterio corresponde a la producción de agua. Es importante tener en cuenta este dato debido a que el fluido de tratamiento se mezcla con el crudo para lograr efecto sobre las parafinas, y la presencia de una cantidad considerable de agua podría afectar la solubilidad del tratamiento químico a aplicar. Se descartan los pozos con corte de agua mayor a 20%, ya que para Campo Colorado este valor se considera alto; de acuerdo a esto, los pozos Col-36, Col-37, Col-40, Col-42, Col-52, Col-55, Col-58 y Col-67 son descartados.

El último criterio de selección hace referencia al estado de las vías de acceso a los pozos, debido a que la movilización de la unidad de Coiled Tubing requiere que las vías estén en buen estado para facilitar la entrada del equipo a la locación del pozo. Como se mencionó anteriormente todos los pozos cumplen con este criterio.

De este modo, los pozos seleccionados son los que se muestran a continuación en la tabla 4.

**Tabla 4. Pozos seleccionados.**

POZO	P <sub>wf</sub> (psi)	PRODUCCIÓN		
		ARENA PRODUCTORA	PROMEDIO (BPD)	Wcut%
<b>Col-03</b>	373,3	C	41	7,3
<b>Col-33</b>	512,4	C	20	0
<b>Col-35</b>	222,7	C	12	8,3
<b>Col-44</b>	515,1	C	47	17
<b>Col-45</b>	80,77	C	22	9,1
<b>Col-56</b>	286,2	C	7	14,3
<b>Col-70</b>	360,1	B	20	0
<b>Col-74</b>	132,3	C	33	0
<b>Col-75</b>	190,2	C	8	12,5

Fuente: José Fonseca. Control de producción Colorado. Reportes de producción 2013.

## **2. APLICACIÓN DEL COILED TUBING EN UN PROCESO DE ESTIMULACIÓN EN FONDO DE POZO**

### **2.1. ESTIMULACIÓN**

Se conoce como estimulación a una variedad de operaciones que se desarrollan en un pozo para mejorar su productividad. Las operaciones de estimulación se pueden enfocar exclusivamente en el pozo o en el yacimiento con el objetivo de eliminar el daño de formación y restaurar la capacidad natural de producción del pozo, o en su defecto incrementarla por encima de su valor natural. Las operaciones de

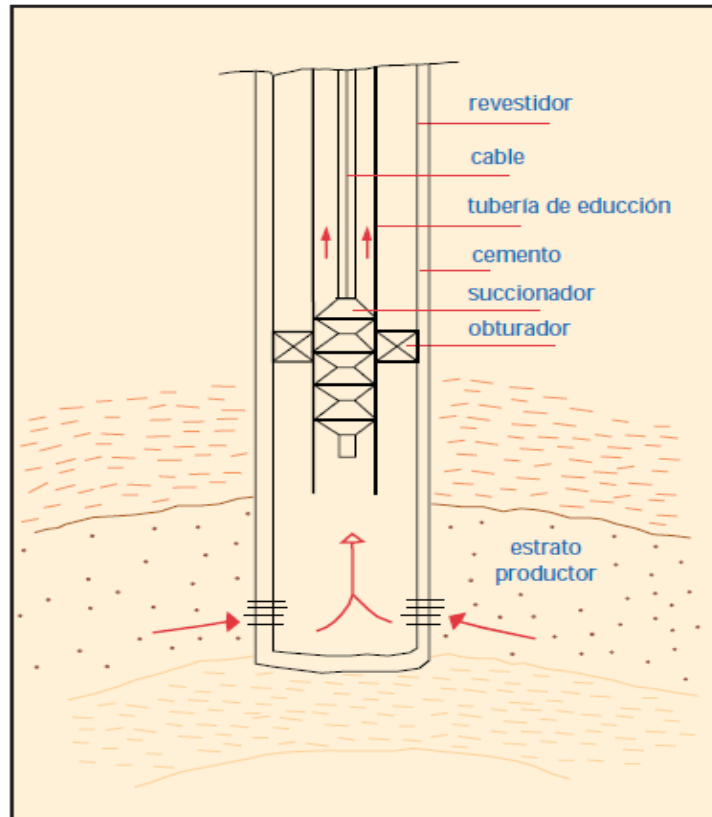
estimulación también se aplican como medida preventiva para evitar o retardar la depositación de incrustaciones y elementos orgánicos.

## 2.2. TIPOS DE ESTIMULACIÓN

La estimulación de pozos puede ser dividida en cuatro tipos de operaciones de acuerdo a la mineralogía de las formaciones, el tipo y características de los fluidos que se producen y especialmente al tipo de daño. Los cuatro tipos de estimulación de pozos son:

- **Succión:** es el tipo de estimulación más sencillo, se utiliza para solucionar los problemas causados por los fluidos durante la perforación y completamiento, debido a que la presión hidrostática que genera la columna de fluido puede generar el influjo de componentes sólidos a la formación afectando la permeabilidad de la misma. La aplicación de la succión (figura 14) tiene como propósito limpiar la periferia o zona invadida del pozo y establecer la permeabilidad e inducir el flujo del pozo utilizando la energía natural del yacimiento.

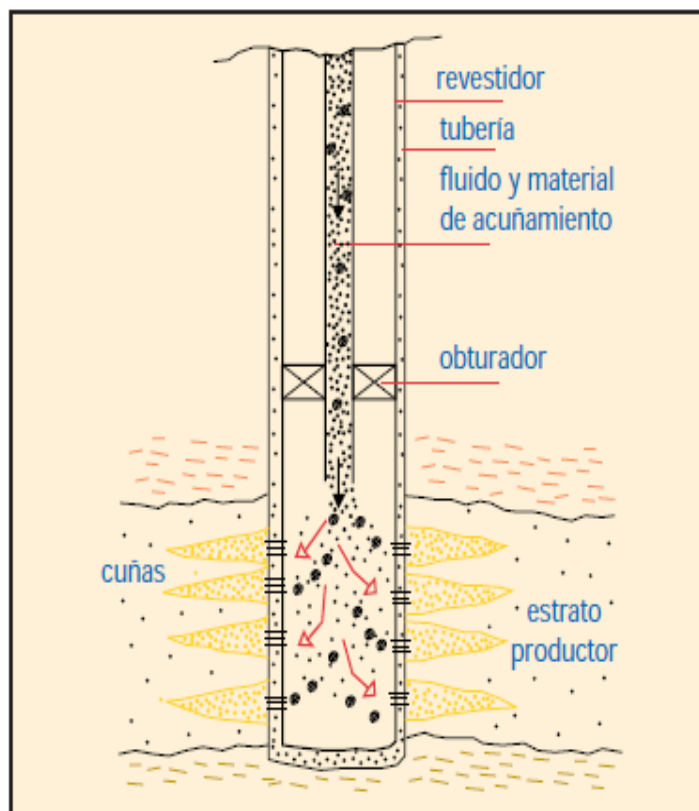
**Figura 14. Estimulación por succión.**



Fuente: HALLIBURTON. Manual introducción a la estimulación. 2001.

- **Fracturamiento de estratos:** técnica utilizada para llevar a cabo el fracturamiento del estrato mediante una inyección de fluidos (figura 15), con el fin de abrir canales para aumentar la permeabilidad del mismo. El factor más importante a tener en cuenta es la presión de ruptura, la cual es la presión necesaria para fracturar el estrato. Como la inyección debe concentrarse en un determinado intervalo y la prolongación de los canales del estrato debe ser radial, es muy importante que la cementación entre el revestimiento y el estrato, tanto por encima y por debajo del intervalo escogido sea lo suficientemente sólida para evitar canalización y fuga de fluido hacia otras partes o que el fluido fracture en sitios no escogidos.

**Figura 15. Estimulación por fracturamiento de estratos.**

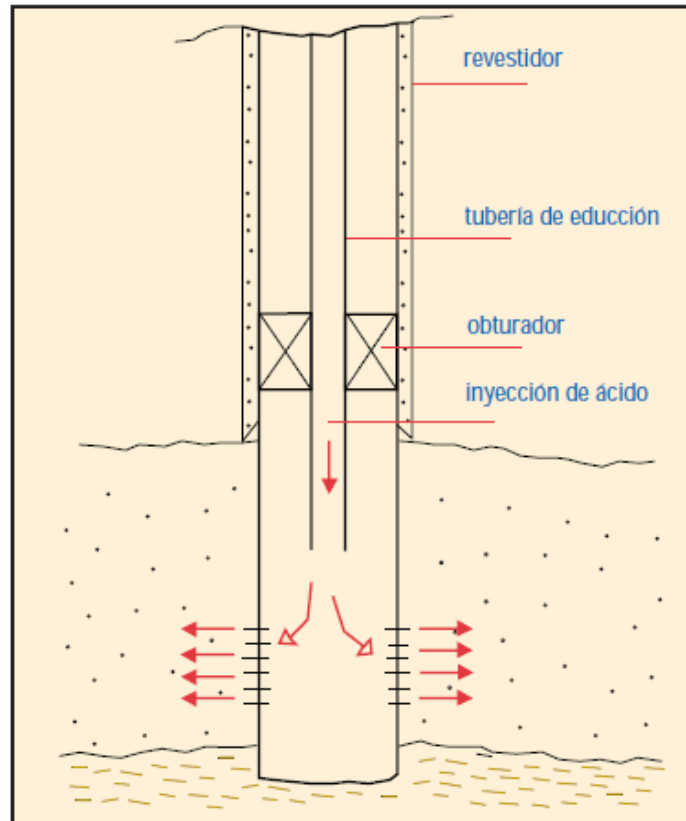


Fuente: HALLIBURTON. Manual introducción a la estimulación. 2001.

- **Acidificación:** es quizás la técnica más antigua de estimulación en estratos con potencial de producción (figura 16), su implementación data desde el año 1985. El objetivo de la acidificación es disolver con ácido clorhídrico (HCl) 15% el carbonato de calcio ( $\text{CaCO}_3$ ) presente en algunas rocas petrolíferas, dando como resultado canales de flujo preferencial en el estrato acidificado. La demanda de operaciones de estimulación con las técnicas de acidificación han aumentado en los últimos y con ella los análisis y pruebas de laboratorio, por lo cual hoy existen un sin número de inhibidores y aditivos para disminuir el carácter corrosivo de los ácidos clorhídricos y fórmicos en las tuberías y equipos de acidificación. Las propiedades más importantes a tener en cuenta

para obtener un mejor resultado con la acidificación son: la viscosidad, densidad, temperatura, presión y penetración o amortiguación de la reacción.

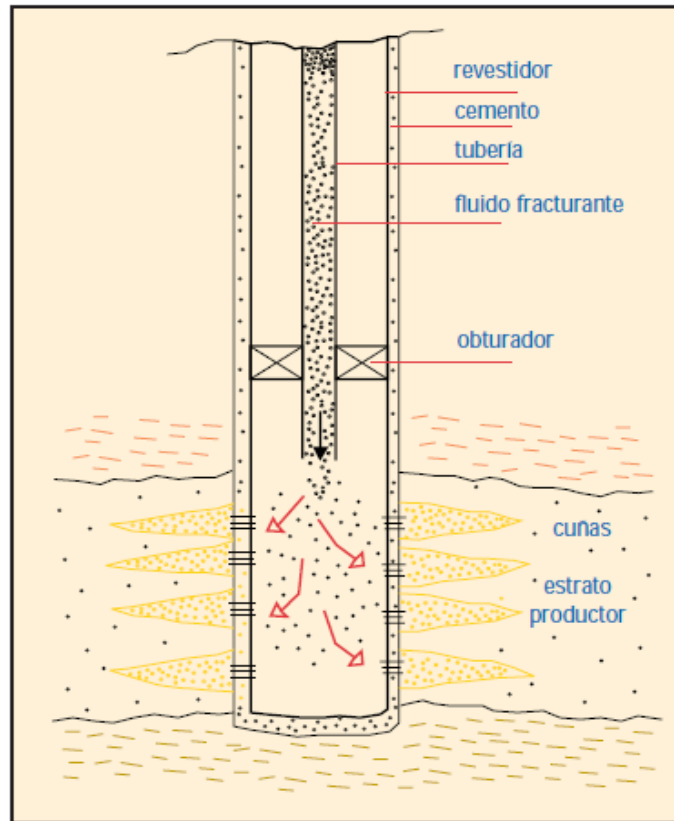
**Figura 16. Estimulación por acidificación.**



Fuente: HALLIBURTON. Manual introducción a la estimulación. 2001.

- **Inyección de fluidos:** Es la técnica usada para limpiar o remover las obstrucciones en las perforaciones y sistema de producción para facilitar el flujo de fluidos (figura 17). Entre los fluidos de inyección encontramos petróleo liviano, querosene o destilados, junto con la adición de aditivos como deselmulsificantes, solventes, surfactantes, inhibidores de corrosión, entre otros.

**Figura 17. Estimulación por inyección de fluidos.**



Fuente: HALLIBURTON. Manual introducción a la estimulación. 2001.

### **2.3. TÉCNICAS DE ESTIMULACIÓN**

Existen dos técnicas principales de estimulación de pozos, la diferencia básica entre las dos, radica en el caudal de inyección y la presión de inyección.

- Estimulación por fracturamiento donde la presión de inyección es mayor a la presión de fractura.
- Estimulación matricial donde la presión de inyección es menor a la presión de fractura.

**2.3.1. Estimulación matricial.** Cuando un pozo no produce o ya no puede producir a las tasas esperadas, se infiere la presencia de un daño ya sea mecánico (en el sistema de completamiento y de producción) o de formación. Evaluando cuidadosamente los parámetros del yacimiento y del pozo, se puede identificar el tipo de daño.

Si la permeabilidad del yacimiento es baja, el pozo será candidato para fracturamiento hidráulico. Sin embargo, si después de la evaluación se determina que el daño cerca al pozo está reduciendo la productividad del pozo será apropiada una estimulación matricial.

La estimulación matricial son procesos mediante los cuales se remueve el daño en la cara del pozo inyectando fluidos de tratamiento a una presión menor que la presión de fractura de la formación, con el objetivo de restaurar la permeabilidad de la formación alrededor del pozo.

En estos tratamientos, el fluido seleccionado tiene la capacidad de disolver el material que taponan los poros o de aumentar el tamaño del espacio poroso de la formación. Dependiendo del tipo de daño y la interacción entre los fluidos de estimulación y los fluidos presentes en el yacimiento se define si se realiza una estimulación matricial reactiva o no reactiva.

**Tabla 5. Tipos de estimulación matricial.**

TIPO	ENFOQUE
<b>Estimulación matricial reactiva</b>	Remoción de partículas sólidas y precipitaciones inorgánicas.
<b>Estimulación matricial no reactiva</b>	Remoción de daños ocasionados por bloqueo de agua, aceite o emulsiones, pérdidas de lodo, mojabilidad por aceite y depósitos orgánicos.

Fuente: Los autores.

**2.3.1.1. Estimulación matricial no reactiva.** Es la estimulación en la cual los fluidos de tratamiento no reaccionan químicamente con los materiales o sólidos de la roca. En este caso se utilizan principalmente soluciones oleosas o acuosas, alcoholes o solventes mutuales.

Aunque el fluido base de tratamiento se diseña para remover el daño, la mayoría de tratamientos requieren el uso de aditivos para mejorar las reacciones y controlar el daño potencial a la formación, tubería de completamiento y sarta de trabajo de Coiled Tubing. Los siguientes tipos de aditivos se usan comúnmente en estimulaciones matriciales:

- **Solventes:** compuestos orgánicos derivados del petróleo, generalmente usados para disolver los depósitos parafínicos existentes y para restaurar las propiedades de solvencia del crudo. La selección de un solvente para cualquier aplicación debe estar basada en su costo-efectividad en disolver un depósito orgánico específico. La aplicación del solvente tiene que adaptarse a las condiciones del pozo.

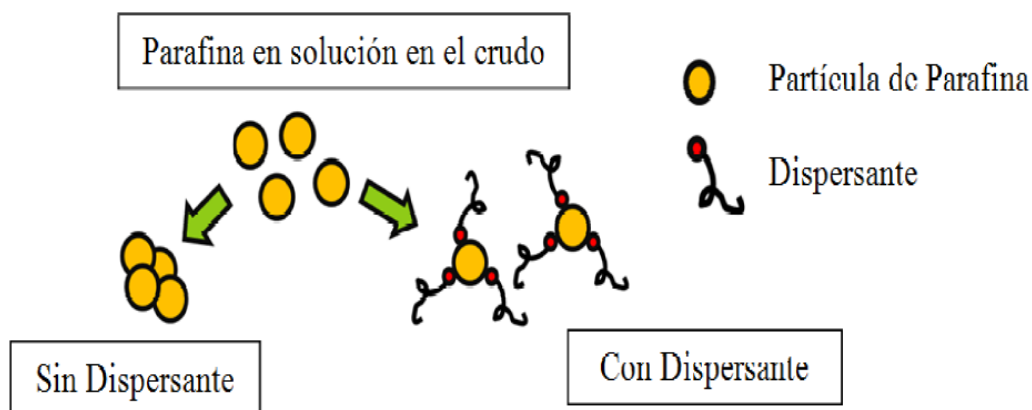
En la rama de los solventes se encuentra el solvente mutual el cual tiene una alta solubilidad tanto en agua como en aceite, habitualmente utilizado en la eliminación de depósitos orgánicos. Los solventes mutuales sirven para mantener las concentraciones necesarias de surfactantes e inhibidores en solución, estabilizar emulsiones y reducir la saturación de agua en la cercanía a la cara del pozo por disminución de la tensión superficial del agua, previniendo bloqueos por agua<sup>13</sup>.

---

<sup>13</sup> MARTINEZ, G. Rosa Isabel, AMAYA, B. Miguel Isnardo. Aplicación de un tratamiento químico para el control de parafina en la tubería de producción en el crudo del Campo Escuela Colorado. Bucaramanga, 2010. P, 43.

- **Dispersantes:** son uno de los más importantes aditivos usados en la industria del petróleo porque este hace efectivo la reducción de la agregación de ceras orgánicas producidas durante la extracción normal del crudo. Los dispersantes tienen una acción preventiva por la disminución o eliminación del crecimiento de los cristales (figura 18); además causan efectos colaterales como mejorar el control de la corrosión.

**Figura 18. Efecto aplicación de dispersante.**



Fuente: Yu Shen. Synthesis and Characterization of Oil-soluble Dispersants. Waterloo. Ontario, Canada, 2006.

- **Surfactantes:** compuestos químicos que constan de un grupo soluble en agua (hidrófilo) y otro soluble en aceite (lipófilo). Tienen propiedad de alterar las condiciones de las interfaces, como disminuir la tensión interfacial (liquido-liquido), y cambiar los ángulos de contacto (liquido-sólido). Se usan en la industria como desemulsificantes para suspender finos de formación y como agentes secuestrantes. Un surfactante puede ionizar como no ionizar, entre los primeros se encuentran los aniónicos, catiónicos y anfóteros, los que no ionizan se llaman no iónicos. La tabla 6 presenta las propiedades de cada uno.

**Tabla 6. Propiedades de los surfactantes.**

TIPO	DEFINICIÓN	PROPIEDADES
<b>Aniónicos</b>	Son aquellos surfactantes cuyo grupo soluble en agua esta negativamente cargado.	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Mojar con agua las arcillas y las arenas.</li> <li>- Emulsificar el aceite en agua.</li> <li>- Romper las emulsiones de agua en aceite y dispersar los finos de formación en agua.</li> </ul>
<b>Catiónicos</b>	Moléculas orgánicas cuyo grupo soluble en agua está cargado positivamente.	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Mojar con aceite las arenas.</li> <li>- Romper las emulsiones de aceite en agua.</li> <li>- Emulsionar el agua en aceite.</li> <li>- Dispersar los finos en aceite.</li> </ul>
<b>No iónicos</b>	Permanece sin carga por no ionizar, la gran mayoría contiene un grupo soluble en agua, que generalmente es un polímero del óxido de etileno o de propileno.	
<b>Anfóteros</b>	Son aquellos cuyo grupo soluble en agua puede estar cargado positiva o negativamente dependiendo del pH de la solución.	

Fuente: Los autores.

