

**OPTIMIZACIÓN DE INYECCIÓN DE ACEITE CALIENTE PARA TRATAMIENTO  
DE PARAFINAS EN EL CAMPO LISAMA USANDO ACEITE LIVIANO DE CICLO  
COMO FLUIDO DE INYECCIÓN E IMPLEMENTANDO UNA VÁLVULA BY-  
PASS**

ANDRÉS MAURICIO CORDERO LEÓN  
JORGE MARIO HERNÁNDEZ ESCOBAR



**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA  
2018**

**OPTIMIZACIÓN DE INYECCIÓN DE ACEITE CALIENTE PARA TRATAMIENTO  
DE PARAFINAS EN EL CAMPO LISAMA USANDO ACEITE LIVIANO DE CICLO  
COMO FLUIDO DE INYECCIÓN E IMPLEMENTANDO UNA VÁLVULA BY-  
PASS**

ANDRÉS MAURICIO CORDERO LEÓN  
JORGE MARIO HERNÁNDEZ ESCOBAR

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

**Director:**

EDISON ODILIO GARCÍA NAVAS  
**Msc. Ingeniería de Hidrocarburos**

**Codirector:**

WILLIAM ALBERTO PÁEZ CRESPO  
**Ingeniero de Petróleos**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2018**

## DEDICATORIA

**“Más gracias sean dadas a Dios, que nos da la victoria por medio de nuestro  
Señor Jesucristo.”  
1 Corintios 15: 57**

A Dios primeramente, que ha estado ahí siempre, durante todos los días de mi vida, en los momentos más difíciles.

A mi madre, Maria Eugenia Escobar Vesga, que es la razón principal de mi vida, que me ha enseñado todos mis principios y valores, que nunca desfalleció ante cualquier adversidad, que sola sacó adelante a dos hijos, con el sudor de su frente y mucho amor.

A toda mi familia, que me acompañan e impulsan incondicionalmente a seguir mis sueños; pero especialmente a mí abuelo Libardo Escobar y a Rubén Jiménez por ser ese apoyo para mi mamá y para mí.

A mi familia de la fe, mi iglesia UPG por todo su apoyo y sus oraciones, especialmente a Liliana Martelo y mi tía Bernarda Florez Ospino. A mis amigos, que digo amigos, mis hermanos Oscar Angulo y Pedro Pérez que siempre estuvieron a mi lado brindándome su respaldo.

A mis compañeros, profesores y todas las personas que conocí durante mi carrera universitaria. A Barrancabermeja una hermosa y excelente ciudad, la mejor de Colombia, y al Alianza Petrolera por su ascenso a primera división del fútbol profesional colombiano.

**JORGE MARIO HERNANDEZ ESCOBAR**

## **DEDICATORIA**

A mi madre, quien ha sido mi pilar, mi fuerza y guía a lo largo de este camino profesional y personal, quien gracias a su dedicación al trabajo y con gran esfuerzo, me brindó la oportunidad de formarme como ingeniero de petróleos.

A mi familia, quienes motivan mi deseo de triunfar ofreciéndome su amor incondicional, confiando plenamente en mis capacidades y proyecciones futuras, en las cuales ellos están presentes.

A mi Padre, por sus buenos consejos y bendiciones, su propósito de verme como profesional.

A mis colegas y compañeros de la Universidad, de quienes logre aprender lo mejor que cada uno, valores y virtudes que puedo decir, supe aprovechar.

A mis compañeros de trabajo, con quienes emprendí la etapa profesional, de los cuales logro rescatar las mejores destrezas y ganas de salir a delante con un proyecto laboral.

**ANDRÉS MAURICIO CORDERO LEÓN**

## **AGRADECIMIENTOS**

Primeramente a Dios por la vida, y por permitirnos culminar nuestra carrera profesional.

A la Escuela de Ingeniería de Petróleos y la Universidad Industrial de Santander por permitirnos formarnos en esta hermosa profesión.

A la Universidad Industrial de Santander Sede Barrancabermeja, que fue donde aprendimos las bases de nuestra carrera profesional, y allí conocimos excelentes profesionales que nos impulsaron a continuar con nuestros estudios.

M.Sc. Edison Odilio García Navas director de este proyecto por su motivación, apoyo, colaboración y todo el tiempo dedicado.

Al ingeniero William Alberto Páez por la dirección y apoyo en la terminación del proyecto.

Al ingeniero y profesor Oscar Vanegas por su ayuda en la elaboración del proyecto.

A ECOPETROL S.A. por la oportunidad de realizar las prácticas industriales en esta excelente y gran empresa, por brindarme un espacio para aprender y crecer como profesional y persona.

A los señores Giany Cortez, Cecilio Ardila, Abel Cala, Oswaldo Villa, Orlando Gomez y todos los cuñeros, encuelladores y maquinistas de la Gerencia de Mares, Coordinación de subsuelo, que me ayudaron con el trabajo de grado, y lo más importante a los que enseñaron cosas para mi crecimiento como persona durante la práctica.

A Fredys Martinez y cada uno de las personas de Servicio a Pozos, de la Gerencia de Mares que trabajaron conmigo, me acompañaron y enseñaron cosas muy valiosas como profesional.

A Alfonso Jimenez Jiron, de FEPCO SERVICES, por todo su apoyo y colaboración en el trabajo de grado.

A Wilber Ferrer, docente en la Sede Barrancabermeja, por ser nuestro ejemplo a seguir, el mejor en Termodinámica de Barrancabermeja, excelente ingeniero, profesor y persona. Por todas sus enseñanzas y consejos.

A todas las personas que influyeron en nuestra formación como personas y como profesionales. Mil Gracias.

## TABLA DE CONTENIDO

	<b>Pág.</b>
INTRODUCCIÓN .....	19
1. DEPÓSITOS ORGÁNICOS .....	21
1.1 DEFINICIÓN Y CLASIFICACIÓN DE LAS PARAFINAS .....	25
1.1.1 Ceras macrocristalinas o parafínicas. ....	26
1.1.2 Ceras microcristalinas.....	27
1.2 PRECIPITACIÓN DE PARAFINAS.....	28
1.2.1 Temperatura .....	29
1.2.2 Presión.....	30
1.2.3 Peso molecular de las ceras de parafina .....	31
1.2.4 Naturaleza de la solución.....	31
1.2.5 Tasa de flujo. ....	31
1.2.6 Cristalización de las parafinas. ....	32
1.2.6.1 Umbral de cristalización .....	33
1.2.6.2 Mecanismos de depositación.....	36
1.3 EFECTOS POR PRECIPITACIÓN DE PARAFINAS .....	37
1.3.1 Problemas en la formación.. ....	38
1.3.2 Problemas durante la producción. ....	38
1.3.3 Daños en líneas de producción y superficie.....	40
1.3.4 Cambios del comportamiento reológico.....	41
1.4 CONTROL Y REMOCIÓN DE PARAFINAS .....	42
1.4.1 Técnicas de remoción.....	42
1.4.2 Técnicas de prevención. ....	44
2. GENERALIDADES DEL CAMPO LISAMA .....	46

2.1 MECANISMOS DE PRODUCCIÓN .....	47
2.2 MODELO ESTRUCTURAL .....	48
2.3 MODELO ESTRATIGRÁFICO .....	49
2.3.1 Formación Colorado (Mioceno inferior a medio) .....	50
2.3.2 Formación Mugrosa (Oligoceno).....	51
3. INYECCIÓN DE ACEITE CALIENTE CONVENCIONAL .....	52
3.1 EQUIPOS Y HERRAMIENTAS .....	52
3.2 DESCRIPCIÓN BÁSICA DEL PROCEDIMIENTO.....	53
3.3 DESARROLLO DE LA OPERACIÓN.....	53
3.4 CONSECUENCIAS DE LA INYECCIÓN DE ACEITE CALIENTE.....	55
3.4.1 Daño a la formación por depositación orgánica durante una inyección de aceite caliente. ....	62
3.4.1.1 Proceso de inyección de aceite caliente. ....	63
3.4.1.2 Fuente del aceite para la inyección.....	64
3.4.1.3 Proceso de calentamiento.....	65
3.4.2 Caso ejemplo-Campo Escuela Colorado .....	66
4. ACEITE LIVIANO DE CICLO .....	67
4.1 PROPIEDADES DEL ALC .....	68
4.2 CARACTERIZACIÓN DEL ALC .....	70
5. EQUIPOS Y HERRAMIENTAS PARA LA INYECCIÓN DE ALC USANDO LA VÁLVULA BY-PASS .....	73
5.1 VÁLVULA BY-PASS.....	73
5.2 SARTA DUAL .....	78
5.3 CABEZAL DEL POZO .....	79
5.4 ANÁLISIS TÉCNICO DEL USO DE LA VÁLVULA BY-PASS EN LA INYECCIÓN DE ACEITE CALIENTE .....	80
5.4.1 Screening de Selección .....	84
5.4.2 Caso ejemplo pozo Lisama X. ....	85

5.4.2.1 Estado Mecánico con la Válvula By-Pass.....	85
5.4.2.2 Volumen de ALC a inyectar .....	87
5.4.2.3 Temperatura de inyección con ALC.....	90
5.4.2.4 Instalación de la válvula.....	90
6. ANÁLISIS FINANCIERO.....	92
6.1 FLUJO DE CAJA .....	94
6.1.1 Ingresos.....	94
6.1.2 Egresos.....	94
6.2 ÍNDICES FINANCIEROS .....	95
6.2.1 Valor presente neto (VPN).....	95
6.2.2 Tasa de interés de oportunidad (TIO).....	95
6.2.3 Tasa interna de retorno (TIR).....	96
6.2.4 Limite financiero.....	96
6.3 COSTOS DE IMPLEMENTACION .....	96
6.4 PROYECCIÓN DE RESULTADOS .....	98
7. CONCLUSIONES .....	104
8. RECOMENDACIONES.....	106
BIBLIOGRAFÍA.....	107
ANEXOS .....	113

## LISTA DE FIGURAS

	<b>Pág.</b>
Figura 1. Agregación y precipitación de asfaltenos.....	24
Figura 2. Clasificación de las parafinas. ....	27
Figura 3. Esquemización del punto de nube, transición y punto de fluidez.....	30
Figura 4. Envoltente de precipitación de ceras parafínicas .....	35
Figura 5. Precipitación de parafinas en un pozo fluyendo. ....	36
Figura 6. Patrones de depositación en líneas de superficie.....	41
Figura 7. Raspador, para remover parafinas .....	43
Figura 8. Localización del Campo Lisama. ....	46
Figura 9. Esquema estructural del sector del Campo Lisama.....	50
Figura 10. Columna estratigráfica de la CVMM (Cuenca Valle Medio Magdalena). .....	51
Figura 11. Daño a la Formación por Inyección. ....	55
Figura 12. Esquema general del Proceso de Aceite Caliente.....	57
Figura 13. Trabajo de Aceite Caliente en Estado Unidos. ....	58
Figura 14. Ejemplo Perfil de gravedad API estimado para el Pozo Lisama-167. ...	60
Figura 15. Inyección de Aceite caliente vs Agua caliente. ....	61
Figura 16. Daño por parafina en la formación.....	63
Figura 17. Depositación de parafinas en el tanque de almacenamiento.....	65
Figura 18. Consecuencias de la inyección de aceite caliente en un pozo en el Campo Colorado. ....	66
Figura 19. Curva histórica de producción del pozo Colorado 38.....	67
Figura 20. Unidad de craqueo catalítico fluidizado (FCC).....	70
Figura 21. Válvula By-Pass.....	74
Figura 22. Bomba Kobe. ....	74
Figura 23. Secuencia de la Bomba libre. ....	76

Figura 24. Posiciones de la válvula de 4 vías. ....	77
Figura 25. Esquema del sistema con sarta dual en funcionamiento. ....	78
Figura 26: Cabezal Diseñado para la inyección de ALC .....	79
Figura 27. Stuffing box y Adapter tubing head. ....	79
Figura 28: Tubing head. ....	80
Figura 29. Perfil de temperatura de ACOP (aceite caliente optimizado) del pozo Tesoro 37. ....	83
Figura 30. Estado mecánico Lisama X. ....	86
Figura 31. Estado mecánico con válvula BY-PASS Lisama X. ....	88
Figura 32. Comparativo generalizado de producción. ....	101
Figura 33. Producción incremental de los dos procesos. ....	102

## LISTA DE TABLAS

	<b>Pág.</b>
Tabla 1. Clasificación de los depósitos orgánicos por composición.....	23
Tabla 2. Causas de daño a la formación por parafinas.....	39
Tabla 3. Características del Campo Lisama. ....	49
Tabla 4. Clasificación de la gravedad API.....	58
Tabla 5. Tabla de Gravedades API de algunos pozos de Lisama. ....	59
Tabla 6. Pruebas de factibilidad para el uso del ALC .....	71
Tabla 7. Datos de pozos parafínicos del Campo Lisama. ....	81
Tabla 8. Datos gradientes y presión de pozos del Campo Lisama. ....	82
Tabla 9. Profundidad de Cristalización de Parafinas en pozos del Campo Lisama. .....	83
Tabla 10. Datos de los pozos. Unión de tablas 8 y 9. ....	84
Tabla 11. Selección del pozo Lisama X. ....	85
Tabla 12. Datos del pozo ejemplo Lisama X. ....	85
Tabla 13. Sarta de tubería de Lisama X con válvula By-Pass. ....	87
Tabla 14. Sarta de varillas con sus respectivos Diámetros externos. ....	89
Tabla 15. Precios del trabajo de inyección con crudo convencional y ALC .....	97
Tabla 16. Inversión en equipos e Instalación .....	98
Tabla 17. Flujo de caja inyección convencional .....	99
Tabla 18. Flujo de caja inyección de ALC .....	100

## LISTA DE ANEXOS

	<b>Pág.</b>
Anexo A. Equipos y herramientas inyección de aceite caliente. ....	113
Anexo B. Instructivo para la operación de sacada de varillas en sencillos. ....	119
Anexo C. Instructivo para la operación de sacada de tubería en sencillos. ....	136
Anexo D. Instructivo para la operación de bajada de raspador.....	147
Anexo E. Instructivo para la operación de bajada de tubería en sencillos. ....	156
Anexo F. Instructivo para la operación de bajada de varillas. ....	171

## RESUMEN

**TITULO:** OPTIMIZACIÓN DE INYECCIÓN DE ACEITE CALIENTE PARA TRATAMIENTO DE PARAFINAS EN EL CAMPO LISAMA USANDO ACEITE LIVIANO DE CICLO COMO FLUIDO DE INYECCIÓN E IMPLEMENTANDO UNA VÁLVULA BY-PASS \*

**AUTORES:** ANDRES MAURICIO CORDERO LEON  
JORGE MARIO HERNANDEZ ESCOBAR \*\*

**PALABRAS CLAVES:** Inyección de aceite caliente, aceite liviano de ciclo, válvula by-pass, ceras parafínicas, campo Lisama, cristalización de parafinas, remoción y control de depósitos de parafina.

### DESCRIPCIÓN

Durante la explotación comercial de un pozo, se experimentan diferentes sucesos que llegan a afectar la producción continua de los fluidos que se encuentran contenidos en el yacimiento, cuestión que debe ser abarcada de manera oportuna para evitar que con el paso del tiempo se agrave la situación. Los depósitos orgánicos son una causa común de este tipo problema, por lo cual la búsqueda constante de tecnologías y procesos que ayuden a mitigar estas restricciones y daños, genera optimismo al momento de implementar un procedimiento que mitigue los efectos de la depositación.

En este documento se expone una metodología de aplicación para un tratamiento térmico a base de aceite liviano de ciclo con una válvula By-Pass para remover depósitos orgánicos de ceras de parafina en un pozo del Campo Lisama, en el departamento de Santander.

El tratamiento se presenta con la percepción de un incremento en el caudal de aceite, posterior a la limpieza por calentamiento de las ceras adheridas, arrastrándolas junto con otros posibles componentes orgánicos e inorgánicos presentes en la sarta de producción. Con este trabajo se busca optimizar la técnica utilizada convencionalmente con aceite caliente proveniente del Campo de estudio, y que ha demostrado no ser eficiente en procesos de inyección. Posteriormente a la selección del pozo que cumpla con las pautas adecuadas, se lleva a cabo una evaluación global del proyecto en base a criterios financieros relevantes en el momento que se debe verificar y aprobar la viabilidad del mismo.

---

\* Proyecto de grado

\*\* Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: M.Sc. Edison Odilio García Navas, Ingeniero de Petróleos, Codirector: William Alberto Páez Crespo, Ingeniero de Petróleos

## ABSTRACT

**TITLE:** OPTIMIZATION OF HOT OIL INJECTION FOR PARAFFINS TREATMENT IN LISAMA FIELD USING LIGHT CYCLE OIL AS INJECTION FLUID AND IMPLEMENTING A BY-PASS VALVE \*

**AUTHORS:** ANDRES MAURICIO CORDERO LEON  
JORGE MARIO HERNANDEZ ESCOBAR \*\*

**KEY WORDS:** Hot oil injection, light cycle oil, bypass valve, paraffin waxes, Lisama field, paraffin crystallization, removal and control of paraffin deposits.

### DESCRIPTION

During the commercial well exploitation, different events are experienced that affect the continuous production of the fluids that are contained in the reservoir, an issue that must be covered in a timely manner to prevent the situation gets worse over time. Organic deposits are a common cause of this kind of problem, hence the constant search for technologies and processes that help to mitigate these restrictions and damages generates optimism when implementing a procedure that mitigates the effects of deposition.

This document presents an application methodology for a thermal treatment based on light cycle oil to remove organic deposits of paraffin waxes in a well of the Lisama Field, Department of Santander.

The treatment is presented with the perception of an increase in the flow of oil, after cleaning by heating the adhering waxes, dragging along other possible organic and inorganic components present in the production string. This work seeks to optimize the conventionally used technique with hot oil coming from the Study Field which has shown it has not been efficient in injection processes. Subsequent to the selection of the well that complies with the appropriate guidelines, an overall evaluation of the project is carried out based on relevant financial criteria at the time that the viability of the project must be verified and approved.

---

\* Degree project

\*\* Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: M.Sc. Edison Odilio García Navas, Ingeniero de Petróleos, Codirector: William Alberto Páez Crespo, Ingeniero de Petróleos

## INTRODUCCIÓN

Por medio de este trabajo se busca definir los efectos nocivos causados por la precipitación de los depósitos orgánicos de ceras parafínicas, en el campo productor la Lisama del departamento de Santander y atacar dicho problema. Generalmente este tipo de inconvenientes se manifiestan con caídas de producción, taponamientos de tubing y/o líneas, daños de varillas, bombas y un número considerable de averías a lo largo del sistema de producción. El control y remoción de los conglomerados se puede ejecutar de diversas maneras, de las cuales se destaca la inyección de aceite caliente, que se usa en el campo. En la presente investigación se busca optimizar dicho proceso, cambiando el fluido inyección por aceite liviano de ciclo (ALC) e implementando una válvula By-Pass.

En el primer capítulo se explica que son los depósitos orgánicos y la precipitación de las parafinas (causas, consecuencias y técnicas de control); en el segundo capítulo las generalidades del campo Lisama.

En el capítulo tres se detalla el proceso de inyección de aceite caliente convencional que se usa actualmente en el campo Lisama, junto con las consecuencias y el daño que puede generar en un pozo, con un caso ejemplo de un pozo del campo escuela Colorado. En el cuarto capítulo detalla que es el ALC, propiedades y caracterización del mismo.

El quinto capítulo describe el nuevo procedimiento de inyectar ALC con la válvula By-Pass, definiendo cada herramienta (válvula, sarta dual, cabezal), también se realiza un análisis técnico, un screening de selección (para un caso ejemplo con un pozo de Lisama).

El sexto y último capítulo es un análisis financiero de todo el proyecto para el pozo seleccionado, comparando la producción del pozo con el trabajo de aceite caliente vs la optimización con ALC y la válvula, donde se observa la viabilidad económica del trabajo.

El uso de ALC como fluido de inyección es una excelente alternativa para la remoción de depósitos orgánicos debido a su bajo contenido de parafina y que se comporta como un fluido newtoniano; y con la implementación de la válvula By-Pass la zona productora del pozo no tiene contacto con el fluido caliente inyectado, generando una reducción considerable del daño a la formación. Se realizó un análisis financiero del proyecto dando resultados económicamente viables (VPN, TIR) y se demuestra la producción incremental comparada con la inyección de aceite convencional.

## 1. DEPÓSITOS ORGÁNICOS

Los depósitos orgánicos son conglomerados de compuestos hidrocarburos, los cuales precipitan del fluido de producción bajo la influencia de distintos factores que actúan sobre el comportamiento del aceite, desde el momento en que se perturba la roca. El tipo de cera varía notablemente dependiendo de las condiciones termodinámicas, de flujo y composición de orgánicos e inorgánicos de la solución.<sup>1</sup> Las masas cerosas tienen preferencia a adherirse en las superficies donde se ha logrado un foco de crecimiento, el cual gana tamaño constantemente a partir de parafinas normales (cerca del 90%), isoparafinas, cicloparafinas en menor cantidad, material asfáltico, arena, escamas y en ocasiones agua.<sup>2</sup>

Acorde a la composición orgánica, la polaridad y la solubilidad del crudo se pueden definir cuatro grupos, que permiten clasificar el aceite y facilita los estudios pertinentes de clasificación. Cada fracción orgánica se representa partir de cadenas largas bien estructuradas conocidas como: (S) saturados, (A) aromáticos, (R) resinas y (A) asfaltenos. Este estudio de laboratorio es conocido como SARA, y hace parte de la caracterización del petróleo, prioridad para la selección de las condiciones de operación, el monitoreo, control y remoción de sólidos buscando que disminuya la depositación.<sup>3</sup> De acuerdo a la complejidad y estructura, cada grupo manifiesta características especiales (Tabla 1), dentro de estos, tienen mayor tendencia a precipitar las parafinas y los asfaltenos.

---

<sup>1</sup> AMAYA, Fabio. Influencia de sólidos de la formación productora en la precipitación de parafinas. Bucaramanga. Trabajo de Pregrado. Bucaramanga, Colombia. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. 2014. 84p.

<sup>2</sup> ARIZA LEÓN, Emiliano. De la caracterización de crudos que es la clave para diagnosticar la precipitación de parafinas. Enero, 2011. En: Revista Fuentes: El Reventón Energético. vol.9. no.1. p 33-39

<sup>3</sup> *Ibíd.*, p.34.

Uno de los agregados que se logra depositar es el material asfáltico que resulta de la combinación de asfaltenos y resinas y se caracteriza al estar conformado por fracciones polares que al aglomerarse crean masas amorfas, pegajosas y semisólidas de color oscuro. Por lo general llegan a representar entre el 10% y 56% de un depósito orgánico en su totalidad. Los asfaltenos individualmente se identifican por su compleja y variada estructura, que depende del crudo del cual provienen sin manifestar un punto de fusión definido. Son insolubles en solventes alifáticos de bajo peso molecular, pero solubles en aromáticos como el tolueno.<sup>4</sup>

Los compuestos asfálticos cuentan con una cantidad elevada de anillos policíclicos y aromáticos de cadenas laterales, y polaridad debido a la presencia de heteroátomos, por lo general existen en estado de suspensión rodeados por resinas.<sup>5</sup>

Se ha investigado la posibilidad de que los asfaltenos puedan tener efecto considerable sobre la precipitación de parafinas, sin embargo, los resultados no son claros y en ocasiones se contradicen.<sup>6</sup> Las resinas ayudan a los compuestos asfálticos a estar en estado coloidal y permanecer dentro del crudo, actuando como agente peptizante. Estos agregados siguen una trayectoria aleatoria conocida como movimiento Browniano, hasta que son afectados por los cambios termodinámicos y de composición que provocan la liberación de las moléculas, incitando su posterior floculación. Particularmente, las resinas son oscuras, semisólidas y muy adhesivas por su carácter polar, su estructura es similar a la de los asfaltenos, pero con menor

---


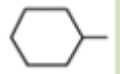

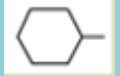
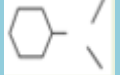


<sup>4</sup> RESTREPO, Karin., GARZA, Carlos. Daño a la formación por precipitación de parafinas: estado del arte. Trabajo de Pregrado. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. 2006. 257 p

<sup>5</sup> ALAYÓN, Mario. Módulo de enseñanza en fenómenos interfaciales: Asfaltenos ocurrencia y floculación. Plan piloto en especialidades químicas. Mérida, Venezuela. Universidad de los Andes. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería química. 2004. 17p.

<sup>6</sup> CONTRERAS, María. CARREÑO, Diana. Evaluación del efecto de la concentración de asfaltenos en el comportamiento reológico y la precipitación de parafinas del crudo Colorado 33. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería Química. 2015. 71p.

peso molecular. Presentan una relación más alta de cadenas alifáticas y anillos aromáticos, mostrando solubilidad en n-alcenos como el pentano y el hexano.

**Tabla 1.** Clasificación de los depósitos orgánicos por composición.

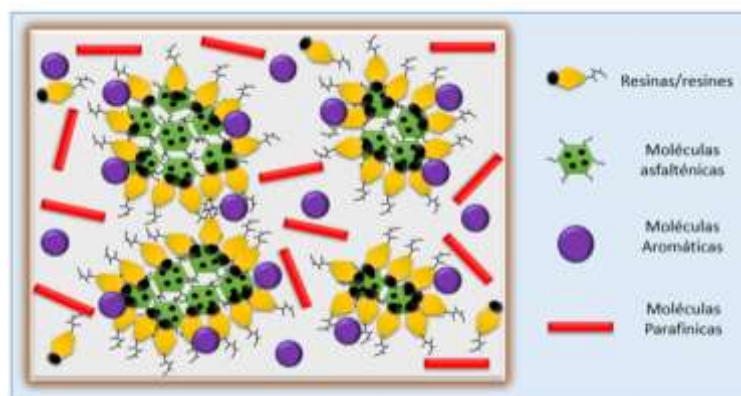
DEPÓSITOS ORGÁNICOS	FÓRMULA EMPÍRICA	FÓRMULA ESTRUCTURAL	PUNTO DE FUSIÓN °F	PUNTO DE EBULLICIÓN °F
Parafina Normal	$C_{26}H_{54}$	$nC_{26}$	133.3	401.2
Parafina Ramificada	$C_{26}H_{54}$		69.4	383
Naftenos	$C_{26}H_{52}$		118.2	413.6
	$C_{26}H_{48}$		94.1	418.1
Aromáticos	$C_{26}H_{46}$		108.1	413.6
	$C_{26}H_{46}$		61.5	384.8
Asfaltenos y Resinas	$C_{26}H_{28}$			
	$C_{26}H_{22}S$			

**Fuente.** Modificado por los autores. Studies of the mechanism of paraffin deposition and its control.

[figura]. D.A. SOC SPE 384-G

En la Figura 1 se presenta como se precipitan los asfaltenos y resinas dentro de una mezcla de hidrocarburos.

**Figura 1.** Agregación y precipitación de asfaltenos.



**Fuente.** Modificado de OSPINO, Teddys. Aspectos generales del daño de formación por depositación de asfaltenos en yacimientos de petróleo. [Figura 3]. Trabajo de Pregrado. Medellín. Universidad Nacional de Colombia. Facultad de Minas. Escuela de Procesos y Energía. 2009.

Los aromáticos por otra parte tienen estructuras en forma de anillos de seis átomos de carbono y seis átomos de hidrógeno, similares al benceno y se denominan solventes universales. Al igual que las resinas, los aromáticos pueden ayudar con la solubilidad y la coexistencia de las fases en suspensión.<sup>7</sup>

Una vez se han recogido muestras del crudo y se han hecho los respectivos estudios para conocer sus características y propiedades, se puede clasificar en tres categorías en función de sus constituyentes orgánicos:<sup>8</sup>

- **Crudos parafínicos:** Son livianos, de color claro, con bajas densidades dentro del rango de 0.75 a 0.85 g/ml y de ellos se obtiene gran cantidad de gasolina. Se caracterizan porque pueden contener más del 50% de hidrocarburos saturados dentro de los cuales la mayoría son del tipo alcano o parafínico.

<sup>7</sup> OSPINO, Teddys. Aspectos generales del daño de formación por depositación de asfaltenos en yacimientos de petróleo. Trabajo de Pregrado. Medellín. Universidad Nacional de Colombia. Facultad de Minas. Escuela de Procesos y Energía. 2009.

<sup>8</sup> PATIÑO, Juan David. Un modelo de formación por precipitación de componentes parafínicos de un fluido de yacimiento. Medellín. Trabajo de Pregrado. Universidad Nacional de Colombia. Facultad de Minas. Escuela de Procesos y Energía. 2015, 130p.

- **Crudos asfálticos o nafténicos** Son de color negro, presentan alta viscosidad y tienen densidad elevada, se extrae poca gasolina, y tienen un contenido mayor al 40% de hidrocarburos del tipo ciclo parafínico. Del residuo vacío se obtienen los asfaltos comerciales.
- **Crudos aromáticos** Estos crudos contienen más del 45% de hidrocarburos aromáticos, son escasos y están constituidos por el benceno y sus derivados. La gran mayoría de los aromáticos son líquidos incoloros a condiciones ambientales, menos densos que el agua e insolubles en ella.