Un buen surfactante debe cumplir con los siguientes requisitos:

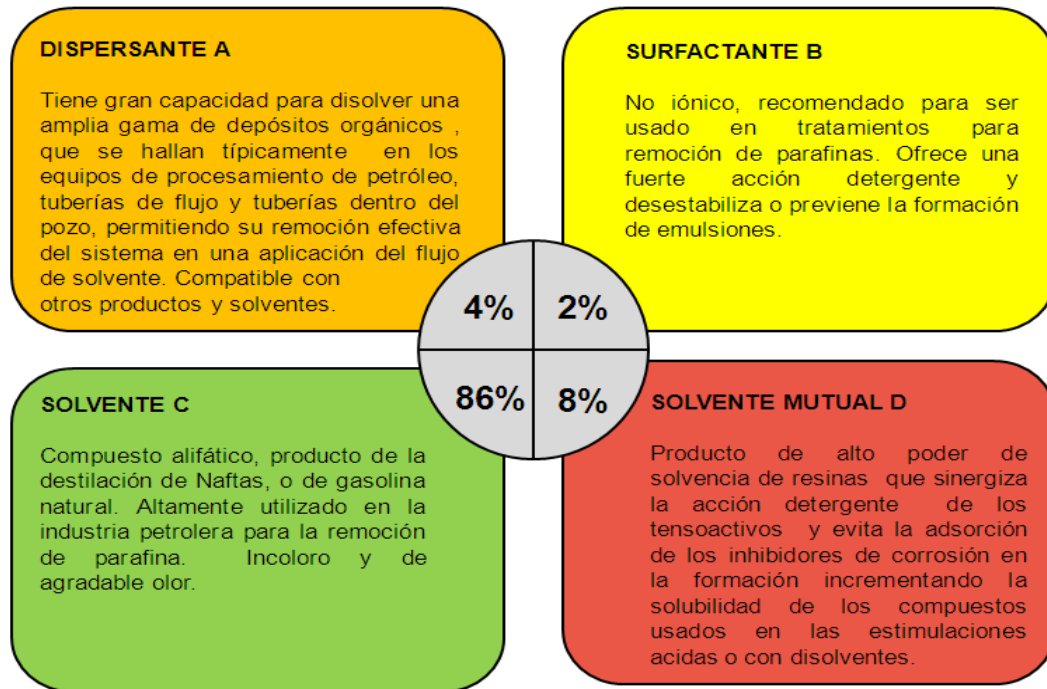
- Compatibilidad con los demás aditivos y fluidos del tratamiento.
- Alta actividad a bajas concentraciones.
- Baja adsorción cuando entra en contacto con la formación.
- Producir y mantener mojabilidad favorable al yacimiento.
- Mantener una alta solubilidad en el fluido de tratamiento.

## **2.4. SELECCIÓN DEL FLUIDO DE ESTIMULACIÓN**

El éxito de la estimulación depende principalmente de la selección del fluido de estimulación, así mismo la selección del fluido óptimo dependerá de ciertos criterios tales como: las condiciones del pozo, las características de la formación, identificación y evaluación del daño, los resultados de pruebas específicas y el criterio económico.

El tratamiento químico seleccionado para la estimulación en Campo Colorado es el evaluado en el proyecto de grado 'EVALUACION DE UN TRATAMIENTO QUIMICO PARA EL CONTROL DE PARAFINA EN EL CRUDO DEL CAMPO COLORADO', realizado por ISAMEL ORLANDO OCHOA y SERGIO LOPEZ ARTEAGA, donde después de varias pruebas y estudios, se determinó que el tratamiento evaluado es el más adecuado para inhibir y remover los depósitos parafínicos existente en los pozos, de igual manera se hallaron los porcentajes en volumen de cada uno de los productos químicos que componen el fluido de estimulación. La tabla 7 presenta la caracterización del fluido seleccionado.

**Figura 19. Propiedades y porcentaje en volumen de los productos químicos utilizados en el fluido de estimulación.**



Fuente: Los autores.

**Tabla 7. Caracterización del fluido de estimulación.**

PROPIEDAD	RESULTADO	CONCLUSIÓN
<b>Punto de ebullición</b>	162°C (323.6 °F)	El punto de ebullición indica que el tratamiento permanecerá en estado líquido inclusive a la temperatura más alta de Campo Colorado (174°F, formación Mugrosa, arena C)
<b>pH</b>	6.49	El valor del pH muestra que el tratamiento es ácido, sin embargo los aditivos químicos que lo componen son de carácter orgánico, por lo tanto no habrá riesgo de corrosión en la tubería de producción.
<b>Densidad a 24.4 °C</b>	0,812 g/cm <sup>3</sup>	El valor de la densidad es menor a la densidad del crudo del campo (0,826 g/cm <sup>3</sup> a T.A), lo que garantiza que el tratamiento se mantendrá en recirculación con el crudo durante el tiempo seleccionado.
<b>Solubilidad</b>	Soluble en hidrocarburos.	En el laboratorio de fluidos se demostró que el tratamiento es soluble en hidrocarburos e insoluble en agua.

Fuente: Modificado de MARTINEZ, G. Rosa Isabel, AMAYA, B. Miguel Isnardo. Aplicación de un tratamiento químico para el control de parafina en la tubería de producción en el crudo del Campo Escuela Colorado. Bucaramanga, 2010. P,55.

**2.4.1. Determinación del volumen del fluido de tratamiento.** El volumen de tratamiento (gal/ft de intervalo perforado), es comúnmente determinado por la experiencia que se tiene de campo. A lo largo del tiempo se han establecido rangos del volumen a inyectar en función del radio de penetración, así entonces la relación propuesta corresponde a inyectar 25 barriles de tratamiento químico por cada pie de invasión<sup>14</sup>. En este caso se asumen 2 ft de radio de invasión basado en la experiencia operacional que se tiene en el campo aledaño Lisama con estimulaciones orgánicas en la formación mugrosa (arenas B y C) <sup>15</sup>, por tanto el volumen de fluido por pozo será de 50 barriles (2100 galones) distribuidos de la siguiente manera:

**Tabla 8. Distribución volumétrica del fluido de tratamiento.**

<b>ADITIVO</b>	<b>VOLUMEN [GAL]</b>
<b>Dispersante A</b>	84
<b>Surfactante B</b>	42
<b>Solvente C</b>	1806
<b>Solvente mutual D</b>	168

Fuente: Los autores.

## **2.5. COILED TUBING**

La unidad de Coiled Tubing es un sistema de servicio portátil con fuerza motriz hidráulica, diseñado para inyectar y recuperar una sarta continua de tubería concéntrica a la tubería de producción, o en sargas de tubería de revestimiento para realizar trabajos de perforación, reparación, completamiento y reacondicionamiento de pozo, usándose no solamente onshore sino también offshore.

<sup>14</sup> SCHLUMBERGER DOWELL. Coiled Tubing Engineering Manual. Octubre, 1995.P, 103. Matrix Stimulation.

<sup>15</sup> Información suministrada por personal del Departamento de Ingeniería de la Gerencia Regional de Mares.

Esta tubería generalmente es construida de una aleación especial carbón – acero razón por la cual posee características de flexibilidad, anti oxidación, resistencia al fuego en algunos casos, entre otras. Los diámetros pueden variar entre  $\frac{3}{4}$ " y  $6\frac{5}{8}$ ", las longitudes pueden exceder los 30,000 pies y el esfuerzo de cedencia oscila desde 55,000 hasta 120,000 psi.

El Coiled Tubing tiene una ventaja con respecto a la tubería convencional, y es que no es necesario ensamblarla tramo por tramo para bajarla o retirarla del pozo, ya que se desenrolla o enrolla en un carrete accionado mecánicamente, permitiendo así un mejor y más rápido almacenamiento y transporte. Por ser una tubería rígida flexible se puede introducir en el pozo con mayor facilidad desde superficie, posibilitando su uso en pozos muy desviados y horizontales.

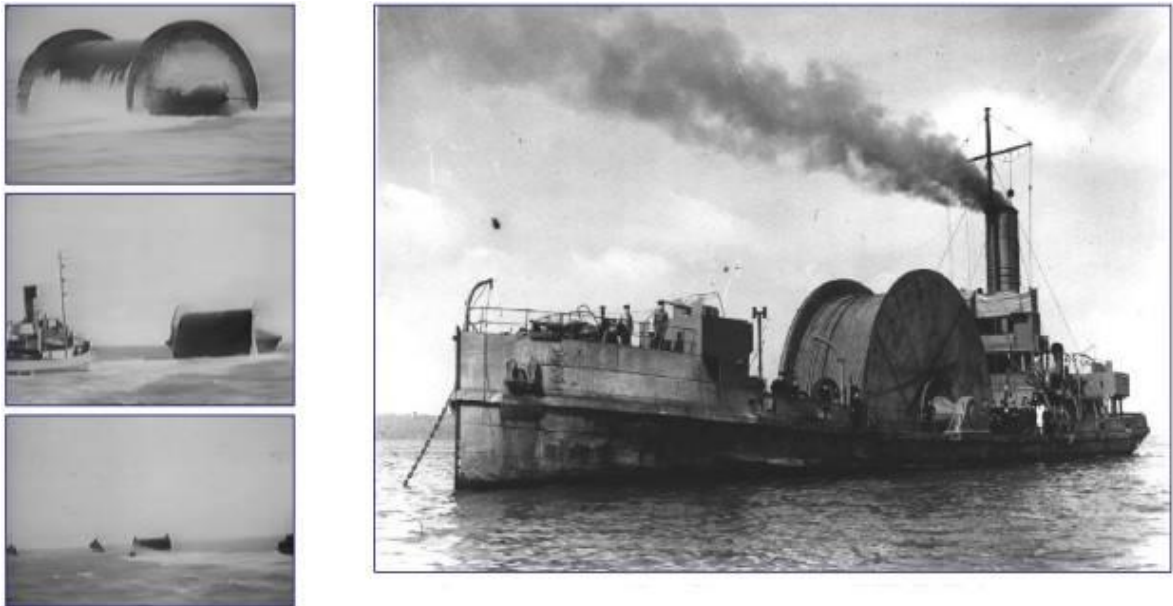
**2.5.1. Reseña histórica.** La capacidad de efectuar trabajos de reparación en pozos activos fue la clave para impulsar el desarrollo del Coiled Tubing. Para alcanzar este logro, se han debido superar tres desafíos técnicos:

- Un ducto continuo capaz de ser introducido en el pozo (sarta de tubería enrollada).
- Un método para correr y retirar la sarta de Coiled Tubing dentro y fuera del pozo mientras se encuentre a presión (cabezal de inyección).
- Un dispositivo capaz de suministrar un sello dinámico alrededor de la tubería (dispositivo stripper o de empaquetamiento).

El Coiled Tubing tuvo su origen durante la Segunda Guerra Mundial antes de la invasión aliada en 1944, los ingenieros británicos desarrollaron y fabricaron tuberías muy largas y continuas con el fin de transportar combustible desde Inglaterra a la Europa continental y abastecer a los ejércitos aliados. Dicho proyecto recibió el

nombre de operación “PLUTO” (Pipelines Under The Ocean), que en español traduce “Tubería bajo el océano” e involucraba la fabricación e instalación de líneas de conducción a lo largo del Canal de la Mancha<sup>16</sup>.

**Figura 20. Proyecto PLUTO.**



Fuente: MARTINEZ, G. José Luis. Aplicaciones con tubería flexible en pozos petroleros. México, D.F, 2010. P.9.

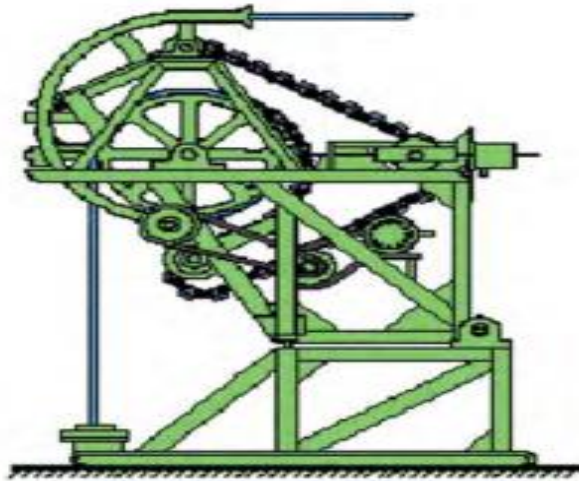
El desarrollo del Coiled Tubing que conocemos hoy en día tuvo sus inicios en los años 60's. En 1964 las compañías California Oil y Bowen Tools, perfeccionaron la primera unidad, efectuando su primer trabajo en la limpieza de arena en varios pozos de la costa del Golfo. Esta unidad constaba de un carrete de 9 pies de diámetro en el cual se aglomeraba un tubería de 1<sup>3</sup>/<sub>8</sub> pulgadas de diámetro soldada con uniones cada 9 metros y podía alcanzar un longitud de aproximadamente 4,500 metros, la cabeza inyectora (figura 21) trabajaba mediante el principio de dos cadenas verticales enrolladas que giraba una enfrente de la otra en contra rotación

---

<sup>16</sup> ICOTA (International Coiled Tubing Association). An introduction to Coiled Tubing: history, applications and benefits. P.7.

con bloques sujetadores para soportar o sostener la tubería solo por fricción, asimismo no se utilizó cuello de ganso y en cambio la tubería fue ajustada sin soporte.

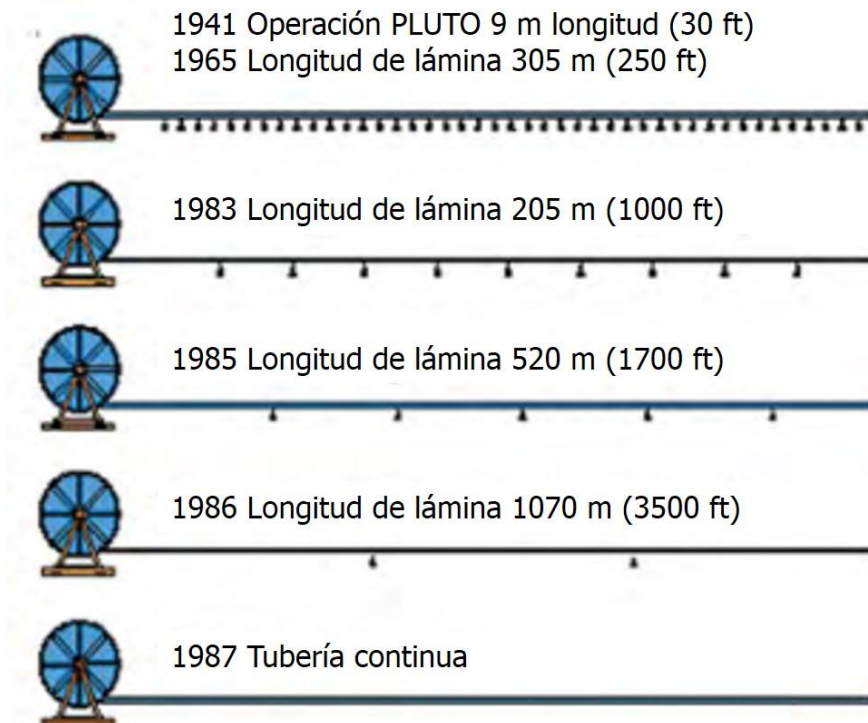
**Figura 21. Primer cabezal inyector Bowen 1964.**



Fuente: Martínez González JOSE LUIS. Aplicaciones con tubería flexible en pozos petroleros. México DF. 2010.

Durante los años siguientes, las compañías fabricantes tales como Bowen Tools, Uni – Flex, Brown Oil Tools, Hydra Ring Inc. y Otis Engineering, lograron mejoras en el equipo y grandes avances en el cabezal inyector, continuaron perfeccionando, modificando y aumentando la capacidad de sus diseños, hasta el punto que se desarrollaron nuevas técnicas que permitieron que las sarta fueran fabricadas en longitudes mucho más largas; la figura 22 muestra la evolución de la sarta de Coiled Tubing con el paso del tiempo. Esto redujo el número de soldaduras a través de la sarta y mejoró las propiedades del acero, y a su vez facilitó la utilización de tubería de mayor diámetro a mayores profundidades, la reducción de fallas de equipos y el mejoramiento del desempeño y confiabilidad.

**Figura 22. Evolución de la sarta de Coiled Tubing.**

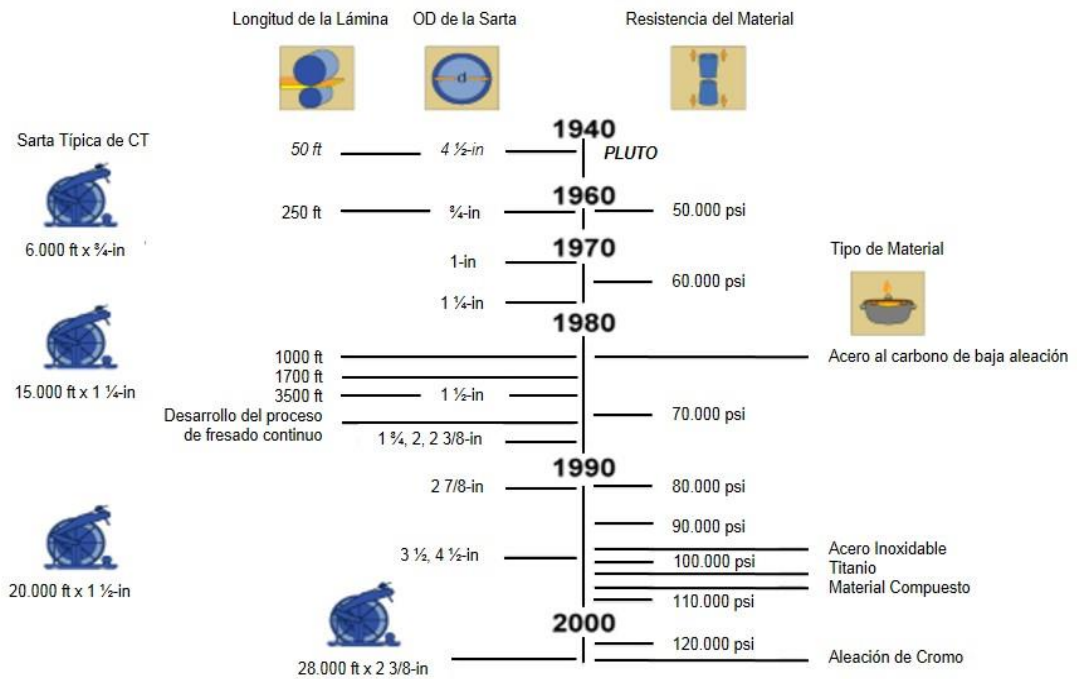


Fuente: Martínez González JOSE LUIS. Aplicaciones con tubería flexible en pozos petroleros. México DF. 2010.

En 1980, la compañía Southwestern Pipe introdujo el acero de baja aleación y alta resistencia de 70000 psi. En 1983 la compañía Quality Tubing Inc. comenzó a utilizar láminas de acero japonés de 914 metros de longitud para reducir la cantidad de soldaduras en 50%, además introdujo la soldadura inclinada para eliminar el número de soldaduras para aumentar la resistencia y vida útil del Coiled Tubing.

En 1990, se fabricó la primera sarta de 2 pulgadas de diámetro para terminación de un pozo. Los primeros intentos de perforación con Coiled Tubing se realizaron en 1991. La figura 23 muestra en resumen los avances a través de los años que permiten tener hoy en día una sarta formada por tubería fresada que no requiere soldaduras, con una amplia gama de diámetros de tubería disponibles de acuerdo a las exigencias de resistencia asociadas con las nuevas demandas del mercado.

**Figura 23. Resumen histórico del Coiled Tubing.**



Fuente: AHMEDT, Diana. Curso básico y avanzado de tubería flexible (TF) y estimulación matricial con TF. UCE. 2010.

**2.5.2. Construcción y fabricación.** El Coiled Tubing es una tubería soldada eléctricamente y en forma longitudinal; este tipo de soldadura está inducida por una alta frecuencia sin la necesidad de añadirle un solo segmento de metal durante el proceso.

El primer paso en la fabricación es la adquisición de láminas de acero o skelps, creadas de un rollo maestro de metal de una longitud y espesor de pared específica. Cuando se selecciona el diámetro de Coiled Tubing, la lámina es cortada de un ancho específico y luego doblado dentro de un tubo para formar la circunferencia con el diámetro seleccionado, posteriormente es soldado a otro segmento para formar una longitud continua de acero. El área soldada es pulida, limpiada e

inspeccionada por rayos x para asegurar que la soldadura esté libre de defectos. El proceso continúa cuando el tubo es llevado a través de un sistema de fresado que desbasta la sarta al diámetro externo requerido y la lleva a las tolerancias de redondez; durante este período se realizan diversas pruebas de inspección a la tubería tales como: calentamiento del tubo completo para liberar esfuerzos residuales, inspección de diámetro externo, pruebas de propiedades mecánicas y pruebas hidrostáticas.

El producto final es una sarta de Coiled Tubing con alta resistencia, ductilidad y propiedades físicas apropiadas para el rango de rendimiento específico, (figura 24). Además cada carrete de CT debe estar identificado con un número único asignado en el momento de la fabricación, la documentación para cada carrete debe incluir: número de identificación, diámetro externo de la tubería, grado de material, espesor de pared, posiciones de las soldaduras y longitud total.

**Figura 24. Construcción y fabricación del Coiled Tubing.**

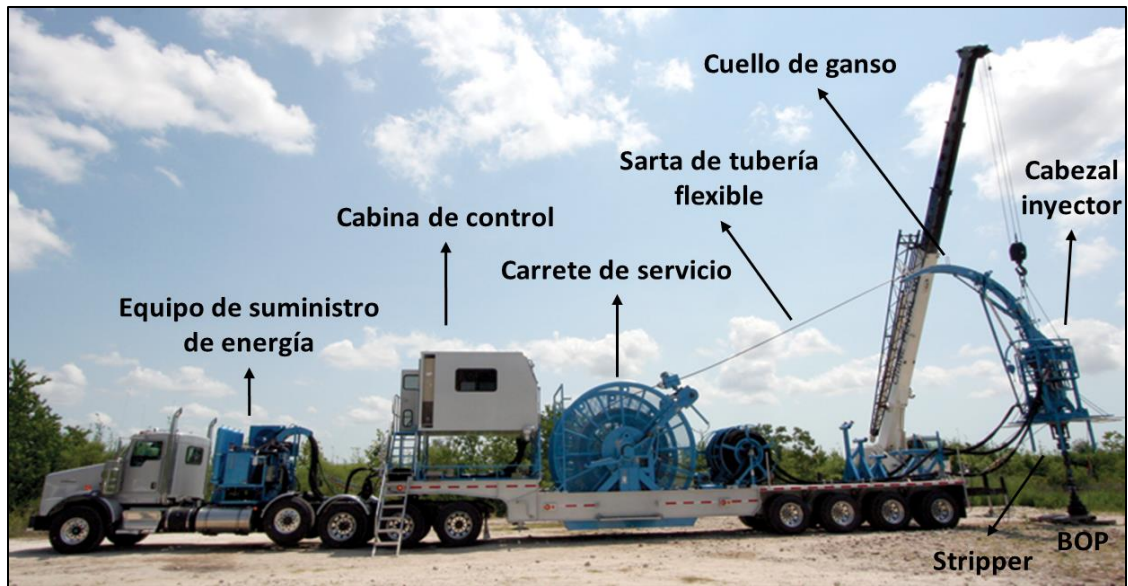


Fuente: Los autores.

**2.5.3. Equipos y herramientas del coiled tubing.** La unidad de Coiled Tubing está formada por un conjunto completo de equipos necesarios para realizar operaciones básicas en el campo. Los componentes básicos son los siguientes:

- Cabezal inyector
- Carrete del Coiled Tubing
- Preventor de reventones (BOP)
- Equipo de suministro de energía
- Cabina de control

**Figura 25. Equipo de superficie del Coiled Tubing.**



Fuente: Al-Arnaout I., Brown, G., R. Burgos. La tubería flexible en todo su esplendor.

**2.5.3.1. Cabezal inyector.** El cabezal inyector es el componente usado para sostener la tubería y proveer la fuerza necesaria para desplegar y recuperar la sarta dentro y fuera del pozo. El conjunto de inyector está diseñado para efectuar tres funciones básicas:

- Proveer el empuje requerido para insertar la tubería dentro del pozo contra presión o para vencer la fricción del pozo.
- Controlar la velocidad de descenso de la tubería dentro del pozo, bajo varias condiciones de operación.
- Soportar todo el peso de la tubería y acelerarla a la velocidad de operación cuando se esté extrayendo del pozo.

El inyector se encuentra equipado con un ensamble ubicado en la parte superior que provee soporte, dirección y alineación adecuados a la tubería dentro de las cadenas agarradoras del inyector. Consiste de un arco guía llamada cuello de ganso o gooseneck que lleva a la tubería desde el ángulo con que sale del carrete hasta el ángulo vertical necesario para entrar al inyector. El arco guía incorpora una serie de rodillos montados 90° sobre el armazón arqueado, el cual tiene el mismo radio-curvatura del carrete de servicio. Generalmente, la longitud del radio del arco guía varía entre 60 y 72 pulgadas para tubería de ¼ - 1 ½ pulgadas; mientras que para tuberías más anchas (1¾ - 2 pulgadas) requieren que el radio mínimo sea de 84 pulgadas<sup>17</sup>.

Otra de las funciones del inyector es manejar la sarta de tubería usando dos cadenas opuestas que sirven como componentes de tracción y tensión, las cuales son accionadas por los motores de rotación hidráulicos. Las cadenas están fabricadas con bloques entrelazados y dispuestos de tal forma que encaje toda la

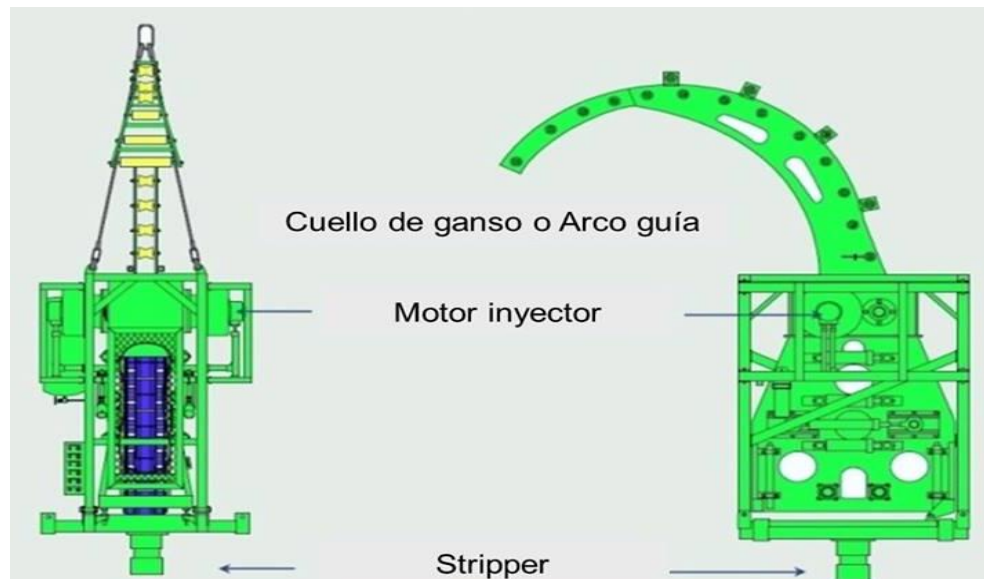
---

<sup>17</sup> TAMAYO, Cristian. Aplicaciones de Coiled Tubing en la limpieza de perforaciones en un pozo inyector. Universidad Tecnológica Equinoccial. Quito. P, 33. 2011

circunferencia de la tubería. La carga total del Coiled Tubing en el pozo se mantiene por la fricción de estos bloques en la superficie de la tubería.

Por último, en su base se halla el stripper, el cual es un dispositivo de control de presión primario en el arreglo de los preventores de la unidad de Coiled Tubing. La presión máxima de trabajo estándar especificada para el conjunto del stripper es de 10000 psi, pero algunos de los nuevos conjuntos de Stripper están diseñados para presiones de trabajo hasta de 15000 psi.

**Figura 26. Cabezal inyector.**

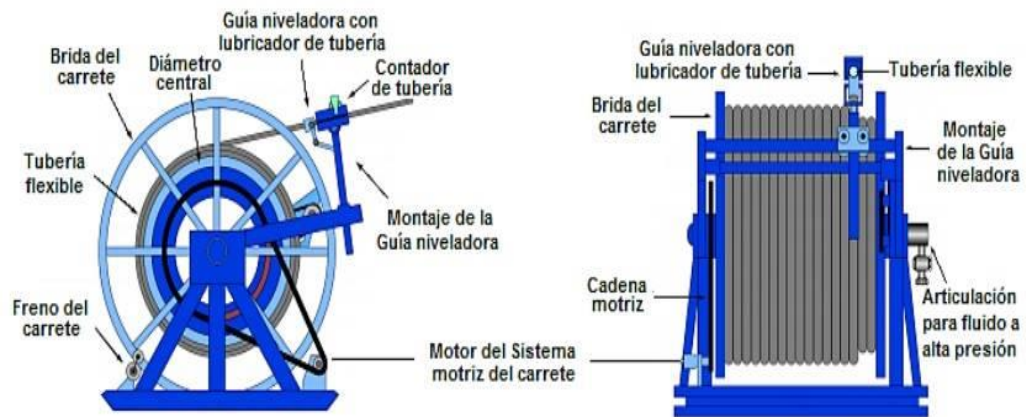


Fuente: [www.elsmrecanyon.com/oil/abandonment/abandonment.htm](http://www.elsmrecanyon.com/oil/abandonment/abandonment.htm)

**2.5.3.2. Carrete del Coiled Tubing.** El carrete de servicio sirve como mecanismo de almacenamiento, transporte y protección de la tubería. Es un tambor grande de acero cuyo diámetro varía entre 60 y 72 pulgadas (5 y 6 ft), mientras que el diámetro de su borde externo es de 102 pulgadas (9 ft).

La rotación del carrete se controla mediante un motor hidráulico que puede estar montado en el bloque del carrete para dar tracción directa, o puede ser operado por el conjunto motor de cadena y rueda dentada. Este motor se usa para mantener una tracción constante en la tubería, manteniendo en consecuencia la tubería envuelta ajustadamente sobre el carrete. Además, la tubería es guiada hacia el carrete por medio de un mecanismo denominado Guía niveladora, el cual sirve para alinear correctamente la tubería cuando se envuelve o cuando se devana del carrete.

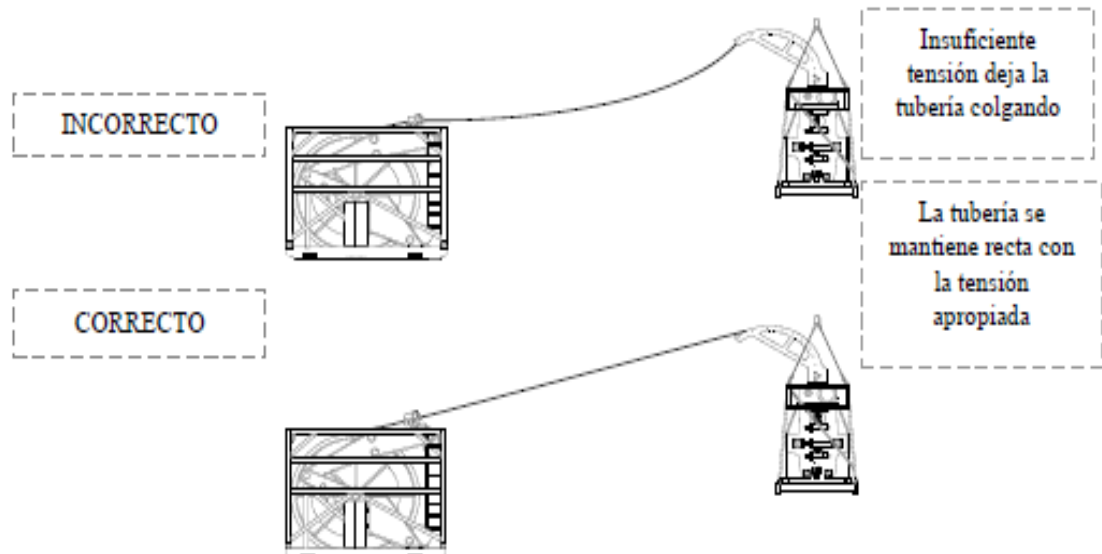
**Figura 27. Carreta de servicio del Coiled Tubing.**



Fuente: SAS-JAWORSKY, A. Coiled Tubing Operations and Services, Part 1 – The Evolution of Coiled Tubing Equipment. World Oil, Noviembre, 1991.

La habilidad de controlar el torque de salida del motor hace posible variar la tensión entre el carrete y el inyector como muestra la figura 28. La cantidad de presión hidráulica requerida para tener una tensión satisfactoria depende de la cantidad de tubería contenida en el carrete y la distancia del cuello de ganso.

**Figura 28. Tensión entre el carrete y el inyector del equipo.**



Fuente: Martínez González JOSE LUIS. Aplicaciones con tubería flexible en pozos petroleros. México DF. 2010.

**2.5.3.3. Preventor de reventones (BOP).** El Preventor de reventones (BOP) es la parte crítica de toda la unidad de Coiled Tubing y se utiliza en cada operación de servicio. Los arietes hidráulicamente operados en la columna de BOP necesitan efectuar tres funciones:

- Permitir retirar volúmenes controlados de fluidos del pozo.
- Regular y monitorear la presión del pozo.
- Sellar el cabezal del pozo.

Los preventores de reventones se hallan disponibles desde 2<sup>1</sup>/<sub>2</sub> pulgadas hasta 6<sup>3</sup>/<sub>8</sub> pulgadas y con presiones de trabajo de hasta 15000 psi en calidades estándar y para control de H<sub>2</sub>S.

El BOP está compuesto por cuatro arietes hidráulicos equipados (de arriba hacia abajo) de la siguiente manera:

- Arietes ciegos: se utilizan para sellar el pozo en la superficie cuando se pierde el control del mismo.
- Arietes cortadores de tubería: rompen, cortan o parten la tubería si se traba dentro del mecanismo de preventores o si es necesario cortarla por planes de contingencia y para retirar del pozo el equipo de superficie.
- Arietes deslizadores: deben estar equipados con dientes bidireccionales que al activarlos se aseguren contra la tubería, resistiendo el peso de la tubería que se halla por debajo.
- Arietes de tubería: se emplean para ajustar el diámetro exterior específico de la sarta de tubería en servicio.

**2.5.3.4. Equipo de suministro de energía.** El equipo de suministro de energía provee la energía hidráulica para operar las funciones y controles de la unidad de Coiled Tubing. Generalmente, consta de un motor diesel que dirige una colección de bombas hidráulicas abasteciendo cada sistema o circuito con la presión y tasa de flujo requerida. Los principales componentes son:

- Motor
- Bombas
- Válvulas de control de presión
- Embalse hidráulico
- Filtros
- Intercambiador de calor
- Fluido hidráulico

**2.5.3.5. Cabina de control.** Dependiendo de la configuración de la unidad de Coiled Tubing, la cabina de control puede estar contenida como un dispositivo separado, estar incorporada con la unidad de energía o estar permanente montada en un camión. La cabina de control contendrá todos los controles e instrumentos necesarios para permitir la operación del Coiled Tubing. En algunos casos, los controles e instrumentos asociados para servicios asociados, por ejemplo bombeo, también se localizan en la cabina de control del Coiled Tubing. Las bombas manuales para reserva o uso de emergencia que usan funciones hidráulicas esenciales también se localizan en la cabina de control. Estas incluirán bombas manuales o accionadas por aire para activar las BOP, el stripper y los circuitos de tensión para que se pueda mantener la seguridad del pozo en el caso de un mayor fallo del equipo. Solamente está autorizado el personal calificado para operar y realizar el mantenimiento de la unidad de Coiled Tubing y el equipo secundario.

Además del equipo descrito anteriormente, el Coiled Tubing también cuenta con herramientas que se usan en fondo de pozo y se pueden categorizar de la siguiente manera:

- **Primarias:** los conectores y las válvulas check hacen parte de esta categoría, por ejemplo, herramientas que se pueden considerar esenciales para todas las operaciones.
- **De apoyo:** esta categoría incluye herramientas tales como un conjunto de liberación y un martillo que cumplen la función de mejorar o mantener el objetivo de la sarta de equipo, o proporcionar una función de eventualidad liberación.
- **Funcionales:** hay herramientas seleccionadas en base a su habilidad para realizar la operación planeada.

**2.5.3.6. Conectores.** Los conectores conectan varias herramientas en fondo de pozo hasta el final de la tubería. Los conectores están comercialmente disponibles en un amplio rango de diseños y tamaños. Seleccionar el conector apropiado generalmente depende de la aplicación y la preferencia del operador.

**2.5.3.7. Válvula Check.** La válvula check generalmente está unida al conector del Coiled Tubing al final de la sarta. La función principal de la válvula check es prevenir el flujo de fluidos dentro del equipo para mantener la seguridad del pozo en caso de fallo o daño de la tubería en superficie. Las válvulas check deberían ser parte de cada ensamblaje en fondo de pozo y solamente se debería omitir cuando la aplicación impide su uso, por ejemplo cuando se desea mantener la circulación a través del Coiled Tubing.

**2.5.3.8. Boquillas y subs de alta presión.** Estas herramientas, para su uso en Coiled Tubing, forman parte del final del ensamblaje de fondo de pozo. Estas boquillas y subs son generalmente de diseño y construcción simple. Básicamente estas herramientas se encuentran en dos categorías:

- **Subs de circulación:** las boquillas usadas en operaciones donde los fluidos son inyectados con el fin de que sean circulados sin ser sometidos a alta presión necesitan un puerto de gran área. Esta área puede estar compuesta de varios puertos pequeños para aumentar la turbulencia o unos cuantos puertos grandes; siendo una caída de presión relativamente pequeña a través de la boquilla el principio físico de operación.
- **Subs de alta presión:** las boquillas usadas en operaciones donde los fluidos son inyectados con el fin de que sean circulados a alta presión tendrán un

puerto de área relativamente pequeña, usualmente compuesta de varios puertos pequeños. La eficiencia depende en gran parte de la velocidad del fluido a través del puerto. Las limitaciones más grandes del diseño son los límites de la tasa de flujo y la presión disponible en la boquilla.

**2.5.4. Aplicaciones.** El uso del Coiled Tubing continúa en crecimiento más allá de su empleo en la limpieza y la estimulación. Este crecimiento puede atribuirse a múltiples factores, incluyendo los avances en la tecnología y materiales, así como al énfasis cada vez mayor en pozos con secciones horizontales o altamente desviadas. El Coiled Tubing puede emplearse en aplicaciones tanto rutinarias como avanzadas.

#### **2.5.4.1. Aplicaciones rutinarias.**

- **Descarga de pozos:** en este proceso, la sarta de tubería es llevada hasta la profundidad deseada con el propósito de inyectar nitrógeno o espuma liviana y lograr una reducción de la presión hidrostática impuesta a la formación lo cual permitirá que el pozo empiece a fluir.
- **Limpieza:** la unidad de Coiled Tubing se usa para la limpieza de pozos debido a la capacidad de bombeo continuo, ya que no es necesario hacer conexiones se aumenta la rapidez para introducir o extraer la sarta de manera que se puedan remover y/o limpiar puentes de arena, depósitos orgánicos e inorgánicos en el interior de la tubería.
- **Operaciones de pesca:** su mayor capacidad de carga y la capacidad de realizar lavados hidráulicos permiten realizar operaciones más allá del ámbito

de wireline. La mayoría de las herramientas de pesca convencional se pueden adaptar al Coiled Tubing.

- **Sartas de velocidad:** en este tipo de aplicaciones, el Coiled Tubing se cuelga dentro de la tubería existente para reducir las áreas de flujo transversal. El aumento de la velocidad ascensional es de gran ayuda para pozos donde la presión de fondo comienza a declinar.
- **Registro de pozos:** el Coiled Tubing representa un medio apropiado para la incorporación de líneas eléctricas y cables de transmisión de datos para la adquisición de registros de pozos desviados, ya que esta tecnología no se ve limitada por el grado de inclinación del pozo.
- **Asentamiento o recuperación de tapones:** distintos tipo de herramientas empaquetadoras utilizadas convencionalmente han sido desarrolladas y/o adaptadas para trabajar con Coiled Tubing en la terminación y reparación de pozos.