El crudo del Campo Lisama es parafínico, entre el rango de los livianos y los medianos,<sup>9</sup> de manera que el interés al realizar este trabajo se centra en las parafinas, su precipitación, depositación, control y remoción.

## 1.1 DEFINICIÓN Y CLASIFICACIÓN DE LAS PARAFINAS

Las parafinas hacen parte del grupo orgánico de los saturados (alcanos  $C_nH_{2n+2}$ ), se caracterizan por ser una mezcla de hidrocarburos que pueden ser lineales, ramificados y cíclicos con enlaces covalentes simples.<sup>10</sup> Se encuentran como moléculas apolares que deben su interacción a fuerzas de Vander Waals, son inertes, muy estables, de alto peso molecular y resisten la mayoría de los ataques con ácidos, bases y agentes oxidantes. Se conocen como los compuestos orgánicos de naturaleza cristalina, que pueden precipitar del crudo por enfriamiento, a

---

<sup>9</sup> AMAYA, Alexander., AMAYA, Jorge. Análisis integral para la selección de pozos candidatos a un tratamiento de estimulación orgánica rig-less. Aplicación Campo Lisama. Bucaramanga. Trabajo de Pregrado. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. 2012. 129p.

<sup>10</sup> ACEVEDO ALVAREZ, Verónica. Predicción de envolventes de precipitación de parafinas bajo la presencia de inhibidores químicos y naturales. Ciudad de México D.F. Trabajo de Pregrado. Universidad Nacional Autónoma de México. Facultad de Ingeniería. 2010, 78p.

temperaturas iguales o inferiores a su punto de cristalización.<sup>11</sup> A condiciones normales, las parafinas que se encuentran en el rango de (C1-C5), están en estado gaseoso y las compuestas por una cantidad de carbonos que varía entre (C6-C15), son líquidas.<sup>12</sup>

Las primeras ceras en estado sólido que aparecen son “ceras blandas” a partir de los 16 carbonos, cuando composicionalmente adquieren mayor complejidad llegando incluso a superar los 60 carbonos. Esto hace variar el punto de fusión que por lo general está entre los 64°F y 211°F.<sup>13</sup> Las ceras que se logran precipitar de la solución (Figura 2) y que posteriormente se depositan, se les conoce como parafinas normales, que como se mencionó anteriormente están acompañadas de isoparafinas, ciclo parafinas (naftenos) y en ocasiones aromáticos. Las ceras se pueden clasificar según las cadenas moleculares formadas, el tamaño de los cristales y el número de átomos de carbonos en:

**1.1.1 Ceras macrocristalinas o parafínicas.** Son las ceras de parafina normales compuestas principalmente por n-alcanos y comprendidas entre C<sub>18</sub>–C<sub>36</sub>, que forman cristales en forma de agujas conocidos como macrocristales los cuales pueden mantenerse en solución cuando aún se tiene un equilibrio composicional de livianos y demás componentes de la mezcla, en lugar de aglomerarse en una superficie.

Estas ceras tienden a agruparse, generando aumentos de viscosidad y posibles cambios reológicos en el comportamiento del fluido. Los daños que se producen son grandes taponamientos de tubería, en equipos y la formación, con

---

<sup>11</sup> ARIZA LEÓN, Emiliano. Determinación del umbral de cristalización de las parafinas en el crudo del Campo Colorado. Bucaramanga. Trabajo de Maestría. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. 2008, 139p.

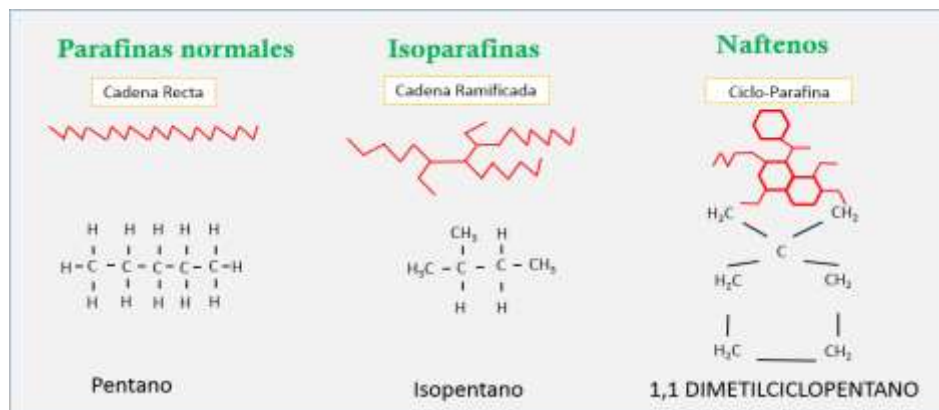
<sup>12</sup> HERNÁNDEZ, Edinson., GARCÍA, Sergio. Caracterización de depósitos orgánicos mediante un análisis estadístico de un Campo colombiano aplicación al Campo Colorado. Bucaramanga, 2010. Trabajo de Pregrado. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. 128p.

<sup>13</sup> AMAYA, Alexander AMAYA, Jorge.. Óp. cit., p. 22.

conglomerados que llegan a constituir entre el 40 % y 60% de un depósito parafínico.<sup>14</sup>

**1.1.2 Ceras microcristalinas.** Son ceras formadas por cristales de menor tamaño, comprendidos molecularmente entre  $C_{30}$ – $C_{60}$ , respecto al número de carbonos, su estructura cristalina pequeña e irregular está conformada por cadenas lineales, ramificaciones y grupos cíclicos de forma aleatoria.<sup>15</sup> Presentan tendencia a permanecer en dispersión generando pocas aglomeraciones y constituyendo aproximadamente el 15% de los depósitos parafínicos. Los cristales reducen drásticamente la permeabilidad de la formación ocasionando daño por su preferencia a adherirse a la superficie de los poros, sin constituir problemas considerables en las líneas de producción.<sup>16</sup>

**Figura 2.** Clasificación de las parafinas.



**Fuente.** Modificado de HERNÁNDEZ MANRIQUE, Edinson Antonio; GARCÍA ARIAS, Sergio Andrés. Caracterización de depósitos orgánicos mediante un análisis estadístico en un Campo

<sup>14</sup> RESTREPO, Karin., GARZA, Carlos. Op. cit., p.10

<sup>15</sup> PATIÑO, Juan David. Un modelo de formación por precipitación de componentes parafínicos de un fluido de yacimiento. Medellín. Trabajo de Pregrado. Universidad Nacional de Colombia. Facultad de Minas. Escuela de Procesos y Energía. 2015, 31p.

<sup>16</sup> RESTREPO, Karin Lorena., GARZA, Carlos Hernán. Daño a la formación por precipitación de parafinas: estado del arte. Bucaramanga. Trabajo de Pregrado. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. 2006. 11p.

colombiano. Aplicación al Campo Colorado. Trabajo de Pregrado. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. 2010.

## 1.2 PRECIPITACIÓN DE PARAFINAS

Antes de que se forme algún tipo de sólido o cera a partir de la mezcla de hidrocarburos, las condiciones son las indicadas para que sea posible un equilibrio entre el petróleo y la roca que lo almacena. Millones de años de depositación de capas suprayacentes y la migración del crudo han proporcionado dicho escenario, hasta el momento en que la cara del pozo es cañoneada y se irrumpe en la formación, provocando un efecto dominó que se expande por el yacimiento a medida que crece el área de drenaje y declina la producción. Durante este proceso las condiciones de operación experimentan alteraciones que con frecuencia generan cambios de fase (líquido, sólido y gas), con la subsiguiente precipitación. Los cristales (solute), que se forman inicialmente pueden permanecer dispersos en el crudo, saturando molecularmente la mezcla hasta que la concentración de los mismos aumente tanto, que ya no puedan ser parte de la solución (solvente), y comienzan a precipitar entorno se forman núcleos de crecimiento, que agrupan las moléculas cristalizadas para formar conglomerados cada vez más grandes que terminan insolubilizándose de fluido de producción.<sup>17</sup> Entre los parámetros que más afectan, más comunes y conocidos en la industria y que infieren en la formación de parafinas se encuentran los siguientes:

---

<sup>17</sup> AMAYA, Alexander., AMAYA, Jorge. Análisis integral para la selección de pozos candidatos a un tratamiento de estimulación orgánica rig-less. Aplicación Campo Lisama. Bucaramanga. 129p. Trabajo de grado Ingeniería de petróleos. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de petróleos, 2012. 28p.

**1.2.1 Temperatura**<sup>18</sup> Podría ser el factor predominante y más crítico en la formación de las ceras de parafina, debido a la influencia que tiene sobre la solubilidad de estas, dentro del crudo. A medida que se incrementa la temperatura, lo hace la solubilidad y viceversa, por lo tanto, la temperatura podría asegurar un flujo estable si se mantiene por encima de su punto de cristalización hasta llegar a la superficie. A medida que los fluidos viajan se van enfriando por pérdidas de calor, intrusiones de agua y procesos de recobro, entre otras causas, por lo que habrá un gradiente térmico en el crudo. Se puede hacer un seguimiento al proceso de cristalización tomando como base las siguientes temperaturas<sup>19</sup>:

- **Punto de cristalización** Es la temperatura en la que se inicia la formación de los primeros cristales de parafina en un crudo vivo (con gas en solución). Un crudo muerto que no contiene gas en solución a presión atmosférica, lo caracteriza un punto de nube para indicar la formación de ceras, el punto de cristalización hace parte de una unión de puntos que conforma el envolvente de precipitación de parafinas.<sup>20</sup>
- **Punto de fluidez** Es la temperatura en la que el crudo no puede fluir más debido a que las fracciones líquidas han sido atrapadas en una red cristalina de moléculas de parafina.
- **Punto de fusión** Temperatura en la que la sustancia pasa de sólido a líquido por medio de la adición de calor.
- **Punto gel** Es la temperatura en la cual inicia la formación de una red cristalina, cuando el fluido está en reposo entre el punto de cristalización y el punto de fluidez.

---

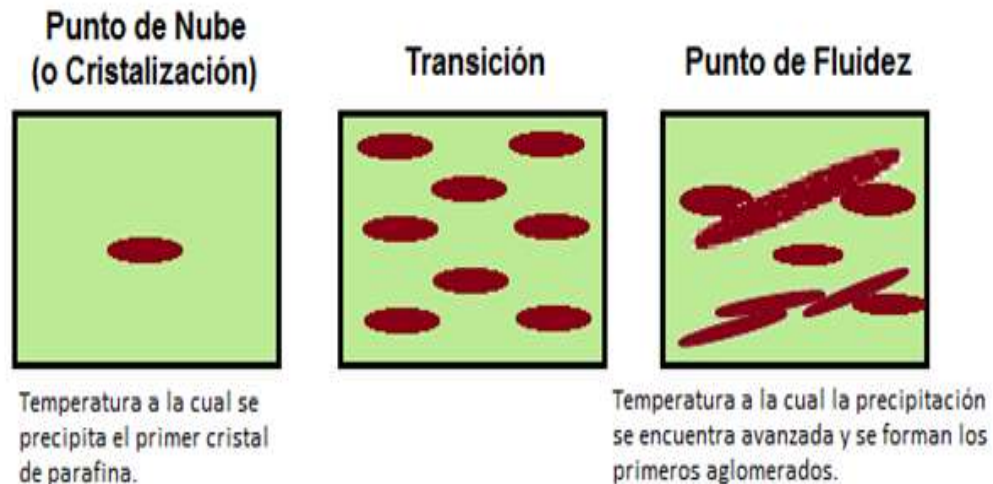
<sup>18</sup> ARIZA LEÓN, Emiliano. Op. cit., p 35.

<sup>19</sup> AMAYA, Fabio. Op. cit., p29.

<sup>20</sup> UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER. Laboratorio de fluidos. Manual de laboratorio de fluidos. Jhon Alexander León. Bucaramanga. 2013.

Generalmente el punto de fluidez se encuentra 10 a 20 °F por debajo del punto de cristalización, este y el punto de fusión son ligeramente diferentes para una mezcla donde para el caso de las parafinas se debe utilizar el punto de cristalización.<sup>21</sup>

**Figura 3.** Esquematación del punto de nube, transición y punto de fluidez.



**Fuente.** Modificado de RODRIGUEZ, L. y CASTAÑEDA, M. Estudio de los fenómenos de cristalización de parafinas en el comportamiento fluido dinámico de crudos parafínicos-fase 1. En: CT&F – Ciencia, Tecnología y Futuro Vol., 2. No 2. (dic. 2001); p. 65 -79.

**1.2.2 Presión.** La presión ayuda a que el gas y los constituyentes más livianos se mantengan disueltos y se permita que las parafinas se mantengan en solución. La presión es propensa a cambios drásticos y necesarios, pues sin caídas de presión no se daría el flujo desde el yacimiento. Con presiones inferiores al punto de burbuja, los fluidos se expanden y enfrían favoreciendo la formación de cristales.

<sup>21</sup> ARIZA LEÓN, Emiliano. Op. cit., p 36.

**1.2.3 Peso molecular de las ceras de parafina.** El peso molecular de la mezcla de hidrocarburos varía de acuerdo se va separando de ella los componentes livianos e intermedios en forma de gas o sólidos dispersos. A medida que aumenta el peso molecular de las parafinas por acumulación, lo hace el punto de fusión, disminuye la solubilidad e incluso se influye en el punto de nube de la solución.<sup>22</sup> Por lo tanto, la composición del crudo da una idea de que tan importante podría ser el problema de precipitación.

**1.2.4 Naturaleza de la solución.** Se entiende por naturaleza de la solución cuando se hace referencia a la composición física y química de la misma, con respecto a todos los componentes que hacen parte de la mezcla, incluyendo agua, arena de formación, arcilla, productos de corrosión, metales y material asfáltico entre otros elementos o compuestos que puedan servir como centro de nucleación.<sup>23</sup>

**1.2.5 Tasa de flujo.** La parafina que ha precipitado de la solución se transporta a través de tuberías y equipos dejando a su paso focos de crecimiento, los cuales podrían crecer más rápido, ser más densos y difíciles de tratar de acuerdo al régimen de flujo, que influirá positiva o negativamente en las condiciones de depositación, dependiendo del tiempo de residencia.