#### 2.5.4.2. Aplicaciones avanzadas.

- **Perforación:** emplear Coiled Tubing en la perforación de pozos brinda varios beneficios en comparación con el uso de herramientas convencionales. Algunos de ellos son reducción o eliminación del riesgo del daño cerca al wellbore al permitir que se el pozo fluya mientras se está perforando, eliminación del trabajo del personal en la boca del pozo durante la operación, disminución de la pérdida de circulación y de los costos de perforación a mayores caudales de penetración, prolongación de la vida útil del trepano y optimización de la perforación underbalance.

- **Fracturamiento / Acidificación:** el Coiled Tubing permite fracturar o colocar con precisión el fluido de tratamiento para asegurar el cubrimiento total de la zona de interés. Cuando se usa conjuntamente con la técnica de dispersión apropiada, se logra un tratamiento más uniforme en zonas de interés muy extensas.
- **Utilización en oleoductos:** el CT puede ser utilizada como una herramienta efectiva para numerosos usos en tuberías de transporte de hidrocarburo como, transporte de herramientas de inspección; remoción de depósitos orgánicos, tapones de hidratos, arenas o rellenos; colocación de parches o tuberías para reparar fugas pequeñas y tapones temporales.

## 2.6. ESTIMULACIÓN CON COILED TUBING

El Coiled Tubing se usa comúnmente para realizar tratamientos de estimulación, y en muchos casos ofrece varias ventajas con respecto a las técnicas convencionales de tratamiento.

- La configuración del equipo de presión del CT permite que el tratamiento se lleve a cabo en un pozo vivo.
- Se pueden realizar operaciones asociadas como parte de un servicio integrado.
- Evita exponer la cabeza de pozo o la tubería de completamiento al contacto directo con fluidos corrosivos del tratamiento.
- Ayuda a garantizar la completa cobertura del intervalo con el fluido de tratamiento, esto junto con una apropiada técnica de dispersión ayudara a garantizar una inyección uniforme del fluido en la zona de objetivo.

- Grandes intervalos pueden ser efectivamente tratados usando técnicas y tratamientos que han sido desarrollados para el uso con Coiled Tubing.

Reconociendo sus limitaciones, los tratamientos se pueden diseñar para alcanzar el beneficio máximo de la zona mientras se opera dentro de los límites de seguridad y las técnicas aprobadas, por ejemplo, las presiones por fricción relativamente altas y tasas de bombeo bajas asociadas con el Coiled tubing pueden extender la duración de grandes volúmenes de tratamiento más allá de los límites viables. En muchos casos, un volumen de tratamiento más pequeño selectivamente aplicado podría alcanzar resultados similares o incluso mejores.

**2.6.1. Diseño.** El diseño y planificación de un tratamiento de estimulación debe especificar no solo los volúmenes y tipos de fluidos a inyectar, sino también el caudal de inyección admisible y la presión de tratamiento para evitar el fracturamiento; además se debe especificar la secuencia administrativa y operativa como se describe a continuación:

- a) Asegurar que el pozo sea candidato para estimulación confirmando la presencia del daño.
- b) Identificar la ubicación, composición y origen del daño.
- c) Reunir y compilar la información del estado mecánico del pozo, requerido para el trabajo del diseño y evaluación del tratamiento.
- d) Seleccionar el fluido de tratamiento de acuerdo a pruebas de laboratorio y evaluación previa.
- e) Determinar la tasa de inyección y presión máxima.
- f) Determinar el volumen de tratamiento.
- g) Considerar el uso de herramientas selectivas de tratamiento.
- h) Preparar un completo programa de bombeo.

- i) Pronosticar la viabilidad económica del tratamiento.

**2.6.1.1. Parámetros operacionales.** La tasa de inyección y presión máxima contribuyen en cierto modo los parámetros claves en un trabajo de estimulación con Coiled tubing. La presión máxima de inyección corresponde al 90% de la presión de fractura, la cual se determina de la siguiente manera:

$$P_{fr} = G_{fr} \times D \quad \text{Ecu. (5)}$$

Donde:

$P_{fr}$  = Presión de fractura, psi

$G_{fr}$  = Gradiente de fractura, psi/ft

$D$  = Profundidad, ft

En nuestro caso, el trabajo de estimulación está enfocado a las arenas B y C por ser las que aportan mayor producción a los pozos de Campo Colorado; por lo tanto los gradientes de fractura de acuerdo a su profundidad promedio, los cuales fueron tomados del proyecto de grado REEVALUACIÓN DE LAS PRESIONES DE FORMACIÓN Y FRACTURA A PARTIR DE REGISTROS EN EL CAMPO COLORADO realizado por ANDRÉS MAURICIO GONZÁLEZ HERRERA Y MARIO ADOLFO GÓMEZ MARTÍNEZ son:

Arena B: 0,6 psi/ft @ 1800 ft

Arena C: 0,579 psi/ft @ 3500 ft.

De esta manera las presiones de fractura son calculadas, dando como resultado 1080 y 2027 psi para las arenas B y C respectivamente. Habiendo calculado la

presión de fractura, podemos calcular la presión máxima de inyección que está dada por:

$$P_{Iny_{Max}} = 0.9 \times P_{fr} \quad \text{Ecu. (6)}$$

Así, la presión máxima de inyección a tener en el trabajo de estimulación en Campo Colorado, es de 972 psi para realizar la inyección de fluido en la arena B y de 1824 psi para el caso de la arena C.

Por otro lado, la tasa de inyección puede variar entre 1 y 3 BPM<sup>18</sup>. Por la experiencia que se conoce de la implementación de Coiled tubing en trabajos similares en zonas aledañas al Campo Colorado tales como Campo Lisama, La Cira y Casabe, para nuestro caso la tasa de inyección será de 2 BPM<sup>19</sup>.

Por tanto, las variables de operación para la estimulación usando Coiled tubing serán las siguientes:

**Tabla 9. Parámetros operacionales.**

ARENA A ESTIMULAR	PRESION MAXIMA INYECCIÓN [PSI]	TASA DE INYECCIÓN [BPM]
<b>B</b>	972	2
<b>C</b>	1824	2

Fuente: Los autores.

<sup>18</sup> Crabtree, A.R., Li, J., Luft, B. SPE OMC-2007-182. Reverse Circulation Cleanouts With Coiled Tubing. 2007

<sup>19</sup> Información suministrada por personal del Departamento de Ingeniería y Producción de la Gerencia Regional de Mares.

**2.6.2. Especificaciones técnicas.** Los fluidos de estimulación para la limpieza de pozos usados en los trabajos de Coiled Tubing requieren un cuidado especial, las sargas de grado CT 80 y CT 90 son las recomendadas según la norma API 5C7 (RECOMMENDED PRACTICE FOR COILED TUBING OPERATION IN OIL AND GAS WELL SERVICES) para este tipo de trabajos debido a la alta resistencia o alta dureza de sus paredes. Puesto que el trabajo se va a realizar en varios pozos, con bajada y subida de sarga cada vez que se movilice la unidad a una siguiente locación, y teniendo en cuenta que el CT 80 tiene un bajo límite elástico que puede afectar la vida útil del mismo y aumentar el riesgo de agrietamientos y fugas por fatiga; el CT 90 se considera el indicado para el trabajo.

Teniendo en cuenta el estado mecánico de los pozos de Campo Colorado, donde generalmente se compone de tubing de  $2\frac{7}{8}$  pulgadas, el diámetro de sarga de Coiled Tubing recomendado es  $1\frac{1}{2}$  o  $1\frac{1}{4}$  pulgadas sin embargo no es viable implementar una tubería de  $1\frac{1}{2}$  pulgadas ya que su costo es mayor al de la tubería de  $1\frac{1}{4}$  pulgadas. Con respecto al espesor de pared, un mayor espesor precisa una mayor resistencia elástica, no obstante la resistencia elástica en función del espesor de pared no presenta una diferencia significativa entre ellas (Anexo A), por lo tanto, no es justificable una mayor inversión en la adquisición de una sarga con mayor espesor, cuando todos los espesores tienen un buen valor de resistencia. Las propiedades físicas de la sarga de Coiled Tubing seleccionada para llevar a cabo el trabajo se presentan en la siguiente tabla:

**Tabla 10. Especificaciones técnicas.**

<b>Diámetro específico de la tubería [pulgadas]</b>		1.250
<b>Peso de la tubería [lb/ft]</b>		1.25
<b>Grado de la tubería</b>		CT 90
<b>Espesor de pared</b>	<b>Específico</b>	0.102
	<b>Mínimo</b>	0.097
<b>Diámetro interno de la tubería [pulgadas]</b>		1.046
<b>Presión hidrostática de prueba [psi]</b>		10000
<b>Relación <math>D/t_{min}</math></b>		12.89
<b>Carga elástica de la tubería [lb]</b>		31620
<b>Presión elástica interna de la tubería [psi]</b>		13960
<b>Resistencia elástica torsional [psi]</b>		846

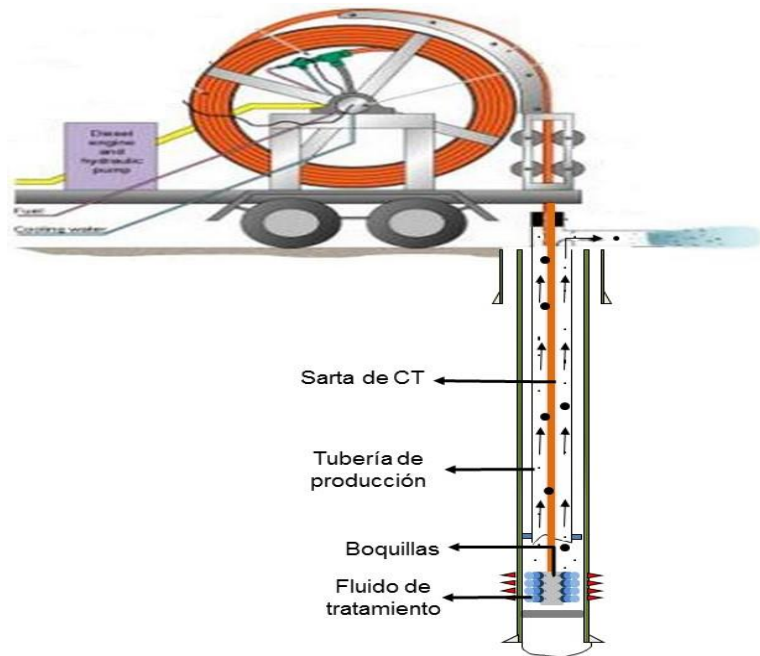
Fuente: Los autores.

**2.6.3. Secuencia operativa.** Los programas con las secuencias operativas son entregados a todo el personal involucrado en la operación e inclusive a los representantes de la empresa operadora. En el programa se enuncia paso por paso que se debe realizar en la operación, se debe tener en cuenta que el sistema de producción de los pozos en CEC es bombeo mecánico, por tanto se hace necesario retirar la sarta de varillas para que posteriormente sea introducida la sarta de Coiled Tubing. A continuación se describe el procedimiento:

- a) Movilizar equipo de workover a la locación del pozo, además de los accesorios para efectuar un trabajo de forma segura.
- b) Registrar y reportar presión en tubería y anular.
- c) Instalar accesorios para controlar el pozo (línea de quemadero con separador y conexión a tanques de recibo)
- d) Descargar el pozo por tubing y anular,

- e) Conectar camión calentador y circular aceite caliente por el anular con la unidad de bombeo funcionando, con el fin de limpiar la bomba de subsuelo y las varillas.
- f) Retirar conexiones de superficie. Descabezar la unidad de bombeo.
- g) Instalar equipo de servicio a pozo. Instalar racks de tubería y varilla.
- h) Sacar sarta de varillas en doble y la bomba de subsuelo.
- i) Circular aceite caliente por la tubería de producción para limpiarla.
- j) Sacar sarta de tubería en dobles.
- k) Bajar tubería de producción probando, los tubos dañados debieron ser cambiados previamente.
- l) Movilizar equipos de la locación del pozo para dar espacio a la unidad de Coiled Tubing.
- m) Posicionar unidad de Coiled Tubing.
- n) Preparar el tratamiento químico en un tanque limpio en el mismo orden que se indica y mezclar hasta homogeneizar. Mezclar y agitar la solución en superficie mínimo durante 20 minutos.
- o) Armar unidad de Coiled tubing y línea de la unidad de bombeo.
- p) Retirar árbol de navidad e instalar BOP del Coiled Tubing.
- q) Bajar BHA de Coiled Tubing.
- r) Bombear el volumen adecuado de tratamiento a una tasa de bombeo de 2BPM y sin sobrepasar la presión máxima.
- s) Dar terminadas la operación con el Coiled Tubing. Retirar unidad y accesorios y movilizar a la siguiente locación.
- t) Instalar equipo de servicio a pozo.
- u) Bajar sarta de varillas y bomba, las varillas parafinadas o en mal estado debieron ser cambiadas.
- v) Dejar el pozo en producción y movilizar equipo de workover a la siguiente locación.

**Figura 29. Estimulación con Coiled Tubing.**



Fuente: Los autores.

Es importante saber que si la presión de superficie aumenta rápidamente o en forma continua durante varios barriles de tratamiento, el fluido de estimulación no está removiendo el daño y puede estar dañando la formación; en este caso se debe terminar la inyección y lavar el pozo inmediatamente con agua fresca, además de tomar muestras del fluido y sólidos retornados, enviándolos inmediatamente al laboratorio para ser analizados<sup>20</sup>.

---

<sup>20</sup> ZOQUE VIVAS, Andres Giovanni. Estimulación matricial de una formación en la cuenca oriental ecuatoriana usando nitrógeno y unidad de Coiled Tubing. Quito. P, 86. 2004.

### 3. EVALUACIÓN TÉCNICA DEL PROYECTO

#### 3.1. CÁLCULOS DE LOS POTENCIALES DE PRODUCCIÓN

**3.1.1. Índice de productividad (IP).** Se define como la relación que existe entre la tasa de producción  $q$ , el diferencial de presión del yacimiento y la presión de fondo fluyendo.

$$J = \frac{q}{\Delta P} = \frac{q}{P_R - P_{wf}} \quad \text{Ecu. (7)}$$

Donde,

$q$  = Producción del pozo en bbl/día del líquido a condiciones de almacenamiento.

$P_R$  = Presión del yacimiento en psi, depende del estado.

$P_{wf}$  = Presión en el fondo del pozo en psi.

La presión del yacimiento varía dependiendo del régimen en que se encuentre, en régimen transitorio se denota como  $P_i$ , en régimen pseudoestable como  $\bar{P}$  y en régimen de estado estable como la presión en el radio del drenaje  $P_e$ . La ecuación anterior se puede definir para flujo radial de la producción de un líquido homogéneo de poca compresibilidad que está contenido en un yacimiento horizontal uniforme.

$$J = \frac{q}{P_s - P_{wf}} = \frac{0.007082kh}{B_o \mu_o \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \quad \text{Ecu. (8)}$$

El índice de productividad específico ( $J_s$ ), es el número total de barriles a condiciones de almacenamiento producidos por día por cada valor psi de presión y por cada pie de espesor de la formación productora, es decir:

$$J_s = \frac{J}{h} = \frac{0.007082k}{B_o \mu_o \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \quad \text{Ecu. (9)}$$

Si el valor del IP se toma como constante, independientemente de la producción actual del pozo, es igual a  $J \cdot \Delta P$ . Así es evidente que la relación entre  $Q$  y  $\Delta P$  es una línea recta que pasa por el origen y tiene una pendiente  $J$ . En un momento particular de la vida del yacimiento,  $P_s$  tiene un valor específico, por lo que si  $J$  es constante, al graficar  $P_{wf}$  contra  $q$  se obtiene una línea recta.

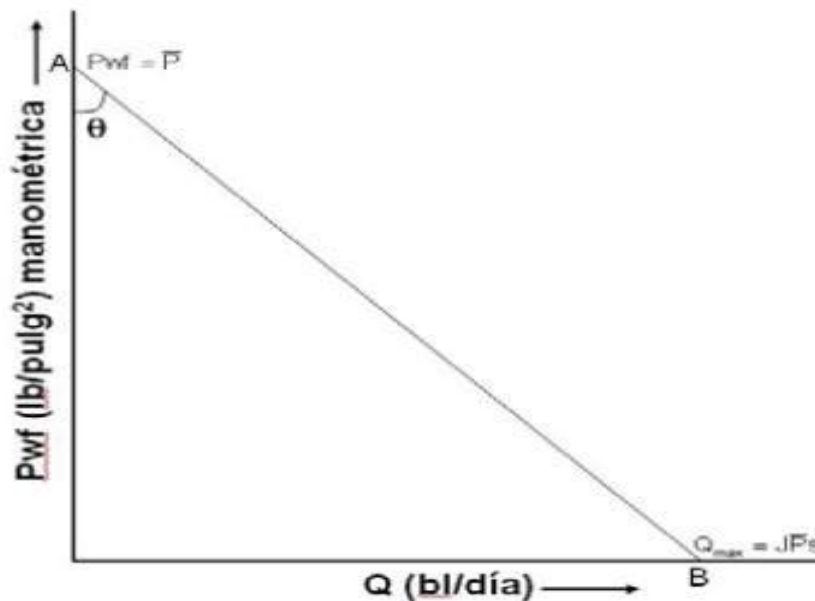
**3.1.2. Eficiencia de flujo (EF).** Cuando no existe daño ( $S=0$ ), el índice de productividad reflejará la verdadera productividad y recibe el nombre de  $J_{ideal}$  y se denotará  $J'$  para diferenciarlo del índice real  $J$ . Se define eficiencia de flujo a la relación existente entre el índice de productividad real y el ideal.

$$EF = \frac{J_{real}}{J_{ideal}} = \frac{J}{J'} \quad \text{Ecu. (10)}$$

**3.1.3. IPR (Inflow Performance Relationship).** La curva de IPR representa gráficamente la relación entre presiones fluyentes  $P_{wf}$ , y las tasas de producción de líquido que el yacimiento está en capacidad de aportar al pozo para cada una de dichas presiones. Es decir, para cada  $P_{wf}$  existe una tasa de producción de líquido  $q_L$  que se puede obtener del índice de productividad  $J$ .

En la figura 30 se muestra el comportamiento en fondo fluyendo de la presión contra  $q$ , cuando  $J$  es constante, el valor de  $q$  en el punto B, es decir  $J_{ps}$ , se conoce como el potencial del pozo y se representa con el símbolo  $q$ , el gasto máximo al cual la formación puede entregar líquido hacia el pozo, lo que se presenta cuando la  $P_{wf}$  es cero.

**Figura 30. Comportamiento de la presión en fondo fluyendo.**



Fuente: NIND T., E. W. Principles of oil well production. Mc GrawHill. New York. 1981.

**3.1.3.1. IPR para pozos con gas en solución.** En los cálculos de producción de pozos de petróleo es común suponer que el flujo que ingresa al pozo es directamente proporcional a la diferencia de presión entre el yacimiento y la cara del pozo. La constante de proporcionalidad de esta relación se conoce como el índice de productividad J.

Para los casos en los cuales esta relación se mantiene, al graficar la presión versus la tasa de producción se deriva una línea recta; sin embargo Muskat plantea que 'Cuando existen dos fases en el yacimiento, la anterior relación ya no se mantendría, y en lugar de la línea recta existirá una curva debido a que en cada punto el valor de la pendiente J variara con respecto a un cambio de presión entre el yacimiento y la cara del pozo'<sup>21</sup>.

La producción en un pozo con gas en solución decrece principalmente porque la presión del yacimiento se reduce y porque el incremento del gas en solución ocasiona una resistencia al flujo de aceite hacia la cara del pozo. Estas dos situaciones hacen que las curvas IPR cada vez corten con el eje X en un valor menor, lo que hace que el valor del caudal máximo cada vez se reduzca.

Con el fin de describir el comportamiento del flujo de entrada (IPR) se han desarrollado algunos métodos empíricos que buscan correlacionar la tasa de flujo y la presión de fondo fluyendo de un pozo.

- **Método de Vogel:** Vogel desarrolló una ecuación empírica para la forma del IPR de un pozo productor que se encuentra en un yacimiento de aceite saturado, dentro de la ecuación que se desarrolló consideró que no había daño en la formación, es decir  $S=0$  y que la presión media del yacimiento es menor que la presión en el punto de burbuja y se representa así.