Cuando el flujo es laminar, se incrementa la depositación de las ceras debido al prolongado tiempo que tienen las partículas para precipitar y unirse a los flóculos en crecimiento, permitiendo una mayor pérdida de calor. El flujo turbulento reduce la depositación de orgánicos debido a que en este tipo de flujo se obtiene una mayor

---

<sup>22</sup> MORALES, Daniel., RODRÍGUEZ, Luis. Diseño de un esquema para el aseguramiento de flujo de un crudo parafínico con alto punto de fluidez, aplicado al crudo Lisama. Trabajo de grado Ingeniería de petróleos. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de petróleos, 2012. 98 p.

<sup>23</sup> *Ibíd.* P30.

dispersión gracias a la velocidad de movimiento, lo cual restringe el tiempo para la sedimentación.<sup>24</sup>

**1.2.6 Cristalización de las parafinas.** En apoyo con los datos reológicos del fluido, la velocidad con la que crecen los cristales y los fenómenos de cristalización que se logran detectar bajo ciertas condiciones fluido dinámicas, (caudales, velocidades de bombeo y sistemas de agitación) es posible obtener ahorros sustanciales al utilizar aditivos en un determinado momento para el tratamiento e inhibición de parafinas.<sup>25</sup>

Durante la formación de las redes cristalinas, se consigue identificar tres fases consecutivas de cristalización, que a nivel microscópico son observables, logrando involucrar la consistencia, apariencia, forma y propiedades termodinámicas como el punto de fluidez del aceite de producción. A una velocidad de enfriamiento lenta los cristales formados son pequeños y homogéneos dando una consistencia más dura al depósito, en comparación con un rápido enfriamiento donde los cristales no tienen tiempo a acentuarse definitivamente, presentando estructuras desordenadas con consistencia suave y fragilidad frente a esfuerzos.<sup>26</sup>

La cristalización de las parafinas se puede detallar en tres fenómenos sucesivos<sup>27</sup>:

- **Nucleación** Es el proceso en el cual, la mezcla de hidrocarburos llega a la temperatura de punto de cristalización y comienzan a constituirse núcleos estables que se van agrupando y en los que se van adhiriendo los cristales en

---

<sup>24</sup> *Ibíd.* P34.

<sup>25</sup> RODRÍGUEZ, L. y CASTAÑEDA, M. Estudio de los fenómenos de cristalización de parafinas en el comportamiento fluido dinámico de crudos parafínicos-fase 1. En: CT&F – Ciencia, Tecnología y Futuro Vol., 2. No 2. (dic. 2001); p. 65 -79.

<sup>26</sup> ARIZA LEÓN, Emiliano. *Op. cit.*, p42.

<sup>27</sup> MORALES, Daniel., RODRÍGUEZ, Luis. *Op. Cit.* P31.

formación. Cualquier partícula inorgánica, agua o asfaltenos, etc., pueden actuar como sitio de nucleación.

- **Crecimiento** Se identifica cuando aún la temperatura se mantiene cercana al punto de cristalización, los cristales se precipitan continuamente en los núcleos de forma espontánea creando estructuras laminares de tamaño considerable, los cuales se depositan en forma de placas, agujas, esférulas o mezcla de estas.
- **Aglomeración** Cuando comienzan a formarse redes cristalinas al tomar una temperatura más baja que el punto de cristalización, provoca que los depósitos se insolubilizan totalmente, se generan cambios en el comportamiento reológico, variando las condiciones de flujo, debido a la rigidez de las redes.

**1.2.6.1 Umbral de cristalización.** También conocido como envolvente de precipitación de parafinas EDP, hace referencia a la porción de espacio termodinámico delimitado donde ocurre la precipitación de parafinas y que se puede ubicar en un diagrama P-T-x (figura 4), localizando todos los puntos de cristalización tomados a diferentes presiones desde el yacimiento hasta las condiciones de superficie. Un diagrama de fases PVT es diferente, pero la manera en que se construye la envolvente es similar, de modo que cada fluido sigue un comportamiento que depende de la composición del mismo y, por lo tanto, el umbral de cristalización es diferente para cada uno.

Usualmente la parte superior de la envolvente está constituida por una línea que está por encima de la zona de puntos de burbuja, puede tener una pendiente positiva, pero en ocasiones puede ser negativa cuando la composición de livianos es elevada, y disminuye el punto de cristalización. La intersección entre la línea de puntos de cristalización con la línea de punto de burbuja se ubica a la izquierda, de donde inicia la precipitación de ceras en los tanques de almacenamiento (punto de

nube); la parte baja de la envolvente es principalmente función de la composición de los compuestos intermedios y livianos del fluido de yacimiento.<sup>28</sup>

- **Fase líquida** Por encima del umbral superior de cristalización, el crudo existirá como fase líquida. Una caída de presión, a temperatura constante, corresponde al flujo de fluidos desde el yacimiento hasta la cara de la formación. Los fluidos que empiezan a subir por la tubería de producción, registran presiones cada vez menores junto con la temperatura, virtud de las pérdidas de calor.
- **Fase líquido-sólido** Entre el umbral de cristalización y la curva de punto de burbuja, aparecerá una fase sólida y una fase líquida en equilibrio.
- **Fase gas-líquido-sólido** Comprendida entre la curva de burbuja y el umbral inferior de cristalización, existen simultáneamente una fase gaseosa, una fase líquida y una fase sólida.
- **Fase gas-líquido** Ubicada por debajo del umbral inferior de cristalización, donde desaparecerá la fase sólida y a estas condiciones sólo quedarán la fase gaseosa y la fase líquida en equilibrio.

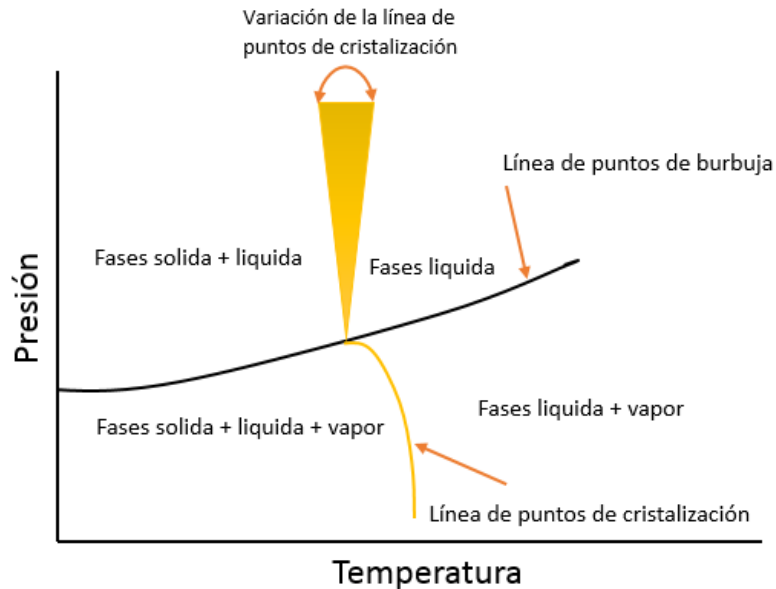
Análogo al comportamiento observado cuando hablamos del punto de rocío o condensación, el fluido se satura de sólidos y al llegar al estado termodinámico propicio, empezara la precipitación de las moléculas de parafina cristalizadas. La temperatura y la composición son actores principales en la precipitación de los cristales en comparación con el poco efecto que tiene la presión en las parafinas, por lo tanto, la envolvente de precipitación de parafinas es una herramienta

---

<sup>28</sup> LEÓNTARITIS, Kosta. The asphaltene and wax deposition envelopes. En: Fuel science and technology. 1996. p. 13-39

importante para lograr acercarse al comportamiento real que podrían presentar las ceras en el petróleo.<sup>29</sup>

**Figura 4.** Envoltente de precipitación de ceras parafínicas.



**Fuente.** Modificado LEÓNTARITIS, Kosta. The asphaltene and wax deposition envelopes. En: Fuel Science and Technology. 1996. p. 13-39

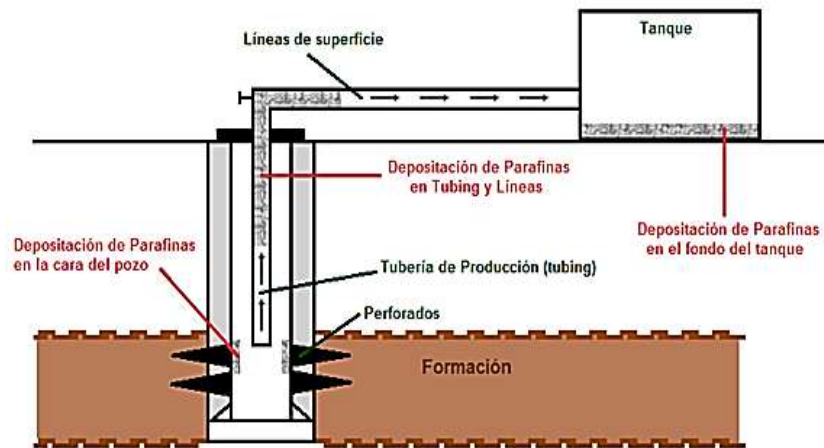
El proceso de cristalización es una propiedad termodinámica que es afectada por la composición química del crudo, la velocidad de enfriamiento, presión y contenido de componentes saturados. Por otra parte, las propiedades reológicas como el punto de gel, relaciona la parafina depositada y acumulada dependiendo de la estructura del cristal de cera, tamaño y número de cristales.<sup>30</sup>

<sup>29</sup> ACEVEDO ALVAREZ, Verónica. Op. cit., p23

<sup>30</sup> ARIZA LEÓN, Emiliano. Op. cit., p. 37.

**1.2.6.2 Mecanismos de depositación.** Cuando las condiciones de yacimiento están por encima y son cercanas a las de cristalización, lo más probable es que se tenga problema de precipitación y acumulación en la tubería de producción, debido a los cambios bruscos de temperatura y presión. Las condiciones en las que viaja el fluido y las zonas donde se perturbe por cambios de dirección o velocidad de flujo, pueden contribuir de manera significativa en el inicio de la nucleación, por medio de fuerzas o prevalecen en las líneas de flujo:<sup>31</sup>

**Figura 5.** Precipitación de parafinas en un pozo fluyendo.



**Fuente.** Modificado de "Paraffin and Asphaltene", Análisis de precipitación de parafinas. Ing. José Andrés Anaya Mancipe.

- **Difusión molecular** Por encima del punto de cristalización es el mecanismo que se mantiene y ocasiona depositación en tubería. El crudo forma un perfil de temperatura a medida que asciende sometándose a una transferencia de calor con las paredes de la tubería, donde los puntos en los que la temperatura es

<sup>31</sup> HERNÁNDEZ, Edinson., GARCÍA, Sergio.. Op. cit., p34.

inferior al punto de cristalización se evidencia concentración de sólidos por difusión molecular.

- **Dispersión por esfuerzo de corte:** Se logra cuando la temperatura del crudo es inferior al punto de cristalización, los cristales dispersos en solución se apoyan en cualquier partícula que sirva como material de nucleación para luego ser llevados por esfuerzo de corte hacia las paredes de la tubería, donde se aglomeran con las capas formadas anteriormente por difusión molecular.<sup>32</sup>
- **Difusión browniana:** Se da debido a los movimientos al azar que hacen las partículas de parafina ya precipitadas y suspendidas en el crudo, ocasionando que choquen entre ellas y formen las aglomeraciones.

### 1.3 EFECTOS POR PRECIPITACIÓN DE PARAFINAS

El problema de depositación de ceras ha estado presente por décadas, trayendo consigo problemas técnicos y económicos al momento de su suceso, debido a depósitos que se han reportado en todas las áreas de producción, desde la cara de la formación hasta las líneas de transporte, incrementando costos y tiempos de operación. Los principales inconvenientes son los taponamientos de tubería por reducción de diámetro, cambios de presión por restricción de flujo, que forman líneas con sobrepresión, cambios en las características reológicas del crudo, daño en equipos y disminución en la permeabilidad de la formación entre otros.<sup>33</sup>

---

<sup>32</sup> AMAYA, Fabio. Op. cit., p34.

<sup>33</sup> PATIÑO, Juan David. Op cit., p43.

**1.3.1 Problemas en la formación.** En la formación el problema de parafinas se presenta en tres fases, donde primero se obtiene un cambio de solubilidad y aumento del soluto, posteriormente el fluido transporta los cristales precipitados a zonas cercanas al pozo y como tercera fase la permeabilidad se reduce por una disminución en la porosidad. Es común el taponamiento en la cercanía del pozo y los perforados. Los cristales dentro de la formación se pueden conformar por componentes más pesados generando reducciones en el diámetro de poro y cambios de permeabilidad.

**1.3.2 Problemas durante la producción.** Los cristales de cera al mantenerse en solución cambian el comportamiento de flujo del aceite de Newtoniano a no Newtoniano, usualmente aumentando la viscosidad por lo tanto incrementando la energía requerida en las bombas.<sup>34</sup> Los bloqueos disminuyen la producción y reducen el radio efectivo de flujo, opacando la producción real de un pozo, lo cual, en ocasiones lleva a pensar que la producción está por debajo de un índice de productividad rentable.<sup>35</sup> Los problemas más comunes que generan las parafinas durante el transporte del crudo desde yacimiento hasta superficie son:<sup>36</sup>

- **Pérdida de las fracciones livianas en el crudo:** Al perder fracciones livianas, las cadenas largas de parafinas pierden solvencia en la mezcla que consecuentemente va incrementando su punto de nube o cristalización.
- **Enfriamiento del fluido de producción:** Al estar en contacto con fluidos externos o superficies frías.

---

<sup>34</sup> LEÓNTARITIS, Kosta. Op. cit., p17

<sup>35</sup> CANDELO, Andrés. CARVAJAL, Benjamín. Estudio comparativo de los métodos de control de parafinas para aplicación en el Campo Colorado. Trabajo de Pregrado. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. 2010. 106 p.

<sup>36</sup> PATIÑO, Juan David. Op cit., p45.

- **Enfriamiento por expansión del gas y los fluidos:** La expansión por pérdida de presión genera pérdidas de calor, por la expansión rápida de las moléculas en el sistema de producción.
- **Gradiente geotérmico:** Es el proceso natural que se da por el cambio de temperatura que va adoptando el fluido a medida que sube por la tubería.

**Tabla 2. Causas de daño a la formación por parafinas.**

CAUSAS	OPERACIONES
<b>Inyección de fluidos fríos</b>	-Trabajos de acidificación -Trabajos de fracturamiento -Inyección de agua -Tratamiento con condensados
<b>Enfriamiento por expansión de gas</b>	-Pozos con alto GOR -Inyección de CO2 -Inyección de vapor
<b>Invasión de fluidos contaminantes</b>	-Trabajos con aceites calientes -Trabajos de acidificación -Inyección de NGL
<b>Segregación gravitacional/movilidad diferencial</b>	-Producción de crudo

**Fuente.** PATIÑO, Juan David. Un modelo de formación por precipitación de componentes parafínicos de un fluido de yacimiento. Medellín. Trabajo de Pregrado. Universidad Nacional de Colombia. Facultad de Minas. 2015, 130p.

Es difícil disolver de nuevo la cera en el mismo fluido y a condiciones de yacimiento es complejo obtener los resultados esperados por lo que el daño a la formación es uno de los mayores problemas ocasionados por las parafinas.<sup>37</sup> Hay variaciones en los depósitos de cada pozo productor, dependiendo de la profundidad, composición del crudo y contenido de agua, por esta razón las mediciones son distintas entre pozos del mismo Campo, es decir que los problemas parafínicos pueden ser muy variados donde también influyen, rugosidad de la tubería, interacción roca-fluido y fluido-fluido.

**1.3.3 Daños en líneas de producción y superficie.** En superficie los problemas son técnicamente menores, debido al acceso de las labores de mantenimiento, de igual manera no deja de ser indeseado. Los componentes del sistema con altos diferenciales de presión y grandes pérdidas de calor son los más afectados, entre estos están: separadores, tanques, plantas de gas, choques, líneas, sistemas de inyección, entre otros.<sup>38</sup>

De acuerdo al régimen de flujo se pueden encontrar diferentes patrones de depositación, en la (figura 6) se pueden observar los posibles depósitos que se logran formar en torno a la tubería, en (A), la depositación para el flujo estratificado de flujo bifásico. En (B) se ve el flujo estratificado con baches de gas, (C) corresponde a un flujo intermitente, donde la depositación tiene mayor lugar en la parte superior de la tubería por el arrastre que tienen las partículas debido a las altas tasas de producción. (D) Representa una depositación simétrica en toda la tubería y se genera al producir con bajas tasas de corte con un fluido con baja relación gas-líquido.

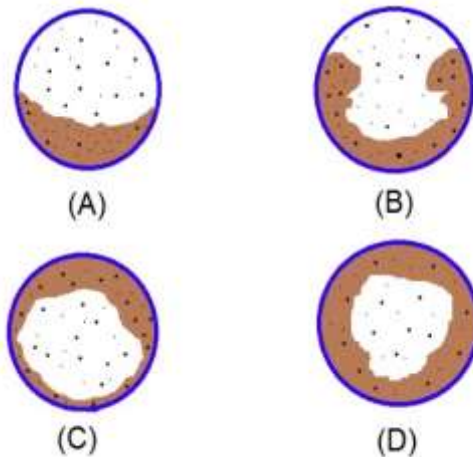
---

<sup>37</sup> BORGES, Oswaldo. Los asfaltenos y sus efectos en la producción de petróleo. [En línea]. Portal del petróleo. 2013. Disponible en: <http://www.portaldelpetroleo.com/2013/04/losasfaltenos-y-sus-efectos-en-la.html>.

<sup>38</sup> PATIÑO, Juan David. Op cit., p46.

**1.3.4 Cambios del comportamiento reológico.** La reología describe las características de deformación que presenta un cuerpo que ha sido sometido a esfuerzos, por medio de fuerzas externas y su objetivo como ciencia es describir el comportamiento del material a razón de variables como lo son la temperatura, gradiente de velocidad de deformación, viscosidad y esfuerzo de corte. Con frecuencia las características reológicas de un fluido son esenciales para determinar propiedades funcionales de ciertas sustancias, incidiendo en el control de calidad, comportamiento mecánico, diseño de operaciones básicas de bombeo, almacenamiento y estabilidad física. La viscosidad parámetro fundamental, se define como una medida de la resistencia a la deformación del fluido, que se ve afectada por variables como la temperatura, la presión y el gradiente de velocidad de deformación siendo estos los más importantes<sup>39</sup>.

**Figura 6.** Patrones de depositación en líneas de superficie.



**Fuente.** PATIÑO, Juan David. Un modelo de formación por precipitación de componentes parafínicos de un fluido de yacimiento. Medellín. Trabajo de Pregrado. Universidad Nacional de Colombia. Facultad de Minas. 2015, 130p.

<sup>39</sup> OCHOA, Ismael. LÓPEZ, Sergio. Evaluación de un tratamiento químico para el control de parafinas en el crudo del Campo Colorado. Trabajo de Pregrado. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. 2009, 58 p.

Los cristales de parafina como sólidos en suspensión dentro del crudo, generan cambios en el flujo del mismo, aumentando los esfuerzos de fluencia y desarrollando un comportamiento no newtoniano<sup>40</sup>. De manera que a medida que se da el proceso de cristalización las condiciones de flujo llegan a cambiar significativamente, la necesidad de vencer resistencias, rozamientos con las paredes y entre capas adyacentes entre superficies en zonas especiales como válvulas, ensanchamientos, puede influenciar a que las redes cristalinas crezcan con mayor facilidad atrapando el fluido y entorpeciendo su movilidad.

## **1.4 CONTROL Y REMOCIÓN DE PARAFINAS**

Por décadas se han hecho estudios a los problemas que traen consigo los crudos parafínicos y la forma en la que se pueden aplicar alternativas para su tratamiento. En la industria, algunos de los métodos son utilizados de forma convencional y otros de forma no convencional, debido a que no existe un tratamiento efectivo universal para la depositación de orgánicos. Posteriormente a la identificación de los parámetros específicos del crudo y su caracterización, se facilita la selección del procedimiento que se llevara a cabo en Campo, de acuerdo a la severidad que tiene el depósito.

**1.4.1 Técnicas de remoción.** La aplicación de estos procesos tiene como objetivo remover el depósito ya consolidado, empleando herramientas o agentes externos. Entre los más comunes se encuentran:

---

<sup>40</sup> RODRÍGUEZ. L, CASTAÑEDA. M. Op. cit., p.68

**Método Mecánico:** Es el más usado comúnmente, donde se remueve la parafina de la tubería de producción usando rapadores y cortadores (figura 7). Su principal ventaja es que es una alternativa económica y usualmente efectiva en cuanto al daño a la formación. Sin embargo, si la limpieza es periódica, llega a ser más costosa, debido a que es necesario detener la producción, lo que genera pérdidas económicas. La desventaja de este método es que la parafina raspada puede llegar a ocasionar taponamiento a las perforaciones.

**Tratamiento con Microorganismos:** Existen bacterias que tienen la habilidad de descomponer fracciones pesadas de hidrocarburos y han sido utilizadas en la recolección de derrames de crudo, estos microorganismos no deben ser patogénicos, no combustibles, que no representen un riesgo para el medio ambiente deben ser anaeróbicas, no tóxicas y no cancerígenas.

**Figura 7. Raspador, para remover parafinas**



Fuente: [En línea]. Disponible en: ([es.made-in-china.com/co\\_kayleews/product\\_API-Casing-Scraper-for-oilfield-Equipment\\_hergrgrgu.html](http://es.made-in-china.com/co_kayleews/product_API-Casing-Scraper-for-oilfield-Equipment_hergrgrgu.html)).

**Métodos térmicos:** Son procesos en los que se aplica energía en forma de calor al sistema de producción, con el objetivo de fundir las ceras parafínicas, manteniendo la temperatura por encima del punto de fusión. El calor se puede adicionar por medio de un fluido caliente o por medio de una fuente externa sobre las líneas de flujo. Entre los métodos térmicos más conocidos y utilizados para el control de parafinas se encuentran:

- Inyección de aceite caliente.
- Inyección de agua caliente.
- Calentadores en el fondo del pozo.
- Calentadores eléctricos de la tubería.

**1.4.2 Técnicas de prevención.** Son los procedimientos o tratamientos, que cumplen con el propósito de impedir la formación y posterior depositación de ceras parafínicas, tratando de atacar el problema antes de que suceda.

**Método Químico:** Se basa en la incorporación de productos químicos, que como función principal buscan mantener las partículas de parafina en suspensión dentro del líquido, evitando la nucleación y aglomeración.<sup>41</sup> Los tipos de químicos disponibles para los tratamientos correctivos difieren en el tipo de acción, se mencionarán a continuación los más comunes:

Los solventes funcionan al devolverle al crudo la capacidad de mantener las moléculas de parafina en solución.

Los dispersantes actúan neutralizando las fuerzas de atracción que mantienen unidas las partículas de parafina, es decir en lugar de disolver los depósitos los fragmenta a tamaños de partículas mucho más pequeñas.

Los surfactantes son una clase de agentes tenso activos cuya función principal es cambiarle la mojabilidad a la superficie de la tubería por agua, actuando como una barrera.

---

<sup>41</sup> FERWORN Kevin A. Control of Wax deposition: An Experimental Investigation of Crystal Morphology and an Evaluation of Various Chemical Solvents SPE 37340. February 1997.

Los modificadores de cristal son compuestos químicos que tiene estructura similar a la parafina<sup>42</sup>, actúan a nivel molecular disminuyendo la tendencia que tienen las moléculas de parafina a acumularse una con otra, inyectándose continuamente antes de que la depositación comience.

**Método Operacional:** Consiste en la regulación de la tasa de producción de manera que se pueda mantener las condiciones de flujo por encima del punto de cristalización, reduciendo la depositación de sólidos en la sarta de producción. Al elevar la tasa de producción se puede disminuir la predisposición que tienen las parafinas para adherirse a las paredes de la tubería, y se ayuda a que las fracciones más blandas de parafina con puntos de fusión bajos, se logren desprender debido al esfuerzo de corte. El flujo turbulento a altas tasas reduce el problema.

**Método por Recubrimiento:** Este método utiliza el recubrimiento de la tubería con un material o químico. En algunos casos la tubería se fabrica de un material distinto al acero, como lo es el recubrimiento con fibra de vidrio, plástico, y compuestos químicos. Estos materiales afectan la depositación de parafinas debido a la dificultad que enfrentan los cristales al toparse con la superficie de estos.

**Método Magnético** El método magnético o tratamiento por inhibición magnética se realiza por medio de una herramienta diseñada específicamente para el sistema de producción de estudio, en el cual las moléculas son polarizadas al ponerse en contacto con un Campo magnético, provocando que se repelan entre sí, ayudando a que se mantengan dispersas y evitando la aglomeración de parafinas<sup>43</sup>.

**Método Ultrasónico** Este método consta de accionar un dispositivo con la capacidad de generar frecuencia ultrasónica sobre las paredes del tubing

---

<sup>42</sup> PATIÑO MESA, Juan. Op. cit., p52.

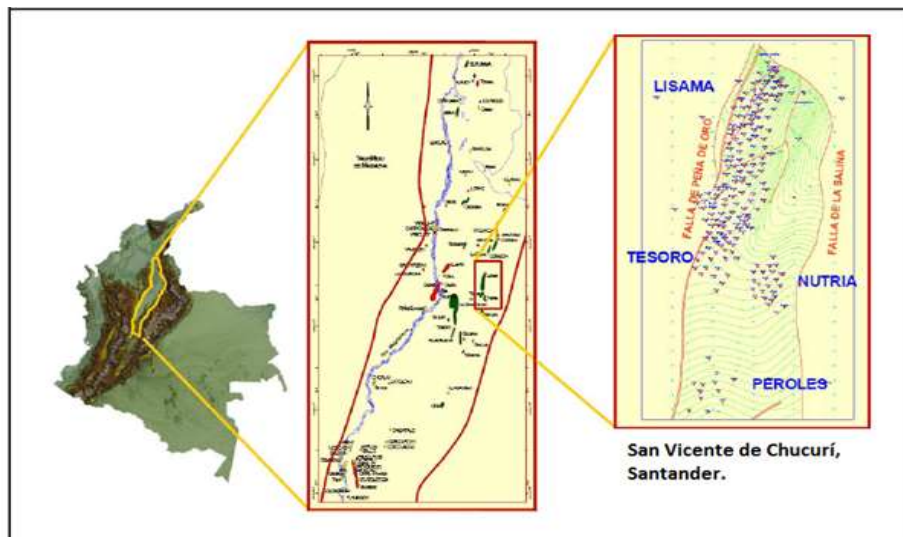
<sup>43</sup> Hidrocal: Herramientas Magnéticas para el Control de Parafinas.

generando la perturbación de la parafina, dificultando la capacidad de adherirse en las paredes de la tubería y su aglomeración.

## 2. GENERALIDADES DEL CAMPO LISAMA

El Campo Lisama se encuentra ubicado en el borde oriental de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena (CVMM), localizado al norte de los Campos Tesoro, Nutria y Peroles, en el área de Lisama (San Vicente de Chucurí, Santander). Está en una región alargada en sentido Norte-Sur, entre la cordillera oriental y central de los Andes Colombianos. El área abarca una extensión de 6 Km de este a oeste, y 26 Km de norte a sur, en la cual se encuentran 199 pozos productores de crudo mediano y gas.<sup>44</sup>

**Figura 8.** Localización del Campo Lisama.



<sup>44</sup> OREJUELA PARRA, Paola Andrea. Caracterización de la gravedad API en el Campo Lisama (Cuenca Valle Medio del Magdalena) a partir de la pirólisis Rock-Eval VI. Trabajo de Pregrado. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. 2010.

**Fuente.** OREJUELA PARRA, Paola Andrea. Caracterización de la gravedad API en el Campo Lisama (Cuenca Valle Medio del Magdalena) a partir de la pirolisis Rock-Eval VI. Trabajo de Pregrado. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. 2010.

## 2.1 MECANISMOS DE PRODUCCIÓN <sup>45</sup>

El Campo está dividido en área norte, área sur, área occidental y área central, de las cuales la sección norte sobresale porque cuenta con los pozos de mayor producción acumulada y de mayor profundidad. La producción del Campo proviene principalmente de unidades terciarias, especialmente de las formaciones conocidas como zona A que comprende la parte superior de la formación Colorado y zonas B y C de la formación mugrosa, con menor protagonismo se consideran la formación esmeralda y la paz. El bloque de producción se compone de cuatro áreas operativas: Área de Lisama, área de Tesoro, área Nutria y área Peroles.

El Campo Lisama produce mediante distintos mecanismos, dependiendo de la zona en la que se encuentre el pozo productor. El área sur y central se caracteriza por tener GOR bajo, considerando el empuje de gas en solución como mecanismo de producción principal, apoyado con empuje de parcial de agua, el espesor de las arenas disminuye junto con el relieve estructural y se registran las producciones acumuladas más bajas del Campo. Las zonas norte y occidente son estructuralmente más altas, con empuje de gas en solución y empuje de agua como mecanismo de producción, donde se encuentran los pozos con mayor acumulado producido. El área occidental se localizan los pozos con mayor acumulado de gas, por lo que se conoce como corredor gasífero, con altos GOR y producción de agua

---

<sup>45</sup> AMAYA, Alexander., AMAYA, Jorge. Análisis integral para la selección de pozos candidatos a un tratamiento de estimulación orgánica rig-less. Aplicación Campo Lisama. Bucaramanga. Trabajo de Pregrado. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. 2012. 129p.

baja a nula, el límite occidental está definido por la falla de Peña de Oro y a nivel productivo las zonas B y C revisten igual importancia que sus partes en el área norte.