---

<sup>21</sup> EVINGER, H.H. and MUSKAT, M. Calculation of Theoretical Productivity Factor. 1942. P 146.

$$\frac{q}{q_{\max}} = 1 - 0.2 \left( \frac{P_{wf}}{P_R} \right) - 0.8 \left( \frac{P_{wf}}{P_R} \right)^2 \quad \text{Ecu. (11)}$$

Y el otro caso de estudio que realizó Vogel fue para yacimientos de aceite subsaturado, en los cuales se pueden identificar dos zonas específicas para la aplicación del método, una en la que la presión de fondo de pozo fluyendo está por encima de la presión de burbuja que presenta un índice de productividad constante y otra cuando está por debajo, el cual el índice de productividad varía con la liberación de gas.

La tasa de flujo se define como:

$$q = J(P_R - P_b) + \frac{J * P_b}{1.8} \left[ 1 - 0.2 \left( \frac{P_{wf}}{P_b} \right) - 0.8 \left( \frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right] \quad \text{Ecu. (12)}$$

- **Método de Fetkovich:** Fetkovich propuso un método para calcular el IPR para pozos de aceite usando el mismo tipo de ecuaciones que han sido usadas para analizar pozos de gas. Este procedimiento fue verificado por medio del análisis de pruebas isocronas y pruebas “flowafterflow” realizadas a varios yacimientos.

En todos los casos, se evidenció que las curvas de presión para estos yacimientos de aceite seguían la misma forma general utilizada para expresar el IPR para pozos de gas. La ecuación aplicada fue:

$$q = C(P_R^2 - P_{wf}^2)^n \quad \text{Ecu. (13)}$$

Donde C es el coeficiente de flujo y n es un exponente dependiente de las características del pozo. Para las pruebas de los yacimientos analizados por Fetkovich, el valor de n estuvo entre 0.568 y 1.00.

- **Método de Pérez y Kelkar<sup>22</sup>**: La ecuación propuesta por Pérez y Kelkar permite desarrollar curvas IPR para pozos que producen por gas en solución teniendo en cuenta las pérdidas de presión a través de los orificios perforados<sup>23</sup>. La tabla 11 señala los rangos de valores para los cuales se aplica este modelo. La expresión desarrollada por los autores de este método es,

$$\frac{q}{q_{\max}} = a_0 + a_1 \left( \frac{P_{wf}}{P_R} \right) + a_2 \left( \frac{P_{wf}}{P_R} \right)^2 \quad \text{Ecu. (14)}$$

Donde:

$a_0$ ,  $a_1$ ,  $a_2$  = Constantes que dependen del radio de las perforaciones y la técnica de perforación.

Los valores de las constantes  $a_0$ ,  $a_1$ ,  $a_2$  se presentan en las tablas 12 y 13 para cañoneo sobrebalanceado y bajobalanceado respectivamente.

---

<sup>22</sup> PEREZ, G. and KELKAR, B. G. A new method to predict two phase Pressure drop across perforations. SPE – PE, February 1991, 93 – 101.

<sup>23</sup> SUKAMO, Pudjo and TOBING, Edward L. Inflow Performance Relationship for Perforated Wells Producing From Solution Gas Drive Reservoir. March 1995. Paper SPE 29312.

Tabla 11. Rango de valores del modelo IPR de Pérez y Kelkar.

PROPIEDADES	VALOR MINIMO	VALOR MAXIMO
<b>Del fluido</b>		
°API	25	60
Gravedad especifica del aceite	0.6	0.74
Gravedad especifica del agua	1.07	
Presión de burbuja (psi)	1457	3149
<b>De la roca</b>		
Porosidad (%)	16	29
Permeabilidad (mD)	100	625
<b>Geometría de pozo y yacimiento</b>		
Área de drenaje (acres)	20	33
Espesor de la formación (ft)	10	29
Radio del pozo (ft)	0.33	0.5
Temperatura del yacimiento (°F)	160	190
Daño	0	
<b>Perforaciones</b>		
Longitud de perforaciones (in)	3.03	12.33
Radio (in)	0.19	0.73
Densidad (SPF)	2	16

Fuente: SUKAMO, Pudjo and TOBING, Edward L. Inflow Performance Relationship for Perforated Wells Producing From Solution Gas Drive Reservoir. March 1995. Paper SPE 29312.

**Tabla 12. Valores de  $a_0$ ,  $a_1$ ,  $a_2$  para cañoneo sobre-balanceado.**

$R_p$ (in)	SPF	$a_0$	$a_1$	$a_2$
> 0.3	2	0.6171	0.26632	-0.86983
> 0.3	4	0.77503	0.12529	-0.87781
> 0.3	12	0.90482	0.08881	-0.98364
> 0.3	12	0.90482	0.08881	-0.96534
> 0.3	2	0.91995	0.08072	-0.97117
$\leq 0.3$	2	0.33247	0.20784	-0.52487
$\leq 0.3$	4	0.57857	0.09956	-0.65332
$\leq 0.3$	8	0.73507	0.11547	-0.82687
$\leq 0.3$	12	0.79505	0.14935	-0.91988
$\leq 0.3$	16	0.83925	0.12038	-0.93283

Fuente: SUKAMO, Pudjo and TOBING, Edward L. Inflow Performance Relationship for Perforated Wells Producing From Solution Gas Drive Reservoir. March 1995. Paper SPE 29312.

**Tabla 13. Valores de  $a_0$ ,  $a_1$ ,  $a_2$  para cañoneo bajo-balanceado.**

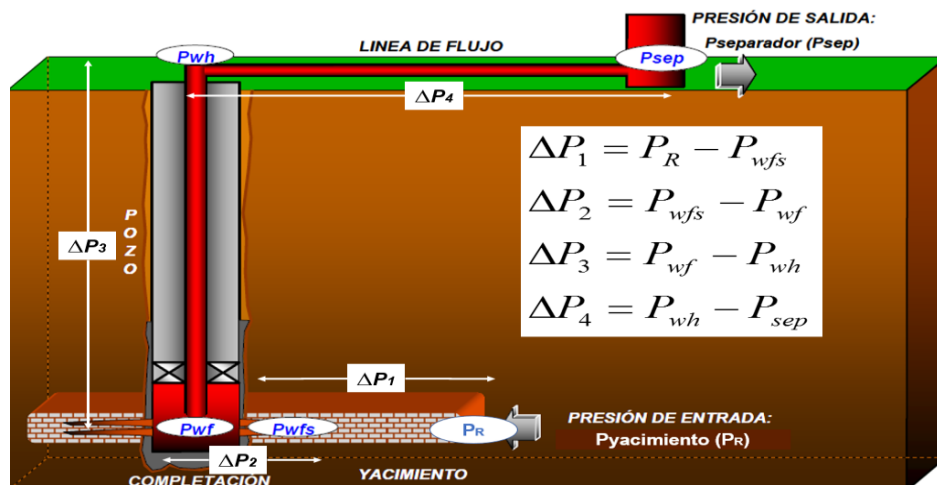
$R_p$ (in)	SPF	$a_0$	$a_1$	$a_2$
$\leq 0.3$	2	0.64374	0.22082	-0.83782
$\leq 0.3$	4	0.79507	0.15189	-0.91899
$\geq 0.19$	8	0.92006	0.05473	-0.94102
$\geq 0.19$	12	0.93806	0.05464	-0.95875
$\geq 0.19$	16	0.95146	0.06546	-0.98175
> 0.3	2	0.85540	0.06302	-0.88678
> 0.3	4	0.91196	0.07855	-0.95974

Fuente: SUKAMO, Pudjo and TOBING, Edward L. Inflow Performance Relationship for Perforated Wells Producing From Solution Gas Drive Reservoir. March 1995. Paper SPE 29312.

**3.1.4. Análisis Nodal.** El análisis nodal es una técnica que permite analizar el efecto de cada componente de un sistema de producción facilitando la optimización de la producción. Asimismo, permite conocer el comportamiento del sistema lo cual ayuda a determinar el esquema óptimo que se debe utilizar.

En el contexto de un análisis nodal, el sistema de producción es el conjunto de componentes que existen desde yacimiento hasta separador, a través de los cuales viajan los fluidos. En el sistema de producción la presión se va disminuyendo desde yacimiento hasta el separador (figura 31). Esta caída de presión es la sumatoria de las caídas de presión en cada componente. Para rangos de tiempo razonablemente cortos, la caída total en el sistema de producción es constante. Esto se debe a que tanto la presión de yacimiento como la presión de separador son esencialmente constantes en un momento dado de la vida del pozo.

**Figura 31. Sistema de producción de petróleo y caídas de presión en cada componente.**



Fuente: Modificado de ACE Internacional Análisis nodal y flujo multifásico en tuberías. 2009.

El procedimiento consiste en elegir un nodo solución para dividir el sistema en este punto y analizar la interrelación entre ambos componentes. Para el análisis nodal, un sistema de producción incluye todos los elementos involucrados en el flujo de fluidos desde el radio externo de drenaje en el yacimiento, hasta el separador de producción en la estación de flujo, la presión estática del yacimiento, el comportamiento de afluencia, las curvas IPR, los esquemas de comportamiento particulares en el pozo, el flujo a través de la tubería que incluye restricciones de fondo y válvulas de seguridad, y flujo a través de estrangulador superficial, líneas superficiales, facilidades de superficie, separador, etc.

**3.1.4.1. Capacidad de producción del sistema.** La pérdida de energía en forma de presión a través de cada componente, depende de las características de los fluidos producidos y especialmente, del caudal de flujo transportado, de tal manera que la capacidad de producción del sistema responde a un balance entre la capacidad de aporte de energía del yacimiento y a demanda de energía de la instalación para transportar los fluidos hasta superficie.

El sistema de producción puede ser simple o puede incluir muchos componentes en los que se producen pérdidas de energía o presión. La suma de las pérdidas de energía en forma de presión de cada componente es igual a la pérdida total, es decir, a la diferencia entre la presión de partida,  $P_R$  y la presión final,  $P_{sep}$ :

$$\Delta P_{TOTAL} = P_R - P_{sep} = \Delta P_1 + \Delta P_2 + \Delta P_3 + \Delta P_4 \quad \text{Ecu. (15)}$$

Donde,

$$\Delta P_1 = P_R - P_{wfs} = \text{caída de presión en el medio poroso.}$$

$$\Delta P_2 = P_{wfs} - P_{wf} = \text{caída de presión en el completamiento.}$$

$$\Delta P_3 = P_{wf} - P_{wh} = \text{caída de presión a lo largo del tubing.}$$

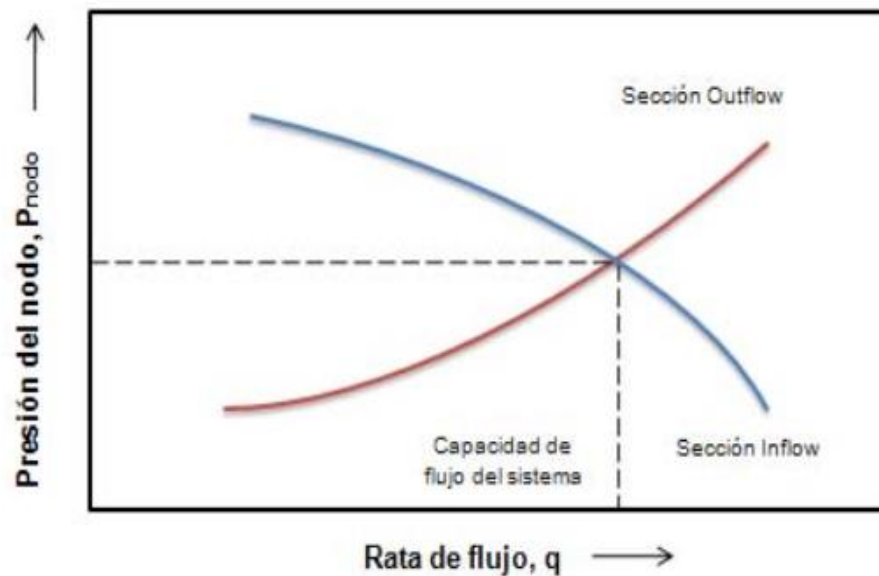
$$\Delta P_4 = P_{wh} - P_{sep} = \text{caída de presión a lo largo de la línea de flujo.}$$

Para realizar el balance de energía en el nodo, se asumen convenientemente varias tasas de flujo y para cada una de ellas, se determina la presión con la cual el yacimiento entrega dicho caudal de flujo al nodo, y la presión requerida en la salida del nodo para transportar y entregar dicho caudal en el separador con una presión remanente igual del separador.

Para el análisis de presión, dependerá de donde se ubique el nodo, se puede ubicar en el yacimiento, en el fondo del pozo, en tubería combinada de producción, en el cabezal del pozo o en el separador.

**3.1.4.2. Curvas de oferta y demanda.** La representación gráfica de la presión de llegada de los fluidos al nodo en función del caudal o tasa de producción se denomina curva de oferta de energía del yacimiento (Inflow Curve) y la representación gráfica de la presión requerida a la salida del nodo en función del caudal de producción curva de demanda de energía de la instalación (Outflow Curve). La grafica 32 muestra el comportamiento de la curva de Inflow y Outflow.

**Figura 32. Curva de Inflow y Outflow.**



Fuente: Modificado de BEGGS, H. Dale. Production Optimization Using Nodal Analysis. 1991.

**3.1.4.3. Análisis nodal aplicado a sistemas de levantamiento por bombeo mecánico<sup>24</sup>.** La aplicación de esta teoría para pozos con algún tipo de sistema de levantamiento artificial resulta más complicada que para pozos fluyendo naturalmente, pero a su vez ofrece ventajas y oportunidades de mejora.

En el caso de un sistema de bombeo por varillas como el de la figura 33, las únicas características no comunes con el sistema de producción de un pozo fluyente naturalmente, son la ausencia de un empaque en el pozo y la conexión del anular a la cabeza del pozo y la línea de flujo de superficie. Debido al espacio anular existente, están disponibles dos trayectorias para el movimiento de los fluidos hasta la superficie. Una de estas es la sarta de producción a través de la cual son

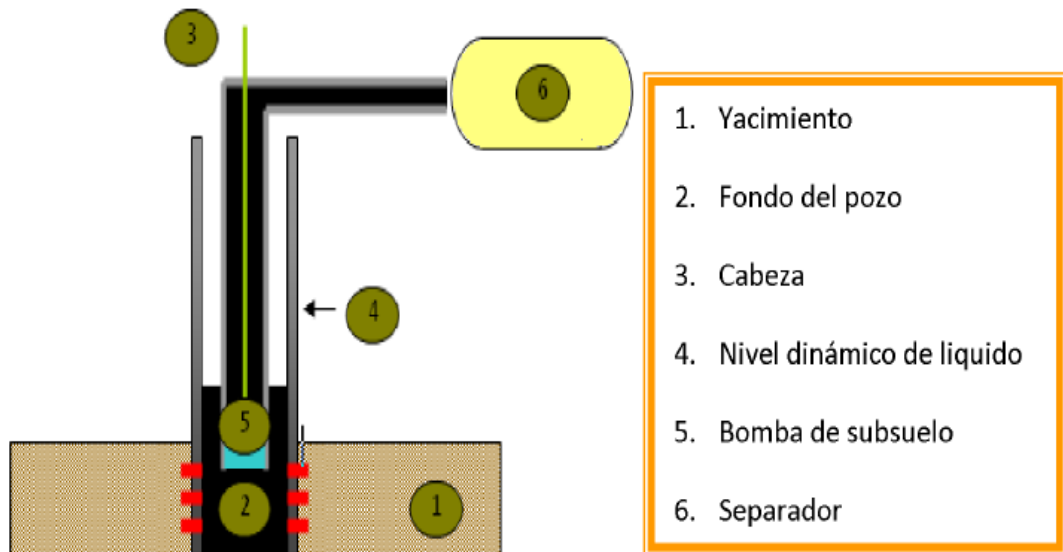
---

<sup>24</sup> DIAZ, Ricardo J. Análisis Nodal en la Optimización de Producción de los Pozos del Campo Colorado. Tesis de grado Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga. 2009.

levantados los fluidos con ayuda de la bomba de subsuelo. La otra trayectoria disponible es el espacio anular, en el cual los fluidos se levantan hasta un nivel dinámico sobre el que existe una columna de gas. En el fondo del pozo estas trayectorias convergen en el mismo punto (ver nodo 2 en la figura 33); por tanto las presiones ejercidas por cada subsistema en este punto deben ser iguales.

Como resultado de esta condición, a diferencia de un pozo fluente, existen dos maneras de calcular las presiones en el fondo de pozos con bombeo mecánico: a través de la sarta de tubing y a través del espacio anular. Por tanto el nivel de líquido es un indicador muy importante de la presión del fondo del pozo.

**Figura 33. Análisis nodal para bombeo mecánico.**



Fuente: BALLESTAS TEJEDA, Martha Liliana., ARAMBULA BECERRA, Yenny Carolina. Metodología para la selección, diseño y ejecución de trabajos estimulación de pozos de bajo potencial aplicación al Campo Colorado. 2009. P 47.

Para un pozo asistido con bombeo mecánico en el cual se desea evaluar el desempeño operativo del equipo de subsuelo y superficie, el nodo recomendado para el análisis es la posición de entrada de la bomba. El balance de presiones se

establece de acuerdo a las siguientes relaciones físico – matemáticas para describir el inflow y outflow del pozo:

Inflow:

$$P_{wf} = P_R - \Delta P_{MP} \quad \text{Ecu. (16)}$$

Outflow:

$$P_{wf} = P_{wh} + \Delta P_{ft} - \frac{F_o}{A_p} \quad \text{Ecu. (17)}$$

Donde,

$\Delta P_{MP}$  = Caída de presión en el medio poroso, psi.

$P_{wh}$  = Presión de cabeza de pozo, psi.

$\Delta P_{ft}$  = Caída de presión por fricción en varillas y tubería, psi.

$F_o$  = Carga del fluido, lbf.

$A_p$  = Sección transversal del pistón, in<sup>2</sup>.

El inflow es determinado por medio del método de Vogel o cualquier otro método para calcular el IP e IPR, mientras que el outflow requiere establecer correlaciones con el inventario de mediciones físicas, a fin de estimar una relación entre la caída de presión por fricción, la presión de fondo de pozo fluyendo y la dependencia con la tasa de flujo.

### 3.2. EVALUACIÓN DE LA PRODUCTIVIDAD DEL CAMPO

La ecuación desarrollada por Pérez & Kelkar es la más adecuada para realizar el cálculo del IPR de cada uno de los pozos en Campo Colorado, ya que los tiros por pie (TPP) son del orden de 2, valor que se encuentra en los rangos de aplicación de este método, contrario a los métodos de Vogel o Fetkovich que asumen que la formación o arena productora está totalmente cañoneada.

A continuación se presenta el procedimiento, cálculos necesarios y gráficas resultantes del análisis nodal para el pozo Col-03, metodología que se realiza a todos los pozos seleccionados.

**Tabla 14. Datos Pozo Col-03.**

Pozo Col-03	
Producción actual, STB/D	41
Presión de yacimiento, psi	1200
P <sub>wf</sub> , psi	373.3
Densidad de las perforaciones, TPP	2
Radio de las perforaciones	0.54
Perforación sobrebalanceada?	SI

Fuente: Archivos Campo Colorado.

- 1) Calcular el caudal máximo a las condiciones actuales; despejando de la ecuación 14 se obtiene:

$$Q_{o_{MAX}} = \frac{Q_o}{\left[ a_0 + a_1 \left( \frac{P_{wf}}{P_R} \right) + a_2 \left( \frac{P_{wf}}{P_R} \right)^2 \right]} \quad \text{Ecu. (18)}$$

**Tabla 15. Constantes modelo Pérez y Kelkar.**

CONSTANTE	VALOR
$a_0$	0.6171
$a_1$	0.26632
$a_2$	-0.86983

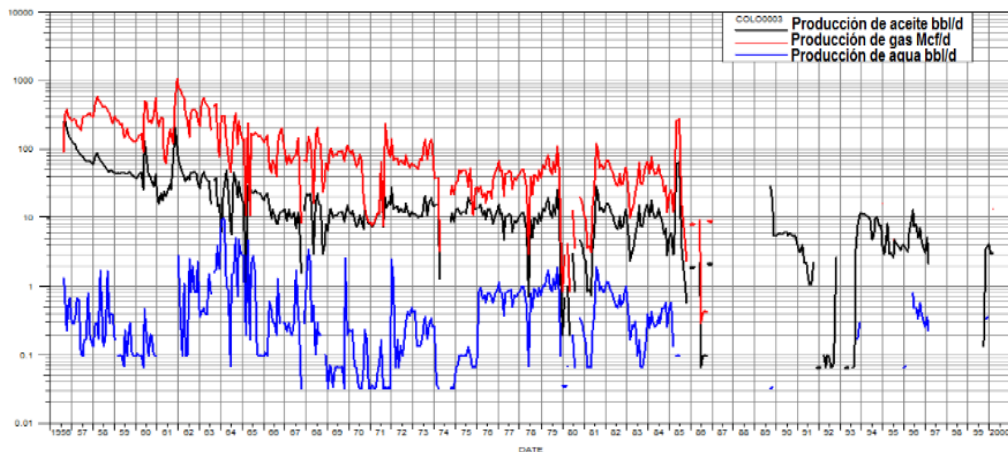
Fuente: SUKAMO, Pudjo and TOBING, Edwuard. Inflow Performance Relationship for Perforated Wells Producing from Solution Gas Drive Reservoir. Paper SPE 29312. 1995.