## **2.2 MODELO ESTRUCTURAL**

Los cuerpos de arena se encuentran bajo la combinación de entrampamientos estructurales y estratigráficos, ocasionando estos se comporten como yacimientos independientes de forma lenticular. La estructura del Campo está comprendida por un anticlinal asimétrico con su flanco oeste más abrupto y cortado por una falla de tipo inverso, su máximo salto se encuentra en la parte norte de la estructura y desaparece hacia el suroeste en la parte media del anticlinal donde dicha falla ya no corta las unidades terciarias sino las unidades infrayacentes. El área de Lisama se extiende de en una longitud de 26 km y varía en un ancho desde 5 km en el sector hasta 6 km en la parte sur.<sup>46</sup>

Estructuralmente cada zona presenta características propias que dependen del tipo de deformación de cada estructura debido al tipo de esfuerzo presente sobre esta:

**Zona Norte Anticlinal de Lisama**

**Zona Centro Campo Tesoro-Nutria**

**Zona Sur Campo Peroles**

**Zona Este**

---

<sup>46</sup> OREJUELA PARRA, Paola Andrea. Op. cit., p54.

## 2.3 MODELO ESTRATIGRÁFICO

La Cuenca del Valle Medio del Magdalena contiene principalmente rocas depositadas en ambientes fluviales, con sedimentos que van desde el Premesozoico, contiendo depósitos principalmente del terciario. El modelo estratigráfico (Figura 10) permite localizar las zonas de interés como son la formación Colorado (Zona A) y Mugrosa (Zona B y C) con rocas de la formación Lisama del paleoceno hasta la formación real del mioceno superior al plioceno.

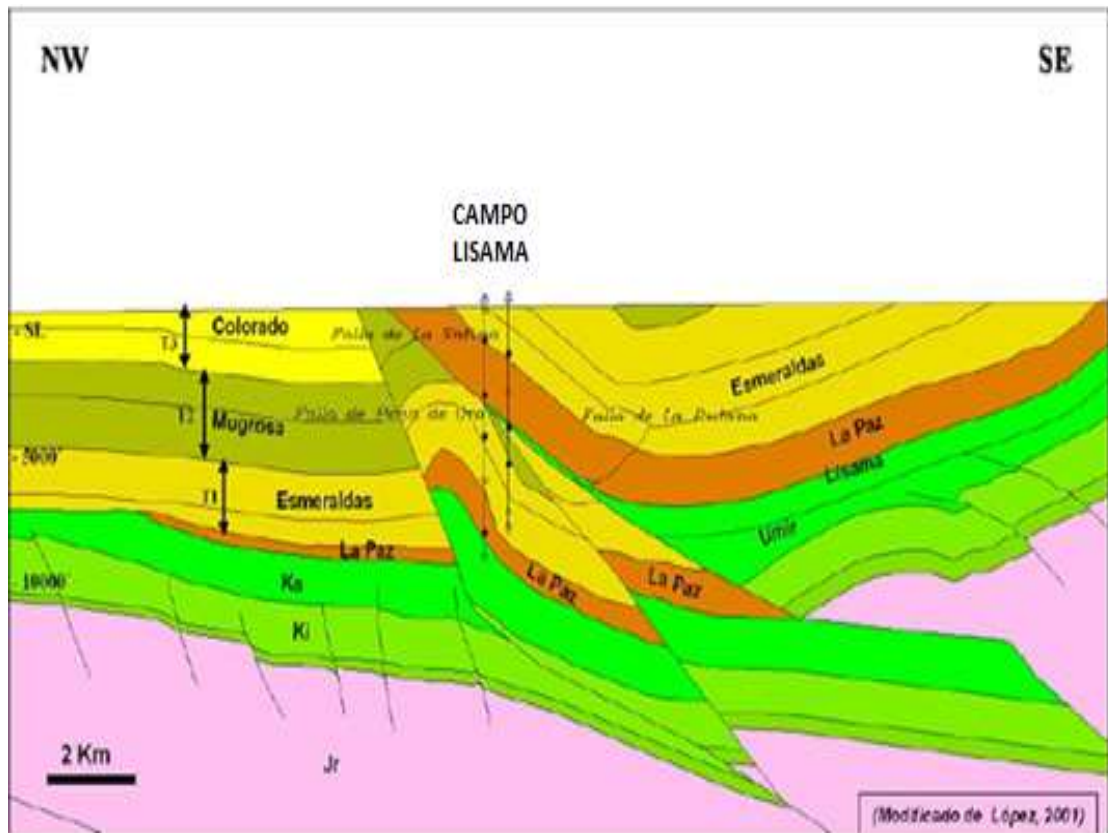
**Tabla 3.** Características del Campo Lisama.

CARACTERÍSTICAS	ZONA A	ZONA B	ZONA C
Profundidad (ft)	2804-5855	4400-7200	5700-8700
Área (M-acres)	66	305	93
Espesor Neto	20-110	67-227	85-261
Presión original (psi)	2400	3200	4000
Temperatura (°F)	140	150	160
Porosidad promedio (%)	15-22	12-18	11-20
Permeabilidad promedio (md)	400	30	5
So promedio inicial (%)	70	60	45
Sw promedio inicial (%)	30	40	55
°API	30.5	31.5	34
Compresibilidad del aceite	14.25 E-6	7.61 E-6	13.34 E-6
Tipo de crudo	Parafínico		
Mecanismo de empuje	Gas en sol. – Capa de gas – Drenaje G.		

**Fuente.** AMAYA, Alexander., AMAYA, Jorge. Análisis integral para la selección de pozos candidatos a un tratamiento de estimulación orgánica rig-less. Aplicación Campo Lisama. Bucaramanga. Trabajo de Pregrado. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. 2012.

**2.3.1 Formación Colorado (Mioceno inferior a medio).** Consiste en su parte inferior de arcillolitas pardo rojizas, pardo amarillo y gris clara, abigarrada, ligeramente arenosa, masiva, con intercalaciones de areniscas cuarzosas de grano fino a conglomeráticas y matriz arcillosa. Presenta un espesor de 700 hasta 3000 ft.

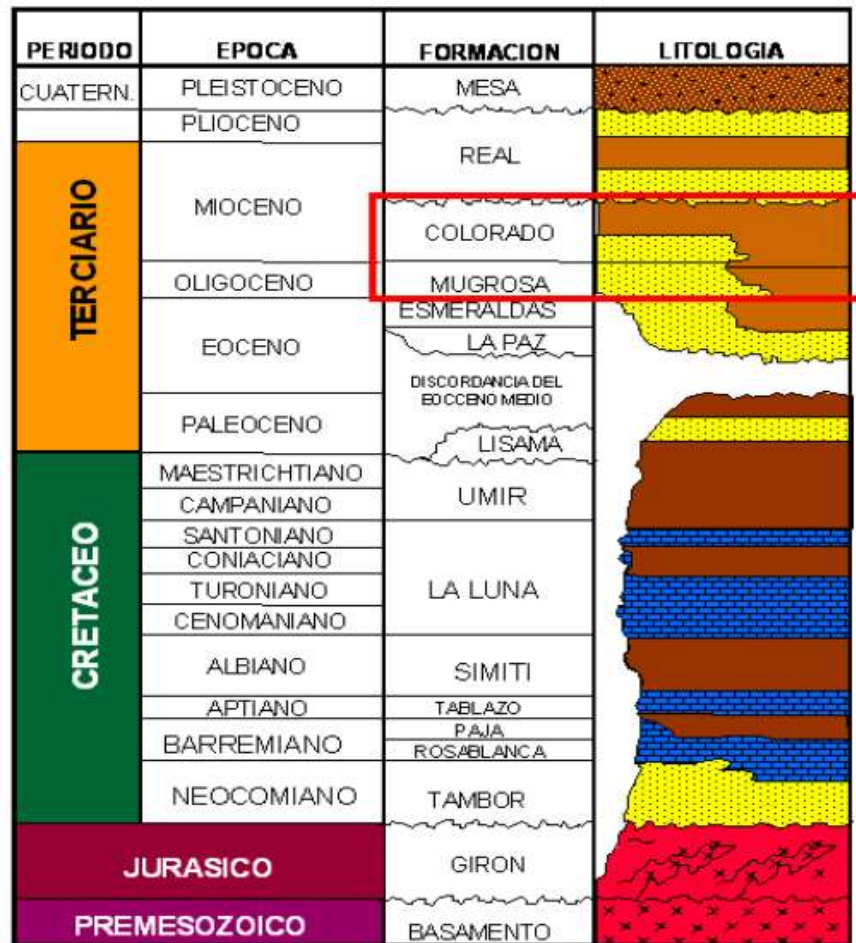
**Figura 9.** Esquema estructural del sector del Campo Lisama.



**Fuente.** OREJUELA PARRA, Paola Andrea. Caracterización de la gravedad API en el Campo Lisama (Cuenca Valle Medio del Magdalena) a partir de la pirolisis Rock-Eval VI. Trabajo de Pegrado. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. 2010.

**2.3.2 Formación Mugrosa (Oligoceno)** Está compuesta por areniscas de grano fino, arcillosa, la porosidad promedio de esta Formación está entre el 15 al 20%, además de esto se estableció que la Formación Mugrosa constituye el principal nivel almacenador en el Campo Lisama. Presenta un espesor de 1600 a 2700 ft.<sup>47</sup>

**Figura 10.** Columna estratigráfica de la CVMM (Cuenca Valle Medio Magdalena).



**Fuente.** OLMOS GARZÓN, Martha Patricia. Informe del modelo geomecánico y diseño de fracturamiento hidráulico del Campo Lisama.

<sup>47</sup> OREJUELA PARRA. op. Cit. p 60.

### 3. INYECCIÓN DE ACEITE CALIENTE CONVENCIONAL

El objetivo del tratamiento con aceite caliente es limpiar los lugares en el tubing tanto dentro del pozo como en la línea que va a la sub-estación que se encuentren taponados.<sup>48</sup>

#### 3.1 EQUIPOS Y HERRAMIENTAS

- Calentador
- Bomba de engranajes (Roper)
- Bomba triplex
- Bomba centrífuga
- Caldera
- Línea de descarga del calentador
- Línea de descarga del carro tanque
- Línea de succión del calentador
- Chiksan
- Controles de desconexión de emergencia, flujo y temperatura
- Manómetro
- Indicador de temperatura
- Manifold
- Válvula de alivio de presión
- Válvula de retención (choques)
- Válvula mariposa

---

<sup>48</sup> JOYA P., Charles. Instructivo para tratamiento de parafinas con aceite caliente. Operación y entrega de hidrocarburos superintendencia de operaciones de Mares. Ecopetrol S.A. 2013

Para más información de los equipos y herramientas, revisar Anexo A.

### **3.2 DESCRIPCIÓN BÁSICA DEL PROCEDIMIENTO**

El tratamiento de parafina con aceite caliente consiste en inyectar al pozo; por el anular, el tubing o por las líneas de superficie, aceite previamente calentado (175-200°F) con el fin de desparafinar la tubería. Para calentar y bombear el aceite se utiliza un equipo especial, que consta de un calentador (Hot Oiling Truck), el cual succiona por medio de una bomba de piñones (Roper) o una bomba centrífuga, el aceite (a temperatura ambiente) contenido en un carro tanque, se hace circular a través de un serpentín ubicado en la caldera (para elevar la temperatura) y finalmente se inyecta a la línea por medio de una bomba alternativa (bomba Triplex). Dependiendo de la temperatura requerida, el aceite puede ser recirculado varias veces del tanque del equipo, a la caldera hasta alcanzar la temperatura de operación y luego ser bombeado a la línea.

### **3.3 DESARROLLO DE LA OPERACIÓN**

La puesta en marcha de la inyección de aceite caliente se debe hacer siguiendo los lineamientos básicos para el desarrollo de la misma, buscando la forma de disminuir la incertidumbre con la que se opera el proyecto.

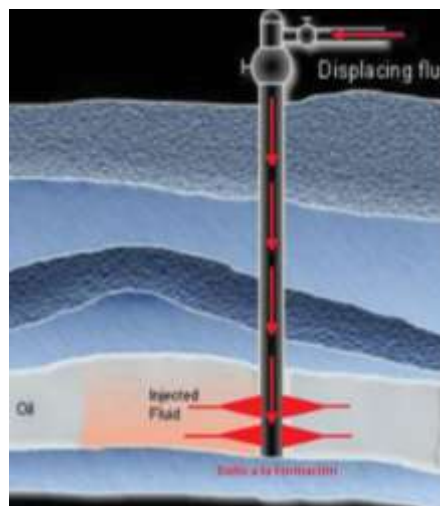
- **Preparación y acondicionamiento de los equipos:** Cargar el carro tanque de aceite (a temperatura ambiente) y transportarlo al pozo, o la locación a trabajar junto con el equipo calentador (caldera). Realizar las respectivas revisiones de los equipos, herramientas, líneas y conexiones.

- **Puesta en marcha del equipo, calentamiento y bombeo del aceite:** Conectar el carro tanque con el camión calentador, abrir la válvula de la bomba triplex para inyectar el fluido (ya sea por anular, tubing, etc.), encender la caldera para que comience a calentar el aceite a la temperatura deseada, inyectar el fluido hasta llevar la bomba a 1500 RPM.
- **Finalización del bombeo y reacondicionamiento del pozo:** Apagar la caldera, desacelerar el sistema y desengranar bombas. Cerrar la válvula de succión del carro tanque y demás válvulas (anular, tubing). Accionar la bomba Roper para que el fluido sea succionado al tanque de almacenamiento de la caldera. Desconectar mangueras y líneas, y recoger todos los accesorios usados (válvula cheque, macho, llaves, etc.). Restablecer las conexiones y normalizar el pozo. Mínimo dejar en reposo 3 horas la caldera para un próximo trabajo.
- **Observaciones:** Si el equipo calentador va a ser trasladado inmediatamente después de terminada la operación, es recomendable hacer circular un poco de aceite (a temperatura ambiente) por el serpentín de la caldera, con el fin de disipar el calor y disminuir su temperatura y evitar con esto posibles fracturas durante el transporte del equipo. Dejando la unidad quieta mínimo 2 horas. Para realizar el bombeo de aceite caliente por la línea de superficie, se realiza el mismo procedimiento, con la diferencia de que la descarga del equipo calentador se conecta a la línea de superficie en lugar del pozo. Se debe tener en cuenta que, si en el pozo se está trabajando con unidad de bombeo, esta debe ser apagada (accionado el freno de seguridad). Tener siempre presente los controles de seguridad y los posibles riesgos que se pueden presentar: Riesgos ergonómicos, mecánicos y ambientales.