Reemplazando en la ecuación 18,

$$Q_{O_{MAX}} = \frac{41}{\left[ 0.6171 + 0.26632 \left( \frac{373.3}{1200} \right) - 0.86983 \left( \frac{373.3}{1200} \right)^2 \right]} = 66.58 \text{ STB} / \text{D}$$

Mediante el historial de producción del pozo Col-03 (figura 34), se puede comprobar físicamente que el caudal máximo obtenido anteriormente es un valor admisible dentro de la capacidad de producción de este pozo.

**Figura 34. Historial de producción Pozo Col-03.**



Fuente: Base de datos Campo Escuela Colorado.

- 2) Calcular el índice de productividad actual relacionando las ecuaciones 7 y 14 para obtener una expresión representativa de la curva.

$$J^* = \frac{Q_{oMAX}}{P_R} (a_0 - a_2) \quad \text{Ecu. (19)}$$

$$J^* = \frac{66.58}{1200} (0.6171 - (-0.86983)) = 0.08 \text{ STB} / D / \text{psi}$$

- 3) Puesto que el Campo Colorado no cuenta con un acuífero como mecanismo de producción y mantenimiento de presión, para el cálculo del daño actual emplear la ecuación de Estado Pseudoestable.

$$J = \frac{0.007082kh}{B_o \mu \left[ \ln \left( \frac{r_e}{r_w} \right) - \frac{3}{4} + s \right]} \quad \text{Ecu. (20)}$$

Despejando se obtiene,

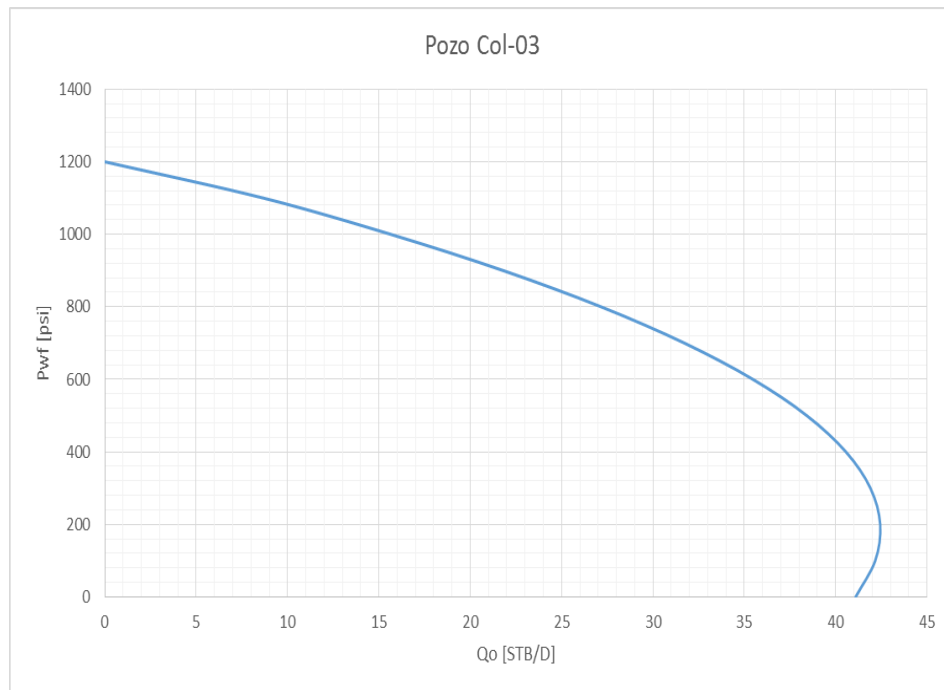
$$S = \frac{0.007082kh}{\mu_o B_o J} + \frac{3}{4} - \ln \left( \frac{r_e}{r_w} \right) \quad \text{Ecu. (21)}$$

Reemplazando en la ecuación 21,

$$S = \frac{0.007082(1.25)(57)}{1.401(0.08)(0.462)} + \frac{3}{4} - \ln \left( \frac{280.64}{0.359} \right) = 3.54$$

- 4) Para obtener la curva IPR del pozo emplear la ecuación 14, determinando el valor de la tasa de producción en función del caudal máximo, las constantes  $a_0$ ,  $a_1$  y  $a_2$ , la presión de yacimiento y diferentes valores de presiones de fondo,

**Figura 35. Curva IPR Pozo Col-03.**



Fuente: Los autores

- 5) Conocido el comportamiento IPR, asumir 4 diferentes ambientes de remoción de daño mediante el tratamiento planteado ya que no se conoce con certeza cuando daño se va a remover. Dichos ambientes son remoción de 90%, 75%, 50% y 25% de daño respectivamente. Para cada ambiente:

a) Determinar el daño a partir del valor del daño actual.

**Tabla 16. Ambientes de remoción de daño.**

Ambiente	Porcentaje de remoción [%]	S
1	90	0.354
2	75	0.885
3	50	1.77
4	25	2.655

Fuente: Los autores.

b) Con el valor del daño calcular el índice de productividad mediante la fórmula de estado Pseudoestable (Ecuación 18).

**Tabla 17. Índice de productividad según la remoción de daño.**

Ambiente	S	J [STB/D/psi]
1	0.354	0.124
2	0.885	0.115
3	1.77	0.102
4	2.655	0.091

Fuente: Los autores.

c) Determinar la tasa de producción máxima del pozo luego de la estimulación, despejando de la ecuación 19.

$$Q_{oMAX} = \frac{J^* P_R}{(a_0 - a_2)} \quad \text{Ecu. (22)}$$

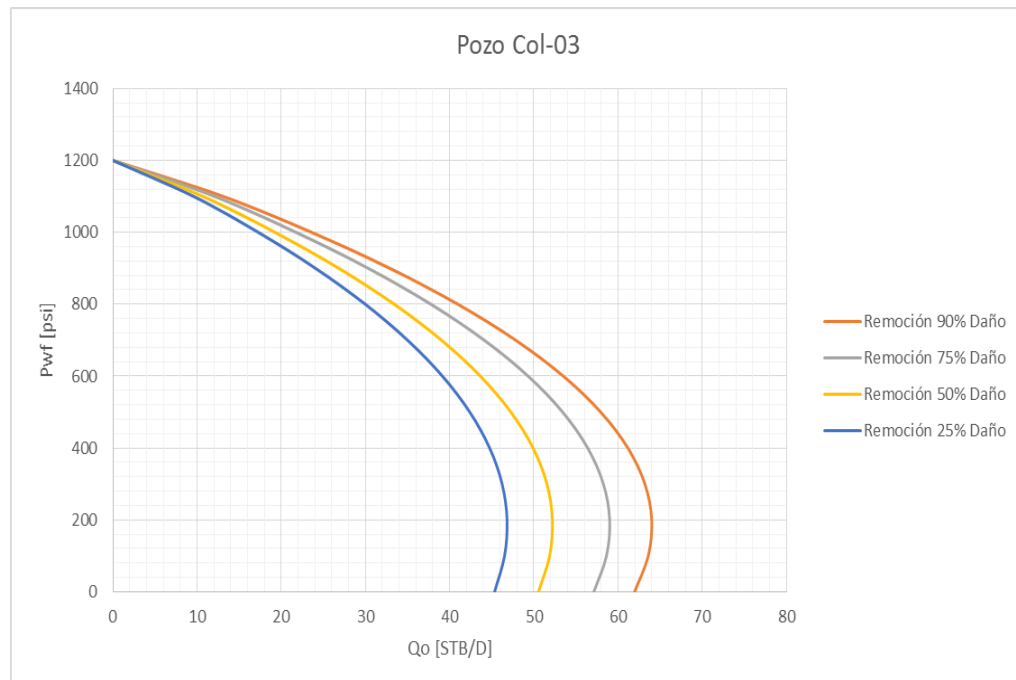
**Tabla 18.  $Q_{oMAX}$  en función del índice de productividad.**

Ambiente	$J^*$ [STB/D/psi]	$Q_{oMAX}$ [STB/D]
1	0.124	100.42
2	0.115	92.58
3	0.102	81.92
4	0.091	73.46

Fuente: Los autores.

- d) Obtener la curva IPR de cada ambiente de remoción mediante el modelo de Pérez y Kelkar.

**Figura 36. Curvas IPR's Pozo Col-03.**



Fuente: Los autores.

- e) Por último, se realiza una recolección de datos de los registros TWM del pozo para esbozar la curva de Outflow mediante la ecuación 17:

**Tabla 19. Datos TWM Pozo Col-03.**

		<b>Prueba 1</b>	<b>Prueba 2</b>	<b>Prueba 3</b>
<b>Datos</b>	<b>Fecha de prueba</b>	<b>07/30/2012</b>	<b>05/14/2012</b>	<b>03/07/2012</b>
<b>Caudal de prueba, STB/D</b>		50	51	52
<b>Presión de yacimiento, psi</b>		1200	1200	1200
<b>Presión de entrada a la bomba, psi</b>		374	420	450
<b>Presión de cabeza de pozo, psi</b>		38	38	38
<b>Pérdidas de presión en tubería, psi</b>		1536	1582	1612
<b>Carga de fluido, lbf</b>		1575	1578	1580
<b>Área del pistón de la bomba, in<sup>2</sup></b>		1.22	1.22	1.22

Fuente: Base de datos Echometer, Departamento de producción Campo Escuela Colorado.

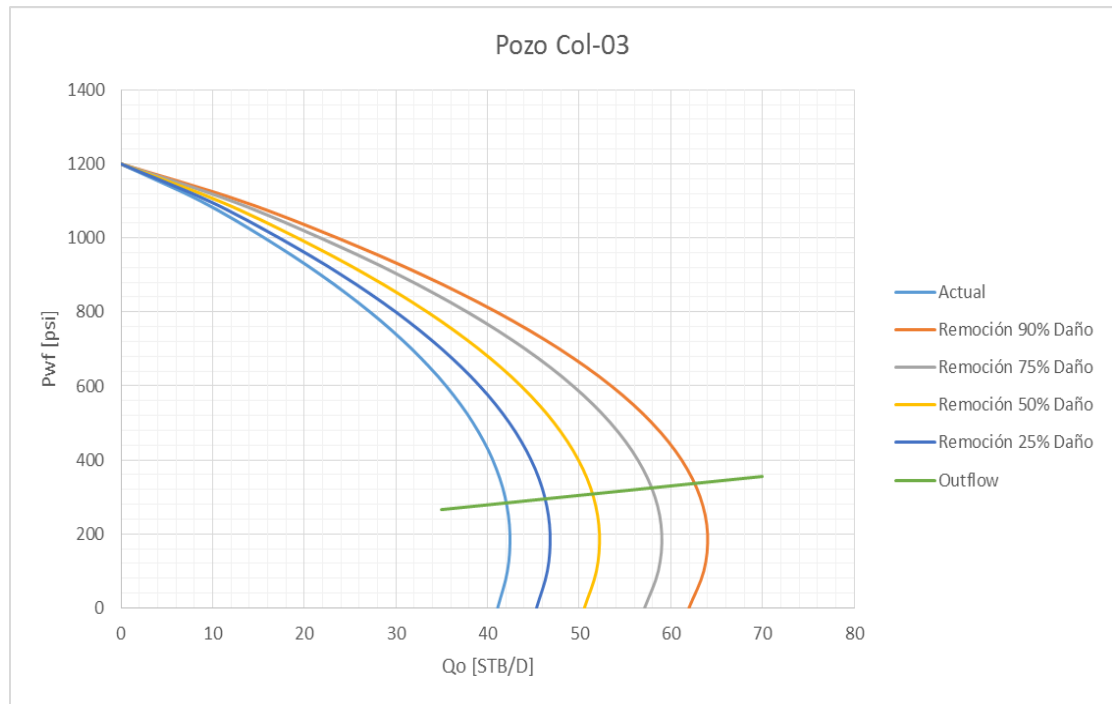
**Tabla 20. Resultados obtenidos.**

<b>P<sub>wh</sub> [psi]</b>	<b>ΔP<sub>Tub</sub> [psi]</b>	<b>F<sub>o</sub>/A<sub>p</sub> [psi]</b>	<b>P<sub>wf</sub> [psi]</b>	<b>Q<sub>o</sub> [STB/D]</b>
<b>38</b>	1536	1291	283	50
<b>38</b>	1582	1293	327	51
<b>38</b>	1612	1295	355	52

Fuente: Los Autores.

- 6) Compilar en un mismo plano las cinco curvas de IPR, tanto la actual como las cuatro de los ambientes de remoción, y la curva Outflow, y de este modo determinar el punto de intersección entre curvas y por ende la presión y tasa de producción óptimas del pozo.

**Figura 37. Análisis nodal Pozo Col-03.**



Fuente: Autores.

### 3.3. RESULTADOS DE LA METODOLOGÍA

En el anexo B se presentan las curvas de IPR y Outflow, de los demás pozos seleccionados con la metodología propuesta. En la tabla 22 se muestra en resumen la producción esperada y por ende, los incrementales de producción según el porcentaje de remoción de daño para cada pozo, los cuales son necesarios para determinar la viabilidad del proyecto que se presenta en el siguiente capítulo.

**Tabla 21. Resultados Análisis Nodal pozos seleccionados Campo Colorado.**

Pozo	PRODUCCIÓN								INCREMENTALES			
	Actual	Rem. 25%S	Rem. 50%S	Rem. 75%S	Rem. 90%S	Rem. 25%S	Rem. 50%S	Rem. 75%S	Rem. 90%S			
<b>Col-03</b>	42	46	51	58	62	4	9	16	20			
<b>Col-33</b>	22	26	33	44	55	4	11	22	33			
<b>Col-35</b>	12	15	20	31	46	3	8	19	34			
<b>Col-44</b>	52	58	67	78	86	6	15	26	34			
<b>Col-45</b>	22	27	34	47	62	5	12	25	40			
<b>Col-56</b>	7	9	13	22	39	2	6	15	32			
<b>Col-70</b>	20	21	21	22	23	1	1	2	3			
<b>Col-74</b>	32	38	46	57	66	6	14	25	34			
<b>Col-75</b>	8	10	14	24	42	2	6	16	34			

Fuente: Autores.

Como se puede observar en la tabla 21, los incrementales obtenidos después de la estimulación del pozo Col-70 son irrisorios, por tal motivo no es apropiado realizar una inversión en dicho pozo ya que las ganancias a generar no serían significativas.

#### **4. EVALUACIÓN FINANCIERA**

La evaluación financiera es el estudio de todos los factores que afectan la economía de un proyecto, medidos en unidades monetarias; este tipo de análisis se debe realizar de manera detallada y exhaustiva de tal manera que se logre tener pleno conocimiento de los gastos y beneficios que se van a lograr con dicho proyecto durante un periodo de tiempo determinado. En conclusión, el análisis financiero determinará si es o no conveniente llevar a cabo la ejecución de dicho proyecto.

Existen dos términos relevantes en la industria del petróleo, CAPEX y OPEX, los cuales son de gran ayuda a la hora de la realización de una evaluación financiera a un proyecto. Los gastos de capital (CAPEX) son los costos asociados con la exploración, perforación, completamiento, cementación y la instalación de facilidades de producción del sistema de levantamiento artificial y de infraestructuras adicionales como equipos para manejo de agua de producción y procesos de inyección. Por su parte, los costos operacionales (OPEX) están asociados con aquellos que se requieren para producir y vender el crudo incremental.

## 4.1. INDICADORES ECONÓMICOS PARA LA EVALUACIÓN DEL PROYECTO

**4.1.1. Valor Presente Neto (VPN).** Consiste en calcular el valor presente del flujo de ingresos futuros esperados durante la evaluación del proyecto menos el costo de la inversión inicial. El VPN dependerá de una tasa de interés que se descuenta dependiendo del periodo de evaluación. Por tanto, a menor tasa de interés, mayor será el VPN y, mayor rentabilidad del proyecto. Es importante tener en cuenta que cuando el VPN es igual a 0, el proyecto no generará utilidades; cuando es negativo, el proyecto debe rechazarse debido a que no alcanzaría a pagarse el proyecto; y cuando es positivo el proyecto es viable. La ecuación general para hallar el valor presente neto de un proyecto es igual a:

$$VPN = -I_o + \sum_{t=0}^n \frac{S_t}{(1+i)^t} \quad \text{Ecu. (23)}$$

Donde,

$I_o$  = Inversión inicial.

$S_t$  = Flujo de caja en cada periodo de tiempo.

$i$  = Tasa interna de oportunidad.

$n$  = número de periodos de vida del proyecto.

**4.1.2. Tasa Interna de Retorno (TIR).** Está definida como la tasa de interés con la cual el VPN es igual a cero, el VPN es calculado a partir del flujo de caja anual, trasladando todas las cantidades futuras al presente. Es un indicador de la rentabilidad de un proyecto ya que cuanto sea mayor la TIR mayor será la rentabilidad.

Se utiliza para tomar la decisión de aceptar o rechazar un proyecto, para ello la TIR se compara con una tasa mínima o tasa de corte. Si la tasa de rendimiento del proyecto (expresada por la TIR) supera la tasa de corte, se acepta la inversión, en caso contrario el proyecto será rechazado.

$$VPN = -I_o + \sum_{t=0}^n \frac{S_t}{(1+i)^t} = 0 \quad \text{Ecu. (24)}$$

**4.1.3. Tiempo de repago (Payback time).** Es el tiempo en el cual las ganancias netas del proyecto son iguales a la inversión inicial. Entre menor tiempo de repago, el proyecto será más atractivo y rentable, pero se deben tener en cuenta las condiciones externas de la industria donde se esté evaluando el proyecto, como pueden ser políticas, económicas o ambientales.

$$PayBack = \frac{InversiónInicial}{FlujodeCajaAcumulado} \quad \text{Ecu. (25)}$$

**4.1.4. Relación Beneficio/Costo (B/C).** Es un indicador económico adimensional que relaciona el valor presente neto de los ingresos con el valor presente neto de los egresos. Cuando la relación es mayor a 1, el proyecto es viable; cuando es igual a 1, el proyecto no se tendrá en cuenta ya que no generará beneficios. Cuando la relación es menor que 1, no se tendrá en cuenta ya que generará mayores gastos que beneficios.

$$B/C = \frac{|VPN_{Ingresos}|}{|VPN_{Egresos}|} \quad \text{Ecu. (26)}$$

**4.1.5. Tasa Interna de Oportunidad (TIO).** Es la tasa de interés a la cual una empresa o grupo de inversionistas están dispuestos a realizar la inversión que representa la implementación del proyecto. La TIO es fijada a partir del margen de utilidades que se desee obtener y sirve principalmente para la elección de la viabilidad de varios proyectos como patrón de comparación.

Para ECOPETROL, que es la compañía inversionista de Campo Colorado, la tasa de oportunidad está fijada en 12% efectivo anual.