### 3.4 CONSECUENCIAS DE LA INYECCIÓN DE ACEITE CALIENTE

El tratamiento térmico por medio de la inyección de aceite caliente es la técnica que se utiliza con mayor frecuencia, por lo tanto, cuenta con documentación fuerte para llevar a cabo los procesos de remoción. Cuando la inyección se hace inapropiadamente sin tener en cuenta las condiciones adversas que se presentan, se pueden originar taponamientos importantes y daños significativos en tuberías y formación. Este tratamiento fue aceptado rápidamente, omitiendo que el daño por depositación de material orgánico podía seguir ocurriendo. Cuando el aceite es inyectado por el anular, es difícil recuperarlo, pues es absorbido por la formación. Generalmente no se profundiza en las características físicas y químicas del petróleo que está siendo usado como fluido de inyección, por lo que remedia, más no soluciona el problema.

**Figura 11.** Daño a la Formación por Inyección.



**Fuente.** CANADIAN INTEGRATED PETRO GROUP Ltd. {En línea}. Disponible en: ([www.cipgroup.ca/corporate-services/enhanced-oil-recovery-eor/eor-methods/](http://www.cipgroup.ca/corporate-services/enhanced-oil-recovery-eor/eor-methods/)). Modificado.

El daño a la formación en tratamientos con aceite caliente ha sido discutido por largos años, no obstante, no han sido calificados los procesos químicos y físicos que ocurren durante la inyección. Cuando se inyecta aceite caliente, las condiciones ideales serían en las que la producción mantenga la temperatura por encima del punto de nube logrando con anterioridad el punto de fusión de los depósitos. En contraste al bombear el aceite, raramente la temperatura está por encima del punto de fusión en la profundidad a la cual se depositan las parafinas.<sup>49</sup>

Si los depósitos de parafina se encuentran a gran profundidad, la cantidad de aceite y su temperatura deben aumentarse, debido a las pérdidas de calor fuera de las paredes del casing hacia las capas adyacentes.

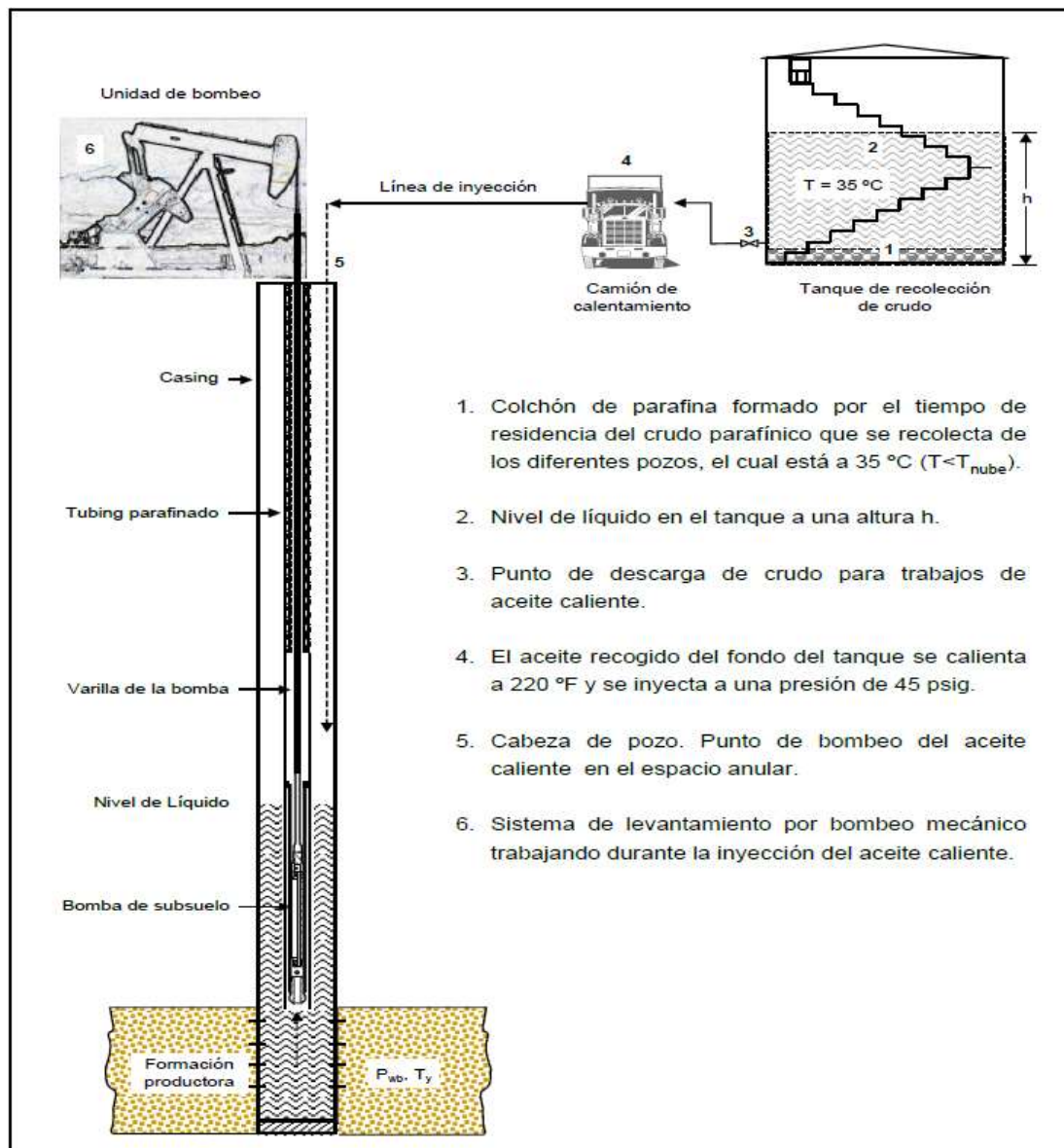
El crudo del Campo Lisama tiene una gravedad API entre 18° y 38°. Aunque se podría hablar de un crudo con un promedio de 29-30° API, clasificándolo como un crudo Mediano (datos tomados de perfiles de gravedad API de algunos pozos, (Tabla 4).

Debido a la naturaleza del petróleo de Lisama (crudo mediano) que se inyecta, existe vaporización de livianos en el camión calentador de aceite, algo de vapor es inyectado al anular con el aceite caliente. Por lo tanto, el fluido puede ser una mezcla de dos fases en la cabeza del pozo y de una sola fase cuando alcanza la formación. Cuando el crudo llega a la formación, tiene más componentes pesados (incluso parafina fundida) que no es removida del pozo ocasionando que depósitos consolidados en el fondo del pozo se formen y se adhieran a la sarta de varillas.

---

<sup>49</sup> MORALES, Augusto. RODRIGUEZ, Luis. Diseño de un esquema para el aseguramiento de flujo de un crudo parafínico con alto punto de fluidez, aplicado al crudo Lisama. Bucaramanga. Trabajo de Pregrado. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. 2012, 30p.

**Figura 12.** Esquema general del Proceso de Aceite Caliente.

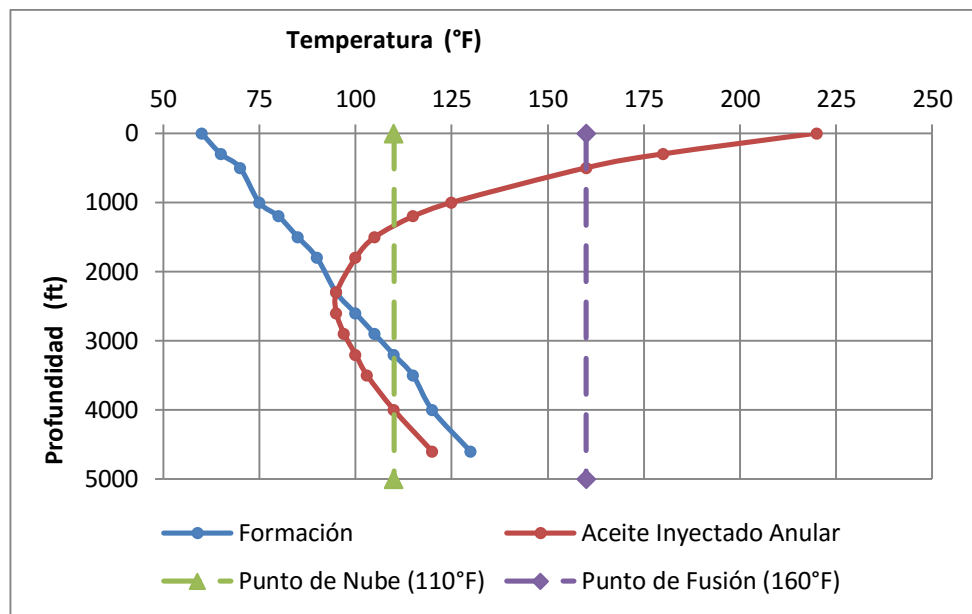


**Fuente.** JAIMES, Manuel., MEDINA, Carlos. Metodología practica para la remoción e inhibición de parafinas en el Campo Lisama. 2001.

La figura 13 muestra un perfil de temperatura para un tratamiento con aceite caliente en un Campo de Estados Unidos. Se observa que a una profundidad menor 3200 ft, la temperatura de la formación está por debajo del punto de nube, por lo que a

esta profundidad empezarán a precipitarse las parafinas dentro de la tubería de producción. La temperatura del aceite inyectado en el anular supera el punto de fusión hasta los 500 ft, es decir, entre los 500 y 3200 ft la temperatura no es lo suficientemente alta para fundir la cera.

**Figura 13.** Trabajo de Aceite Caliente en Estado Unidos.



**Fuente.** MANSURE, A. J. Insights into good hot oiling practices. En: SPE. No. 2584 (Mar. 1993).

**Tabla 4.** Clasificación de la gravedad API.

Tipo de crudo	Gravedad API	Densidad (Kg/m3)
Liviano	> 31,1 °API	< 870
Mediano	22,3 - 31,1 °API	920 - 870
Pesado	10 - 22,3 °API	1000 - 920
Extra pesado	< 10 °API	> 1000

**Fuente.** GUZMÁN (2010). OREJUELA PARRA, Paola Andrea. Tesis de Pregrado. Escuela de Geología. Universidad Industrial de Santander. 2010. 39p.

**Tabla 5.** Tabla de Gravedades API de algunos pozos de Lisama.

POZO	API	POZO	API
C-15	23,6	C-146	28,1
C-18	34,6	C-158	30,2
C-28	19,1	C-159	29,7
C-93	27,7	C-160	29,9
C-95	35,9	C-167	33,3

API PROMEDIO:
29,21

**Fuente.** OREJUELA PARRA, Paola Andrea. Tesis de Pregrado. Escuela de Geología. Universidad Industrial de Santander. 2010.

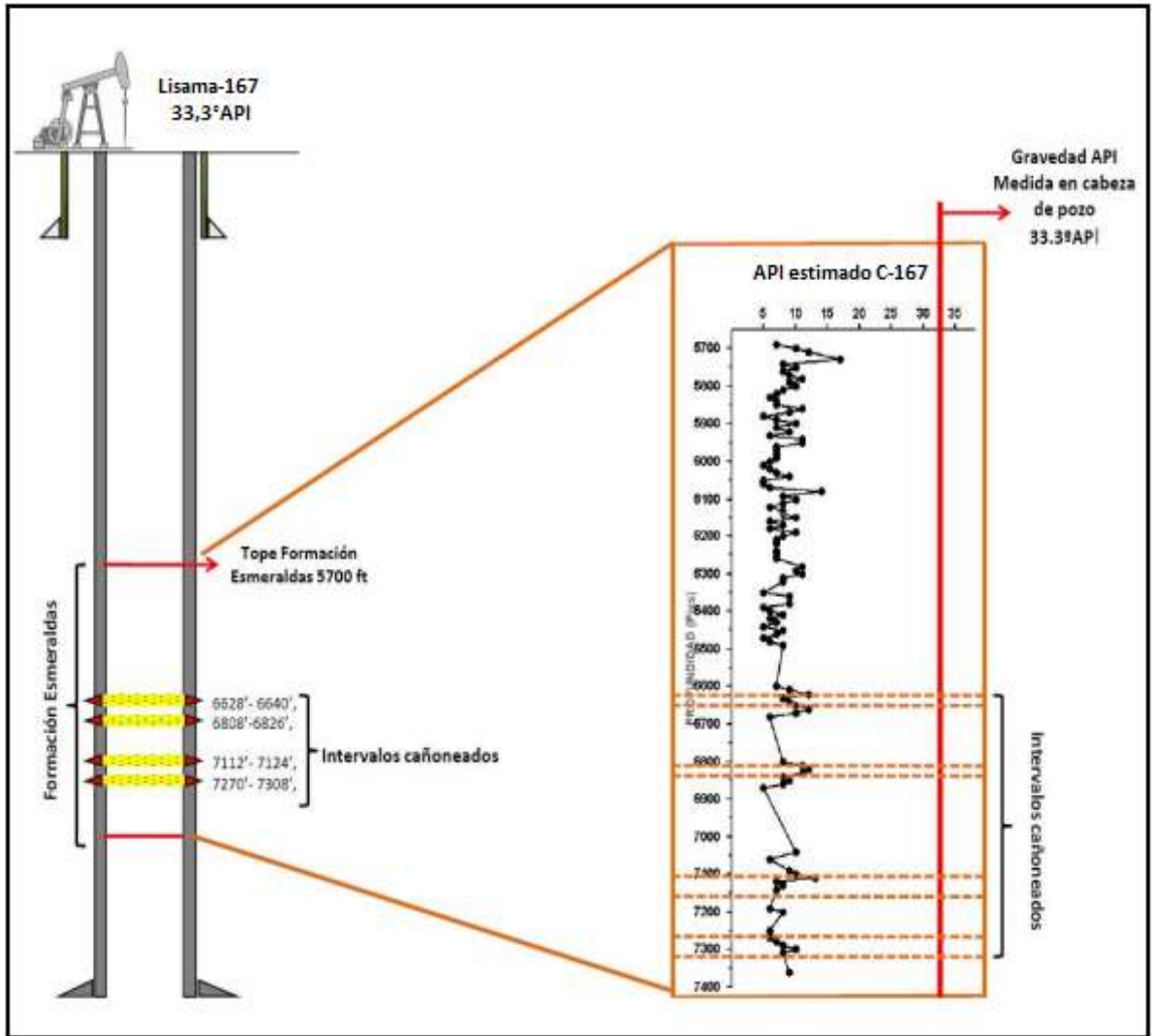
La cantidad de Barriles de fluido de inyección, la rata de bombeo y la temperatura varía de un trabajo a otro. Aunque para el caso de Lisama se bombea aceite caliente a 210°F. La cantidad de fluido a inyectar no debe exceder la capacidad del tubing, ya que existe mayor probabilidad de daño a la formación.