Otros criterios relevantes son:

- **Precio de venta del crudo (PVC):** valor en dólares por cada barril producido en el campo, dependiendo de la calidad del mismo y las especificaciones de venta requeridos.
- **Regalías:** Es el pago que realizan las compañías petroleras al Estado por explotar los yacimientos de petróleo en Colombia. Según la Ley 756 del 2002, las regalías se pagan de acuerdo a la producción en boca de pozo. Para el caso del Campo Colorado, el pago de regalías al Estado es del 20%, porcentaje el cual fue pactado según lo establecido entre la compañía Ecopetrol y la Universidad Industrial de Santander en el convenio entre las mismas.
- **Impuesto de renta:** Impuesto de orden nacional, que grava los rendimientos a las rentas y tiene en cuenta los resultados económicos durante un periodo de año normalmente. En Colombia el impuesto está entre el 34% y 35%. Este impuesto se le aplica al total de los ingresos menos los costos de operación, mantenimiento y depreciación. Para este proyecto se usara el impuesto de renta mensual (IMR) de 2.75%.

- **Lifting Cost:** Es el costo por producción de cada barril de petróleo, tratarlo y disponer de el para la venta.

#### **4.2. EVALUACIÓN FINANCIERA DE LA CAMPAÑA DE ESTIMULACIÓN CON COILED TUBING**

La presente evaluación financiera se realiza para evaluar la factibilidad de un tratamiento orgánico de estimulación utilizando la tecnología de Coiled Tubing. Los costos de la estimulación son manejados de igual manera para todos los pozos, pero estos valores están sujetos a cambios dependiendo de las condiciones de contratación y las características de cada pozo.

La evaluación se realizará en base a los ambientes donde se asume el 50% y el 75% de remoción de los depósitos parafínicos y de manera comparativa con dos escenarios durante 2 años. Es conveniente aclarar que el valor usado para la realización de esta evaluación es la suma de las producciones incrementales de todos los pozos. En la tabla 22 se presentan los datos necesarios para desarrollar la evaluación financiera.

**Tabla 22. Información preliminar evaluación financiera.**

<b>SERVICIO</b>	<b>VALOR</b>
<b>Precio del crudo</b>	\$100,00 USD/bbl
<b>Impuesto de renta (IMR)</b>	2,83 %
<b>Regalías</b>	20 %
<b>Lifting Cost</b>	\$20,00 USD/bbl
<b>Costo transporte</b>	2 USD/bbl
<b>Costo tratamiento</b>	0,6 USD/bbl
<b>Tasa Interna de Oportunidad (TIO)</b>	12 %
<b>Perfil de declinación mensual</b>	1.33 %

Fuente: Campo Escuela Colorado.

- **Escenario 1**

Para la inversión inicial en el escenario 1, se considera la intervención de un equipo de workover convencional para realizar la inyección del fluido de tratamiento en todos los pozos. Para este escenario se suponen dos trabajos de estimulación, distribuidos de forma anual durante los dos años de evaluación.

Tabla 23. CAPEX del programa de estimulación Escenario 1.

DESCRIPCIÓN	COSTO UNITARIO	UNIDAD	COSTO TOTAL
Equipo de workover (unidad, personal, movilización, otros)*	\$ 15.000,00	USD/día/pozo	\$ 480.000,00
Camión calentador de aceite	\$ 2.500	USD/pozo	\$ 20.000
<b>Total Reacondicionamiento</b>			<b>\$ 500.000,00</b>
Dispersante	\$ 24,79	USD/gal/pozo	\$ 16.658,88
Surfactante	\$ 39,16	USD/gal/pozo	\$ 13.157,76
Solvente	\$ 3,07	USD/gal/pozo	\$ 44.355,36
Solvente mutual	\$ 32,92	USD/gal/pozo	\$ 44.244,48
<b>Total tratamiento orgánico</b>			<b>\$ 118.416,48</b>
	<b>TOTAL</b>		<b>\$ 618.416,48</b>
*El costo del servicio del equipo de Workover considera el uso y no uso del mismo durante el tiempo de contrato estipulado. Tiempo planeado por pozo: 4 días.			

Fuente: Los autores.

- **Escenario 2**

Para el escenario 2 se considera la implementación de la unidad de Coiled Tubing para realizar el trabajo de estimulación llevando a cabo dos intervenciones, una al inicio de cada año. En este escenario es necesario el uso del equipo de reacondicionamiento para operaciones de subida y bajada de sarta de varillas y producción.

Tabla 24. CAPEX del programa de estimulación Escenario 2.

DESCRIPCIÓN	COSTO UNITARIO	UNIDAD	COSTO TOTAL
Equipo de workover (unidad, personal, movilización, otros)*	\$ 15.000,00	USD/día/pozo	\$ 840.000,00
Camión calentador de aceite	\$ 2.500	USD/pozo	\$ 20.000
<b>Total Reacondicionamiento</b>			<b>\$ 860.600,00</b>
Movilización set Coiled Tubing	\$ 1.500,00	USD/pozo	\$ 12.000,00
Set Coiled Tubing (unidad CT, bomba, catch tank, reductor de fricción y software)	\$ 160.000,00	USD/mes	\$ 480.000,00
Tarifa personal de operación	\$ 862,50	USD/día/pozo	\$ 48.300,00
<b>Total Coiled Tubing**</b>			<b>\$ 540.300,00</b>
Dispersante	\$ 24,79	USD/gal/pozo	\$ 16.658,88
Surfactante	\$ 39,16	USD/gal/pozo	\$ 13.157,76
Solvente	\$ 3,07	USD/gal/pozo	\$ 44.355,36
Solvente mutual	\$ 32,92	USD/gal/pozo	\$ 44.244,48
<b>Total tratamiento orgánico</b>			<b>\$ 118.416,48</b>
	<b>TOTAL</b>		<b>\$ 1.518.716,48</b>
*El costo del servicio del equipo de Workover considera el uso y no uso del mismo durante el tiempo de contrato estipulado.			
**El costo del servicio de la unidad de Coiled Tubing hace parte de precios promocionales ofrecidos por las compañías proveedoras de este equipo. Tiempo planeado por pozo: 7 días.			

Fuente: Los autores.

A continuación se presentan las tablas con los resultados de los respectivos análisis económicos para cada escenario.

**Tabla 25. Análisis financiero Escenario 1: Remoción 50% del daño.**

<b>MES</b>	<b>CAUDAL BBL/DÍA</b>	<b>EGRESOS USD</b>	<b>INGRESOS USD</b>	<b>FLUJO DE EFECTIVO USD</b>
<b>0</b>		\$ 618.416,48	\$ 0,00	-\$ 618.416,48
<b>1</b>	81,00	\$ 54.918,00	\$ 188.898,48	\$ 133.980,48
<b>2</b>	79,92	\$ 54.185,76	\$ 186.379,83	\$ 132.194,07
<b>3</b>	78,85	\$ 53.463,28	\$ 183.894,77	\$ 130.431,49
<b>4</b>	77,80	\$ 52.750,44	\$ 181.442,84	\$ 128.692,40
<b>5</b>	76,77	\$ 52.047,10	\$ 179.023,60	\$ 126.976,50
<b>6</b>	75,74	\$ 51.353,14	\$ 176.636,62	\$ 125.283,48
<b>7</b>	74,73	\$ 50.668,43	\$ 174.281,46	\$ 123.613,03
<b>8</b>	73,74	\$ 49.992,85	\$ 171.957,71	\$ 121.964,86
<b>9</b>	72,75	\$ 49.326,28	\$ 169.664,94	\$ 120.338,66
<b>10</b>	71,78	\$ 48.668,60	\$ 167.402,74	\$ 118.734,15
<b>11</b>	70,83	\$ 48.019,68	\$ 165.170,71	\$ 117.151,02
<b>12</b>	69,88	\$ 47.379,42	\$ 162.968,43	\$ 115.589,01
<b>13</b>	68,95	\$ 665.164,17	\$ 160.795,52	-\$ 504.368,66
<b>14</b>	68,03	\$ 46.124,39	\$ 158.651,58	\$ 112.527,19
<b>15</b>	67,12	\$ 45.509,40	\$ 156.536,22	\$ 111.026,82
<b>16</b>	66,23	\$ 44.902,61	\$ 154.449,07	\$ 109.546,47
<b>17</b>	65,34	\$ 44.303,91	\$ 152.389,75	\$ 108.085,85
<b>18</b>	64,47	\$ 43.713,19	\$ 150.357,89	\$ 106.644,70
<b>19</b>	63,61	\$ 43.130,34	\$ 148.353,12	\$ 105.222,77
<b>20</b>	62,77	\$ 42.555,27	\$ 146.375,08	\$ 103.819,80
<b>21</b>	61,93	\$ 41.987,87	\$ 144.423,41	\$ 102.435,54
<b>22</b>	61,10	\$ 41.428,03	\$ 142.497,76	\$ 101.069,73
<b>23</b>	60,29	\$ 40.875,66	\$ 140.597,79	\$ 99.722,14
<b>24</b>	59,48	\$ 40.330,65	\$ 138.723,16	\$ 98.392,51

<b>Rentabilidad [USD]</b>	\$ 1.530.657,54
<b>VPN [USD]</b>	\$ 1.313.922,64
<b>TIR</b>	17%
<b>Pay Back [años]</b>	0,41
<b>Pay Back [meses]</b>	4,96
<b>Relación B/C</b>	1,60

Fuente: Los autores.

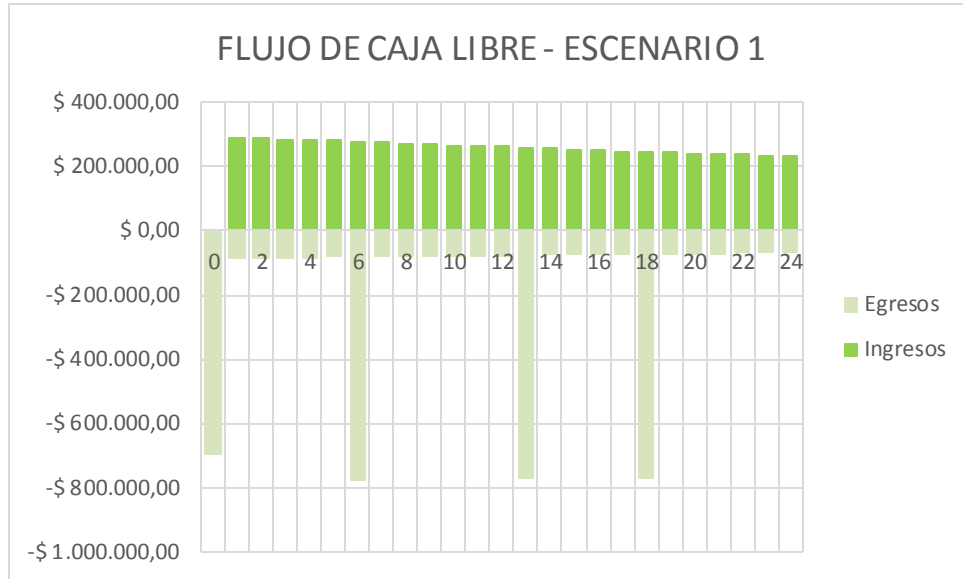
**Tabla 26. Análisis financiero Escenario 2: Remoción 50% del daño.**

<b>MES</b>	<b>CAUDAL BBL/DÍA</b>	<b>EGRESOS USD</b>	<b>INGRESOS USD</b>	<b>FLUJO DE EFECTIVO USD</b>
<b>0</b>		\$ 1.518.716,48	\$ 0,00	-\$ 1.518.716,48
<b>1</b>	81,00	\$ 54.918,00	\$ 188.898,48	\$ 133.980,48
<b>2</b>	79,92	\$ 54.185,76	\$ 186.379,83	\$ 132.194,07
<b>3</b>	78,85	\$ 53.463,28	\$ 183.894,77	\$ 130.431,49
<b>4</b>	77,80	\$ 52.750,44	\$ 181.442,84	\$ 128.692,40
<b>5</b>	76,77	\$ 52.047,10	\$ 179.023,60	\$ 126.976,50
<b>6</b>	75,74	\$ 51.353,14	\$ 176.636,62	\$ 125.283,48
<b>7</b>	74,73	\$ 50.668,43	\$ 174.281,46	\$ 123.613,03
<b>8</b>	73,74	\$ 49.992,85	\$ 171.957,71	\$ 121.964,86
<b>9</b>	72,75	\$ 49.326,28	\$ 169.664,94	\$ 120.338,66
<b>10</b>	71,78	\$ 48.668,60	\$ 167.402,74	\$ 118.734,15
<b>11</b>	70,83	\$ 48.019,68	\$ 165.170,71	\$ 117.151,02
<b>12</b>	69,88	\$ 47.379,42	\$ 162.968,43	\$ 115.589,01
<b>13</b>	68,95	\$ 1.565.464,17	\$ 160.795,52	-\$ 1.404.668,66
<b>14</b>	68,03	\$ 46.124,39	\$ 158.651,58	\$ 112.527,19
<b>15</b>	67,12	\$ 45.509,40	\$ 156.536,22	\$ 111.026,82
<b>16</b>	66,23	\$ 44.902,61	\$ 154.449,07	\$ 109.546,47
<b>17</b>	65,34	\$ 44.303,91	\$ 152.389,75	\$ 108.085,85
<b>18</b>	64,47	\$ 43.713,19	\$ 150.357,89	\$ 106.644,70
<b>19</b>	63,61	\$ 43.130,34	\$ 148.353,12	\$ 105.222,77
<b>20</b>	62,77	\$ 42.555,27	\$ 146.375,08	\$ 103.819,80
<b>21</b>	61,93	\$ 41.987,87	\$ 144.423,41	\$ 102.435,54
<b>22</b>	61,10	\$ 41.428,03	\$ 142.497,76	\$ 101.069,73
<b>23</b>	60,29	\$ 40.875,66	\$ 140.597,79	\$ 99.722,14
<b>24</b>	59,48	\$ 40.330,65	\$ 138.723,16	\$ 98.392,51

<b>Rentabilidad [USD]</b>	-\$ 269.942,46
<b>VPN [USD]</b>	-\$ 382.545,97
<b>TIR</b>	-3%
<b>Pay Back [años]</b>	1,10
<b>Pay Back [meses]</b>	13,21
<b>Relación B/C</b>	0,90

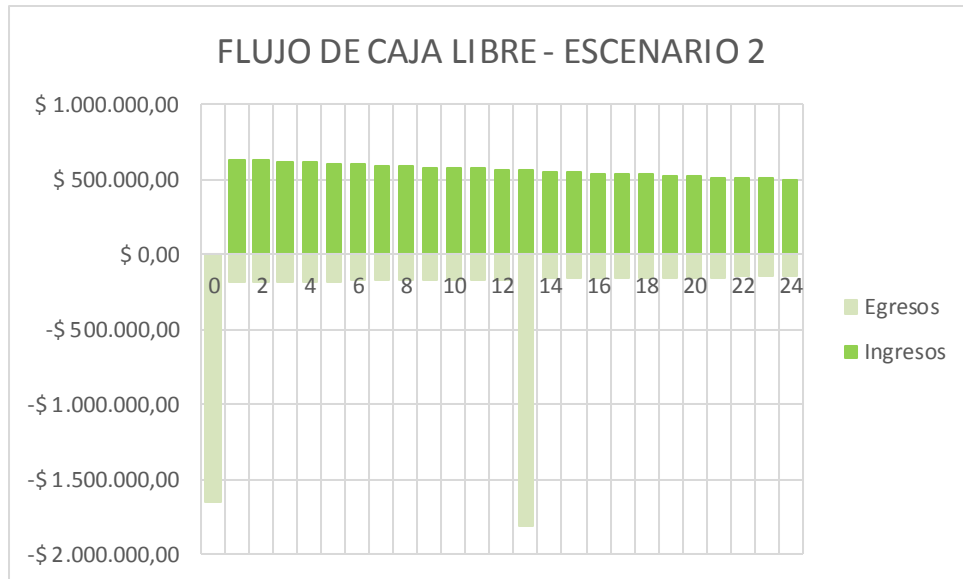
Fuente: Los autores.

**Figura 38. Flujo de caja libre Escenario 1: Remoción 50% del daño.**



Fuente: Los autores.

**Figura 39. Flujo de caja libre Escenario 2: Remoción 50% del daño.**



Fuente: Los autores.

**Tabla 27. Análisis financiero Escenario 1: Remoción 75% del daño.**

<b>MES</b>	<b>CAUDAL BBL/DÍA</b>	<b>EGRESOS USD</b>	<b>INGRESOS USD</b>	<b>FLUJO DE EFECTIVO USD</b>
0		\$ 618.416,48	\$ 0,00	-\$ 618.416,48
1	164,00	\$ 111.192,00	\$ 382.461,12	\$ 271.269,12
2	161,81	\$ 109.709,44	\$ 377.361,64	\$ 267.652,20
3	159,66	\$ 108.246,65	\$ 372.330,15	\$ 264.083,50
4	157,53	\$ 106.803,36	\$ 367.365,75	\$ 260.562,39
5	155,43	\$ 105.379,31	\$ 362.467,54	\$ 257.088,22
6	153,35	\$ 103.974,26	\$ 357.634,64	\$ 253.660,38
7	151,31	\$ 102.587,93	\$ 352.866,18	\$ 250.278,24
8	149,29	\$ 101.220,09	\$ 348.161,29	\$ 246.941,20
9	147,30	\$ 99.870,49	\$ 343.519,14	\$ 243.648,65
10	145,34	\$ 98.538,89	\$ 338.938,89	\$ 240.400,00
11	143,40	\$ 97.225,03	\$ 334.419,70	\$ 237.194,67
12	141,49	\$ 95.928,70	\$ 329.960,77	\$ 234.032,07
13	139,60	\$ 713.066,13	\$ 325.561,30	-\$ 387.504,84
14	137,74	\$ 93.387,66	\$ 321.220,48	\$ 227.832,82
15	135,90	\$ 92.142,49	\$ 316.937,54	\$ 224.795,05
16	134,09	\$ 90.913,92	\$ 312.711,71	\$ 221.797,78
17	132,30	\$ 89.701,74	\$ 308.542,22	\$ 218.840,48
18	130,54	\$ 88.505,71	\$ 304.428,32	\$ 215.922,61
19	128,80	\$ 87.325,64	\$ 300.369,28	\$ 213.043,64
20	127,08	\$ 86.161,29	\$ 296.364,35	\$ 210.203,06
21	125,39	\$ 85.012,48	\$ 292.412,83	\$ 207.400,35
22	123,72	\$ 83.878,98	\$ 288.513,99	\$ 204.635,01
23	122,07	\$ 82.760,59	\$ 284.667,14	\$ 201.906,55
24	120,44	\$ 81.657,12	\$ 280.871,57	\$ 199.214,46

<b>Rentabilidad [USD]</b>	\$ 4.366.481,14
<b>VPN [USD]</b>	\$ 3.854.365,83
<b>TIR</b>	41%
<b>Pay Back [años]</b>	0,20
<b>Pay Back [meses]</b>	2,45
<b>Relación B/C</b>	2,20

Fuente: Los autores.

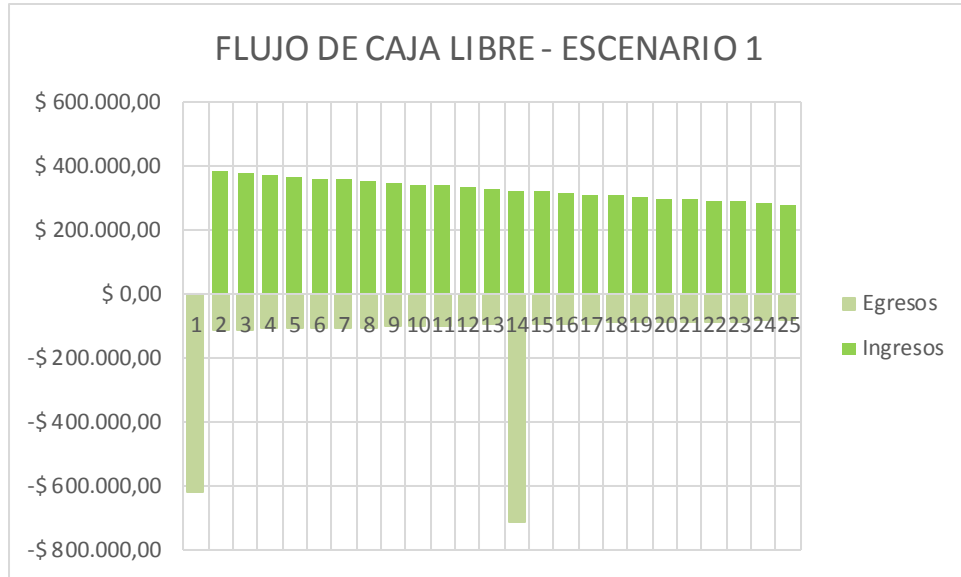
**Tabla 28. Análisis financiero Escenario 2: Remoción 75% del daño.**

<b>MES</b>	<b>CAUDAL BBL/DÍA</b>	<b>EGRESOS USD</b>	<b>INGRESOS USD</b>	<b>FLUJO DE EFECTIVO USD</b>
<b>0</b>		\$ 1.518.716,48	\$ 0,00	-\$ 1.518.716,48
<b>1</b>	164,00	\$ 111.192,00	\$ 382.461,12	\$ 271.269,12
<b>2</b>	161,81	\$ 109.709,44	\$ 377.361,64	\$ 267.652,20
<b>3</b>	159,66	\$ 108.246,65	\$ 372.330,15	\$ 264.083,50
<b>4</b>	157,53	\$ 106.803,36	\$ 367.365,75	\$ 260.562,39
<b>5</b>	155,43	\$ 105.379,31	\$ 362.467,54	\$ 257.088,22
<b>6</b>	153,35	\$ 103.974,26	\$ 357.634,64	\$ 253.660,38
<b>7</b>	151,31	\$ 102.587,93	\$ 352.866,18	\$ 250.278,24
<b>8</b>	149,29	\$ 101.220,09	\$ 348.161,29	\$ 246.941,20
<b>9</b>	147,30	\$ 99.870,49	\$ 343.519,14	\$ 243.648,65
<b>10</b>	145,34	\$ 98.538,89	\$ 338.938,89	\$ 240.400,00
<b>11</b>	143,40	\$ 97.225,03	\$ 334.419,70	\$ 237.194,67
<b>12</b>	141,49	\$ 95.928,70	\$ 329.960,77	\$ 234.032,07
<b>13</b>	139,60	\$ 1.613.366,13	\$ 325.561,30	-\$ 1.287.804,84
<b>14</b>	137,74	\$ 93.387,66	\$ 321.220,48	\$ 227.832,82
<b>15</b>	135,90	\$ 92.142,49	\$ 316.937,54	\$ 224.795,05
<b>16</b>	134,09	\$ 90.913,92	\$ 312.711,71	\$ 221.797,78
<b>17</b>	132,30	\$ 89.701,74	\$ 308.542,22	\$ 218.840,48
<b>18</b>	130,54	\$ 88.505,71	\$ 304.428,32	\$ 215.922,61
<b>19</b>	128,80	\$ 87.325,64	\$ 300.369,28	\$ 213.043,64
<b>20</b>	127,08	\$ 86.161,29	\$ 296.364,35	\$ 210.203,06
<b>21</b>	125,39	\$ 85.012,48	\$ 292.412,83	\$ 207.400,35
<b>22</b>	123,72	\$ 83.878,98	\$ 288.513,99	\$ 204.635,01
<b>23</b>	122,07	\$ 82.760,59	\$ 284.667,14	\$ 201.906,55
<b>24</b>	120,44	\$ 81.657,12	\$ 280.871,57	\$ 199.214,46

<b>Rentabilidad [USD]</b>	\$ 2.565.881,14
<b>VPN [USD]</b>	\$ 2.157.897,23
<b>TIR</b>	12%
<b>Pay Back [años]</b>	0,54
<b>Pay Back [meses]</b>	6,53
<b>Relación B/C</b>	1,44

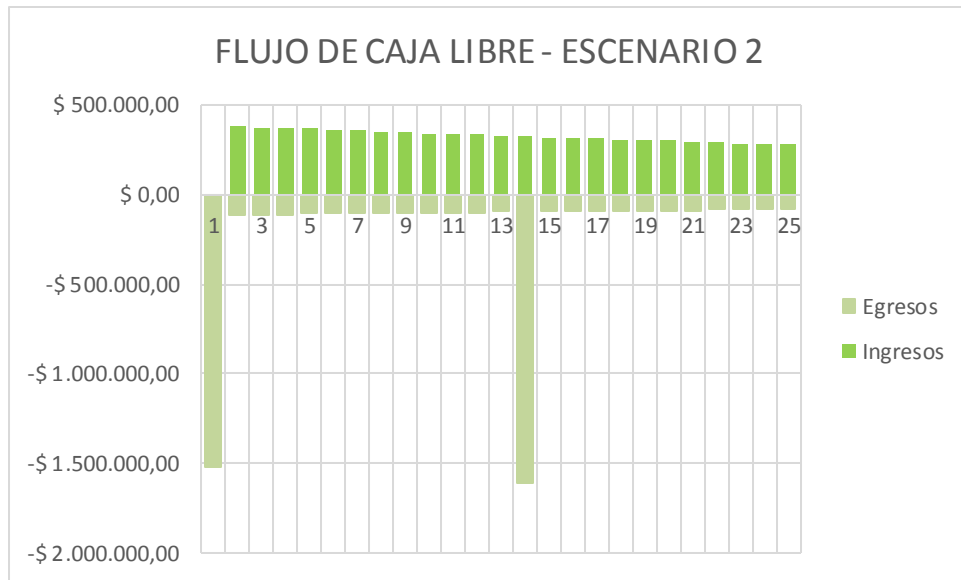
Fuente: Los autores.

**Figura 40. Flujo de caja libre Escenario 1: Remoción 75% del daño.**



Fuente: Los autores.

**Figura 41. Flujo de caja libre Escenario 2: Remoción 75% del daño.**



Fuente: Los autores.

#### 4.2.1. Análisis de resultados.

**Tabla 29. Comparación de indicadores financieros: Remoción 50% del daño.**

INDICADOR	ESCENARIO 1	ESCENARIO 2
Rentabilidad [USD]	\$ 1.530.657,54	-\$ 269.942,46
VPN [USD]	\$ 1.313.922,64	-\$ 382.545,97
TIR	17%	-3%
Pay Back [años]	0,41	1,10
Relación B/C	1,60	0,90

Fuente: Los autores.

**Tabla 30. Comparación de indicadores financieros: Remoción 75% del daño.**

INDICADOR	ESCENARIO 1	ESCENARIO 2
Rentabilidad [USD]	\$ 4.366.481,14	\$ 2.565.881,14
VPN [USD]	\$ 3.854.365,83	\$ 2.157.897,23
TIR	41%	12%
Pay Back [años]	0,20	0,54
Relación B/C	2,20	1,44

Fuente: Los autores.

De acuerdo a la anterior evaluación, se puede observar que para el ambiente de remoción del 50% del daño la implementación de la estimulación con coiled Tubing no es viable, debido a que no se generan ganancias y el VPN es negativo, mientras que el trabajo realizado con un equipo de reacondicionamiento convencional representa una buena alternativa ya que se obtiene buenas ganancias, la TIR es mayor que la TIO lo que indica que el proyecto puede ser aceptado y el trabajo se paga en un corto periodo de tiempo. Cuando se obtiene una remoción del 75% la aplicación de tanto el equipo de workover convencional como la de la tecnología propuesta en este proyecto son económicamente viables; sin embargo realizar el

trabajo con Coiled Tubing implica mayores gastos que el trabajo realizado con el equipo de reacondicionamiento convencional que incluso genera mayores ganancias que el realizado por Coiled Tubing, y por tanto no es pertinente hacer la inversión de este equipo.

## 5. CONCLUSIONES

1. A partir del análisis SARA y la destilación simulada por cromatografía de gases, se determinó que el material depositado en cada uno de los pozos del Campo Colorado contiene en promedio 56.82% de saturados y 7% de asfaltenos. El material sólido depositado corresponde al tipo de cera macrocristalina; sin embargo, el crudo es de naturaleza inestable favoreciendo a la precipitación de asfaltenos ante cualquier cambio de temperatura y presión.
2. El desarrollo de las curvas IPR mediante el modelo de Perez y Kelkar fue el más apropiado para determinar el comportamiento de producción porque fue el que mejor se ajustó al estado mecánico de los pozos, considerando principalmente los TPP.
3. La viabilidad financiera de realizar el trabajo de estimulación es positiva en el escenario 1, es decir realizar el trabajo con un equipo de workover convencional anualmente, debido que los resultados obtenidos según la evaluación financiera son positivos, siendo un proyecto rentable con un tiempo de pago menor a un año.
4. Realizar el proyecto de estimulación de los pozos del campo mediante una unidad de Coiled Tubing no es una opción admisible dentro de los límites económicos, en parte a que la inversión inicial es mayor teniendo en cuenta que todos los pozos producen por bombeo mecánico lo que amerita la contratación de un equipo convencional de reacondicionamiento adicional.
5. A partir del estado mecánico de los pozos de Campo Colorado, donde generalmente se compone de tubing de  $2\frac{7}{8}$  pulgadas, el diámetro de sarta de Coiled Tubing recomendado es  $1\frac{1}{2}$  o  $1\frac{1}{4}$  pulgadas sin embargo no es

viable implementar una tubería de 1½ pulgadas ya que su costo es mayor al de la tubería de 1¼ pulgadas. Además, ya que el trabajo se va a realizar en varios pozos, con bajada y subida de sarta cada vez que se movilice la unidad a una siguiente locación, el CT 90 se considera el indicado para el trabajo por tener un límite elástico mayor al del CT 80 aumentando su vida útil y reduciendo el riesgo de agrietamientos y fugas por fatiga.

## 6. RECOMENDACIONES

1. Realizar una base de datos con información reciente de Campo Escuela Colorado, permitiendo así realizar estimaciones de restablecimiento o incremento de flujo más certeros y establecer un mejor procedimiento operacional.
2. Para llevar a cabo la estimulación de un pozo mediante la inyección de fluidos es necesario realizar previamente una serie de pruebas y ensayos para estudiar, determinar y seleccionar adecuadamente las condiciones y características del pozo y del fluido de yacimiento.
3. Desarrollar un estudio de daño de formación que identifique los problemas que afectan la cara del pozo y su radio de incidencia.
4. Antes de iniciar el trabajo de estimulación se debe recomendar revisar los tanques donde se llevará a cabo la mezcla de los aditivos químicos que componen el fluido de estimulación, verificar que no estén sucios, debido a que al bombear el tratamiento químico, puede acarrear partículas contaminantes y ocasionar mayor daño a la formación.
5. Se recomienda realizar un estudio de la implementación de Coiled Tubing en un proyecto de acidificación o fracturamiento hidráulico en Campo Escuela Colorado.
6. Se debe determinar la presión de fractura de fondo de pozo y la presión máxima de tratamiento de superficie; ésta debe ser comunicada a todo el personal involucrado en la operación y no se debe superar este valor, sin autorización de un superior.

7. Antes de iniciar el trabajo de estimulación, se debe recomendar revisar los tanques de fluido de tratamiento, que no esten sucios, debido a que al bombear el tratamiento, pueda acarrear partículas contaminantes y ocasionar daño en la formación.

## BIBLIOGRAFÍA

1. AGUIRRE, P. Ricardo. Optimización de la limpieza de parafina en pozos del Noroeste peruano utilizando unidad a cable. Lima, 2004.
2. AKRICH, Oscar. CALLAROTI, Gean. RODRIGUEZ, Rafael. ULLOA, Joel. Stimulation with Coiled Tubing and Fluidic Oscillation. SPE-113716-MS. 2008.
3. AL-TAQ, Ali A., ABOU ZEID, Saleh M., AL-HAJI, Habeeb H., SALEEM, Jaffar A. Removal of organic deposits from oil producing wells in a sandstone reservoir: a lab study and a case history. 2013.
4. ALONSO, Claudine. LECONTE, Aubin. MILNE, Arthur. TORRES, Carlos. TREINT, Frederic. Asphaltenes pipeline cleanout: A horizontal challenge for Coiled Tubing. SPE-93272-MS. 2005.
5. BEGGS, H, Production Optimization Using Nodal Analysis, OGCI and Petroskill Publications Tulsa, Oklahoma, Second Edition, 2003.
6. BELL, Gavin J. BOYLE, David. MCGINN, Paul. Coiled Tubing Stimulation Treatment in an Offshore Injection Well: A Case History. SPE-30427-MS. 1995.
7. BRUNSKILL, D. CAMPBELL, A. Advances in Coiled Tubing jetting technology. SPE-60721-MS. 2000.
8. CELIS CASTELLANOS, Jonatan. LEON GIRAL, Oscar Arturo. Selección de pozos candidatos a la estimulación. Caso Campo Colorado.

9. ECONOMIDES, Michael J & HILL, A. Daniel. Petroleum Production System. Prentice Hall. 1994.
10. ELIAS, Mohamed. FATTAH, K.A.. New inflow performance relationship for solution-gas drive oil reservoirs. Cairo University, Faculty of Engineering., Petroleum Department, Giza, Egypt. 2012.
11. HALLIBURTON. Manual introducción a la estimulación. 2001.
12. ICOTA (International Coiled Tubing Association). An introduction to Coiled Tubing: history, applications and benefits.
13. LEAL GARCIA, Jorge Luis. Evaluación de la productividad de los pozos arenados y dañados ubicados en el campo huayparí pdvsa - petropiar, luego de someterlos a un tratamiento de limpieza y estimulación con el equipo de Coiled Tubing. Universidad De Oriente, Núcleo De Anzoátegui, Escuela De Ingeniería Y Ciencias Aplicadas, Departamento De Petróleo. 2011.
14. LIZCANO NIÑO, Juan Carlos. PADRON GARCIA, Robert Eduardo. Evaluación del efecto de la depositación de asfaltenos en el medio poroso a condiciones dinámicas para un crudo colombiano. Bucaramanga. 2014.
15. LOPEZ A., Sergio, OCHOA, Ismael Orlando. Evaluación de un tratamiento químico para el control de parafina en el crudo del Campo Colorado. 2009.
16. MAGGIOLO, Ricardo. Optimización de la producción mediante análisis nodal. ESP OIL Engineering Consultants 2008.

17. MARTÍNEZ G., José Luis. Aplicaciones con tubería flexible en pozos petroleros. México DF. 2010.
18. MARTINEZ, G. Rosa Isabel, AMAYA, B. Miguel Isnardo. Aplicación de un tratamiento químico para el control de parafina en la tubería de producción en el crudo del Campo Escuela Colorado. Bucaramanga, 2010.
19. NIND, T. E. W. Principles of Oil Well Production. McGraw Hill Second Edition. New York, 1981.
20. PEREZ, Godolfredo, SPE, and KELKAR, B.G., SPE. A new method to predict two phase pressure drop across perforations. U. of Tulsa. SPE Production Engineering. February 1991.
21. POVEDA MALAVER, Diana Milena. Diseño de un tratamiento químico para remover depósitos orgánicos a nivel de la cara de la formación. Aplicación Campo Colorado. 2009.
22. SCHLUMBERGER DOWELL. Coiled tubing manual. 1995.
23. SHEN, Yu. Synthesis and Characterization of Oil-soluble Dispersants. Waterloo. Ontario, Canada, 2006.
24. SUKAMO, Pudjo and TOBING, Edward L. Inflow Performance Relationship for Perforated Wells Producing From Solution Gas Drive Reservoir. March 1995. Paper SPE 29312.
25. TAMAYO, Cristian. Aplicaciones de Coiled Tubing en la limpieza de perforaciones en un pozo inyector. Universidad Tecnológica Equinoccial. Quito. 2011.

26.ZOQUE VIVAS, Andres Giovanny. Estimulación matricial de una formación en la cuenca oriental ecuatoriana usando nitrógeno y unidad de Coiled Tubing. Quito. 2004.

## Anexo A. Propiedades de desempeño Coiled Tubing.

Specification Requirements							Calculated Performance Properties <sup>a</sup>			
Specified Diameter Inch <i>D</i>	Plain End Weight (lb./ft. <sup>b</sup> )	Grade	Wall Thickness		Inside Diameter Inch <i>d</i>	Hydrostatic Test Pressure (psi) <sup>c</sup>	<i>D/t<sub>min</sub></i> Ratio <sup>d</sup>	Pipe Body Yield Load (lb.) <i>L<sub>y</sub></i> <sup>e</sup>	Pipe Internal Yield Pressure (psi) <i>P<sub>r</sub></i> <sup>e</sup>	Torsional Yield Strength (lb./ft.) <i>T</i> <sup>f</sup>
			Specified Inch <i>t</i>	Minimum Inch <i>t<sub>min</sub></i>						
1.250	1.03	CT55	.083	.078	1.084	5,500	16.03	15,800	6,860	440
1.250	.94	CT70	.075	.070	1.100	6,300	17.86	18,160	7,840	517
1.250	1.00	CT70	.080	.075	1.090	6,700	16.67	19,380	8,400	544
1.250	1.08	CT70	.087	.082	1.076	7,300	15.24	21,060	9,180	582
1.250	1.17	CT70	.095	.090	1.060	8,100	13.89	22,960	10,080	623
1.250	1.25	CT70	.102	.097	1.046	8,700	12.89	24,600	10,860	658
1.250	1.33	CT70	.109	.104	1.032	9,300	12.02	26,210	11,650	691
1.250	1.50	CT70	.125	.117	1.000	10,000	10.68	29,150	13,100	762
1.250	1.60	CT70	.134	.126	.982	10,000	9.92	31,140	14,110	799
1.250	1.82	CT70	.156	.148	.938	10,000	8.45	35,870	16,580	882
1.250	2.01	CT70	.175	.167	.900	10,000	7.49	39,770	18,700	944
1.250	.94	CT80	.075	.070	1.100	7,200	17.86	20,760	8,960	590
1.250	1.00	CT80	.080	.075	1.090	7,700	16.67	22,150	9,600	622
1.250	1.08	CT80	.087	.082	1.076	8,400	15.24	24,070	10,500	665
1.250	1.17	CT80	.095	.090	1.060	9,200	13.89	26,240	11,520	712
1.250	1.25	CT80	.102	.097	1.046	9,900	12.89	28,110	12,420	752
1.250	1.33	CT80	.109	.104	1.032	10,000	12.02	29,950	13,310	790
1.250	1.50	CT80	.125	.117	1.000	10,000	10.68	33,320	14,980	871
1.250	1.60	CT80	.134	.126	.982	10,000	9.92	35,590	16,130	913
1.250	1.82	CT80	.156	.148	.938	10,000	8.45	40,990	18,940	1,008
1.250	2.01	CT80	.175	.167	.900	10,000	7.49	45,460	21,380	1,079
1.250	.94	CT90	.075	.070	1.100	8,100	17.86	23,350	10,080	664
1.250	1.00	CT90	.080	.075	1.090	8,600	16.67	24,920	10,800	700
1.250	1.08	CT90	.087	.082	1.076	9,400	15.24	27,080	11,810	748
1.250	1.17	CT90	.095	.090	1.060	10,000	13.89	29,520	12,960	801
1.250	1.25	CT90	.102	.097	1.046	10,000	12.89	31,620	13,970	846
1.250	1.33	CT90	.109	.104	1.032	10,000	12.02	33,700	14,980	889
1.250	1.50	CT90	.125	.117	1.000	10,000	10.68	37,480	16,850	980
1.250	1.60	CT90	.134	.126	.982	10,000	9.92	40,040	18,140	1,028
1.250	1.82	CT90	.156	.148	.938	10,000	8.45	46,110	21,310	1,134
1.250	2.01	CT90	.175	.167	.900	10,000	7.49	51,140	24,050	1,214

Note: lb. = pounds; / = per; ft. = foot (feet); psi = pounds per square inch.

<sup>a</sup>The performance properties and hydrostatic test pressures shown apply to new pipe, and do not take into account additional deformation, axial load, residual stresses, or ovality caused by spooling or service cycling.

<sup>b</sup>Pipe weight in pounds/foot is based on specified dimensions of pipe.

<sup>c</sup>Barlow's formula is used to calculate the internal yield pressure (Equation 7) and the hydrostatic test pressure (Equation 1). The minimum wall thickness, the specified minimum yield strength, and the specific outside diameter are used in the calculation. The effect of axial loading on internal yield pressure is not included.

<sup>d</sup>The calculated *D/t<sub>min</sub>* Ratio as listed in Table 3 is based on the specified outside diameter and minimum wall thickness of the coiled tubing size shown.

<sup>e</sup>Pipe body yield load is based on specified outside diameter, minimum wall thickness, and minimum specified yield strength as seen in Table 2.

<sup>f</sup>Working pressure and working loads should be based on appropriate safety factors, taking into account the serviceability issues discussed in Section 5.

## Anexo B. Análisis nodal pozos seleccionados.