En un procedimiento de inyección de aceite caliente, la mayor eficiencia es entregar el máximo BTU (unidad de medida de energía inglesa que representa la cantidad de calor necesaria para aumentar 1°F, 1 Libra de agua a presión atmosférica) en el menor tiempo y con la menor cantidad de fluido. Los BTU proporcionados dependen tanto de las condiciones mecánicas del camión calentador, como de la habilidad del operador y con limitaciones en la rata de flujo. Para el caso de Lisama, la unidad de caldera tiene una salida de 2,5MM Btu<sup>50</sup>.

---

<sup>50</sup> Servicio a Pozos. Coordinación de subsuelo. Gerencia de Mares. Ecopetrol S.A.

**Figura 14.** Ejemplo Perfil de gravedad API estimado para el Pozo Lisama-167.

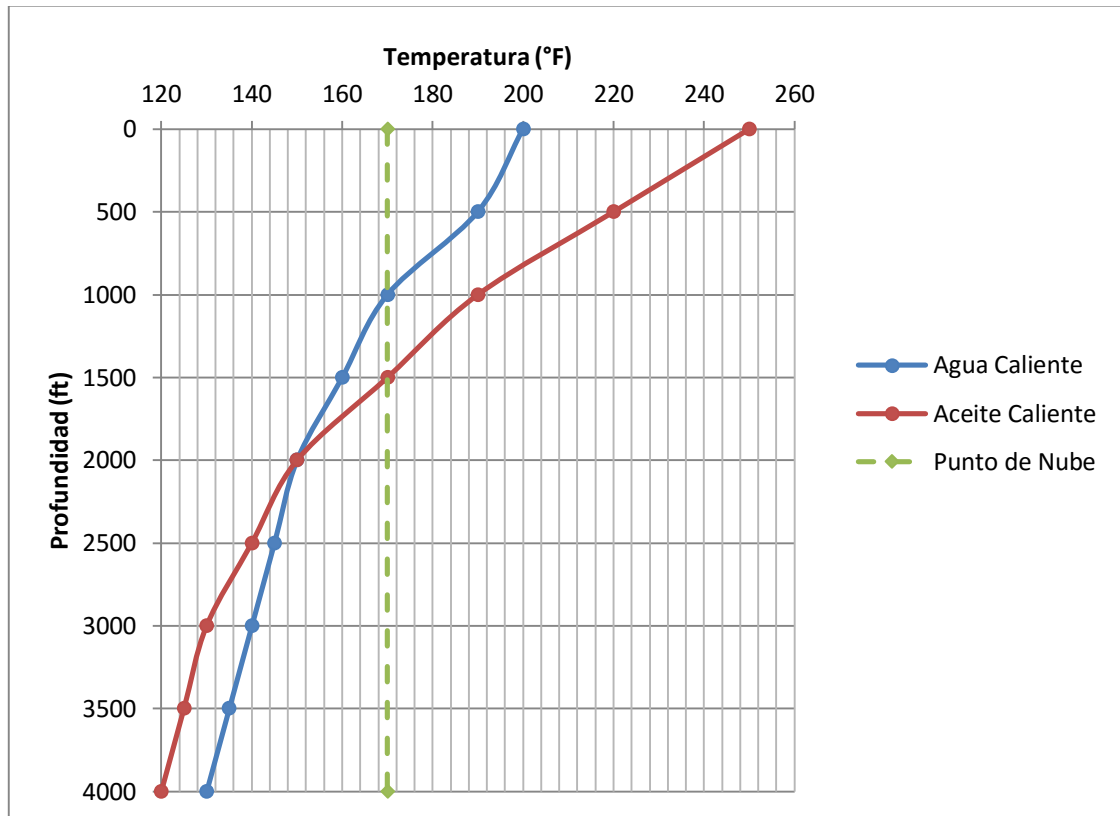


**Fuente.** OREJUELA PARRA, Paola Andrea. Tesis de Pregrado, Escuela de Geología. Universidad Industrial de Santander. 2010.

En ocasiones se llegó a pensar que la inyección de agua caliente es mejor que la inyección de aceite caliente debido a la alta capacidad calorífica del agua. Esto ignora que el proceso está limitado por el factor BTU producidos por la unidad de caldera, el calentar agua tomaría más tiempo y no se podría sobrepasar los 210°F (por su punto de ebullición); entonces el beneficio no es tan grande como se presume. Además, el agua caliente puede llegar a la temperatura del punto de nube

a menor profundidad en comparación con el aceite caliente, como se observa en la figura 15 para el caso para dos pozos en Estados Unidos (uno donde se inyectó agua, y otro donde se inyectó aceite).

**Figura 15.** Inyección de Aceite caliente vs Agua caliente.



**Fuente.** NAVARRETE, Juan Camilo. CEDIEL Fabián Andrés. Estudio de factibilidad con el aceite liviano de ciclo para la remoción de depósitos orgánicos. Aplicado a Campo colombiano. 2010.

**3.4.1 Daño a la formación por depositación orgánica durante una inyección de aceite caliente.** El daño a la formación ocasionado por el proceso de inyección de aceite se debe principalmente a dos agentes potencialmente taponantes llevados en solución al pozo, especialmente a la cara de la formación: La parafina y los Asfaltenos<sup>51</sup>. La parafina es la causa más común de daño a la formación durante una inyección de aceite caliente. Son los componentes de mayor interés en este trabajo. Cuando la parafina se encuentra con sólidos inorgánicos (el sulfuro de hierro, el óxido de hierro, la arcilla o la arena) puede ocasionar problemas severos. No se va a discutir mucho sobre estos materiales en particular.

Los asfaltenos se presentan en crudos de baja gravedad API en forma de partículas coloidalmente dispersas (la definición de estos se encuentra en el capítulo 1). Del daño a la formación solo una pequeña parte se debe a estos compuestos; primordialmente se encuentran en pozos de aceite negro (< 35°API) y se tratan usando ACPM Keroseno o condensado como fluido de inyección, incluso tratamientos fríos con disolventes aromáticos pueden solubilizarlos y removerlos de la formación. Los factores que pueden ocasionar daño a la formación por depositación orgánica son los siguientes<sup>52</sup>:

---

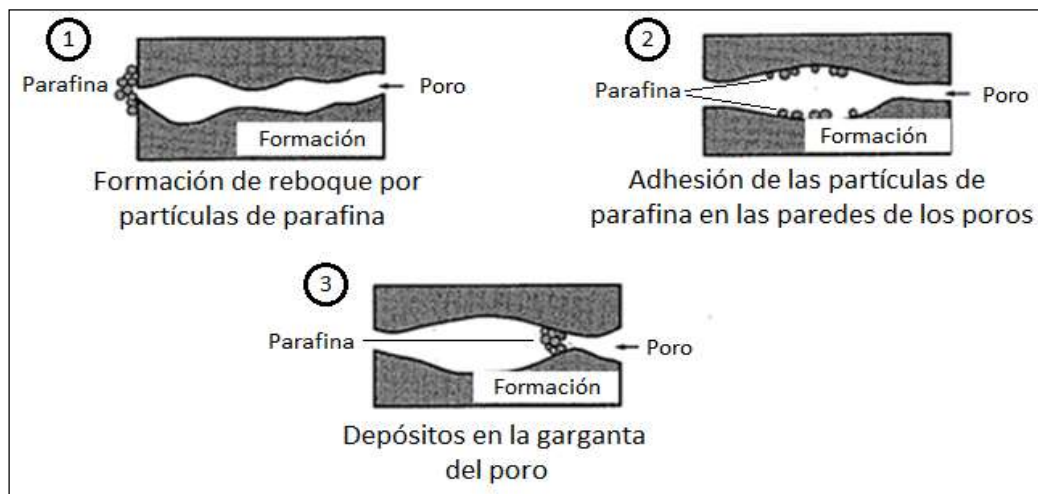
<sup>51</sup> NEWBERRY, M.E. and BARKER, K.M. Formation Damage Prevention Through the Control of Parafin and Asphaltene Deposition. SPE No. 13796 (March 1985).

<sup>52</sup> PINZÓN, Sergio. ROJAS, Jonathan. Evaluación de métodos convencionales y no convencionales para la remediación e inhibición de la precipitación de parafinas en pozos petroleros. Trabajo de Pregrado. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. 2006. 109 p.

**3.4.1.1 Proceso de inyección de aceite caliente.** Mientras se realiza el proceso de inyección de aceite caliente, el crudo lleva compuestos en solución (Parafinas, Asfaltenos y sólidos inorgánicos) que taponan y producen daño a la formación. Estos agentes son introducidos al pozo y la formación debido a fallas durante el proceso de inyección.

La inyección de aceite caliente en los pozos productores, fue una práctica utilizada por años en trabajos de limpieza de pozos como método de remoción en las sartas de producción;<sup>53</sup> causando complicaciones al utilizar aceite muerto con alto contenido de material orgánico no disuelto y material parafínico con diferentes puntos de nube, que al ser inyectado en los pozos puede superar las columnas hidrostáticas del aceite de formación, ocasionando intrusión, siendo una de las posibles causas de daño inducido a la formación.<sup>54</sup>

**Figura 16.** Daño por parafina en la formación.



<sup>53</sup> JAIMES, Manuel. MEDINA, Carlos. ORDOÑEZ, Aníbal. Et al. Evaluación del Proceso de Bombeo de aceite caliente como mecanismo de remoción de Parafinas en los sistemas de producción del Campo Lisama. 2004. 39 p.

<sup>54</sup> SÁNCHEZ, Ilsen Adriana. GUTIÉRREZ, Henry Fernando. Estudio de factibilidad del uso del aceite liviano de ciclo para el control de parafinas en el Campo Colorado. Trabajo de Pregrado. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingeniería Físicoquímicas. 2011. 88p.

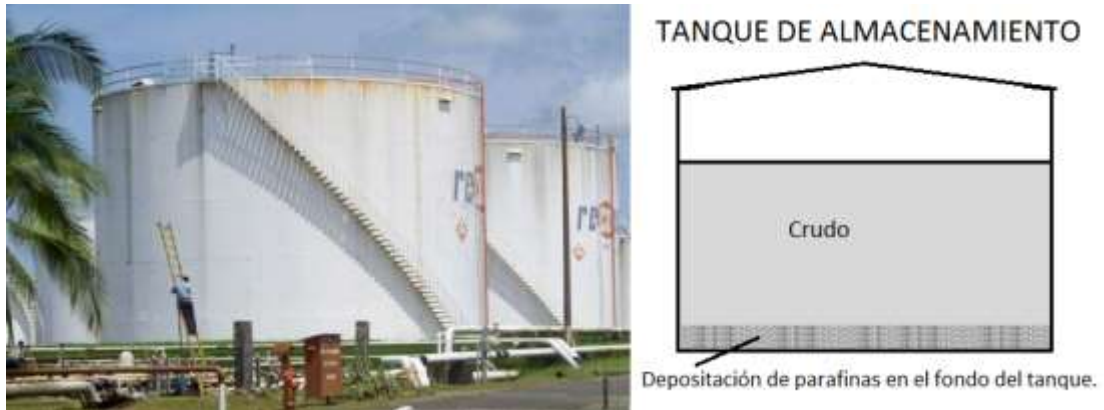
**Fuente.** Modificado. PORTAL DEL PETROLEO Mecanismos de daño la formación [En línea]. Disponible en: <http://www.portaldelpetroleo.com/2015/02/mecanismos-de-dano-la-formacion.html>

Cuando el aceite caliente llega a fondo de pozo, el nivel de fluido aumenta en el casing, y el crudo frío es empujado hacia las perforaciones por la fuerza hidrostática que ejerce la columna aceite, sobrepasando la presión de formación. Por ejemplo, un pozo con un tubing de 2" y un casing de 7", si se inyectan 70 Bbls de aceite caliente pueden producir una presión hidrostática aproximada de 1000 psi (6,9 MPa) en fondo de pozo; esta presión es suficiente en un pozo de bombeo mecánico para introducir el aceite en la formación.

**3.4.1.2 Fuente del aceite para la inyección.** En el prolongado sistema de producción y durante cualquier fase, las condiciones óptimas son las de la formación ya que tiene menor punto de nube, menor punto de fluidez, más alta gravedad API y la capacidad de mantener más parafina en solución, debido a las condiciones de iniciales (alta presión y temperatura), mientras que el aceite que se encuentra en el tanque de almacenamiento, ha recogido todas las impurezas en su camino a superficie. Eventualmente este crudo pierde su capacidad para mantener parafinas en solución por la pérdida de hidrocarburos livianos (de bajo peso molecular) y a la baja temperatura del medio.

La fuente para la inyección de aceite caliente es el crudo proveniente de los tanques de almacenamiento. Cuando hay problemas de producción con parafinas aumenta el contenido de la misma en estos tanques debido a todas las ceras removidas y arrastradas en el sistema, aumentando la cantidad de cristales precipitados en fondo donde también están las líneas de extracción.

**Figura 17.** Depositación de parafinas en el tanque de almacenamiento.



**Fuente.** NACION Recope millones financiar petróleo tanques [En línea]. Disponible en: [http://www.nacion.com/economia/Recope-millones-financiar-petrolero-tanques\\_0\\_1291670836.html](http://www.nacion.com/economia/Recope-millones-financiar-petrolero-tanques_0_1291670836.html).

Por todo esto el crudo recogido por el camión calentador es el más deficiente del sistema. Se ha determinado que el crudo que es calentado para inyección puede llegar a tener diez veces más la cantidad de parafina que el crudo producido en cabeza de pozo y es la mayor causa de daño de formación.

**3.4.1.3 Proceso de calentamiento.** El petróleo es un líquido volátil, entre más alta sea la temperatura de la caldera, mayor es el volumen de componentes que pierde el aceite. La concentración de parafinas aumenta en el crudo, incrementando el punto de nube y el punto de fluidez, en pozos con baja presión y baja temperatura de formación, el aceite inyectado por el anular puede aumentar la presión en el casing, causando un flujo en reversa hacia la formación.

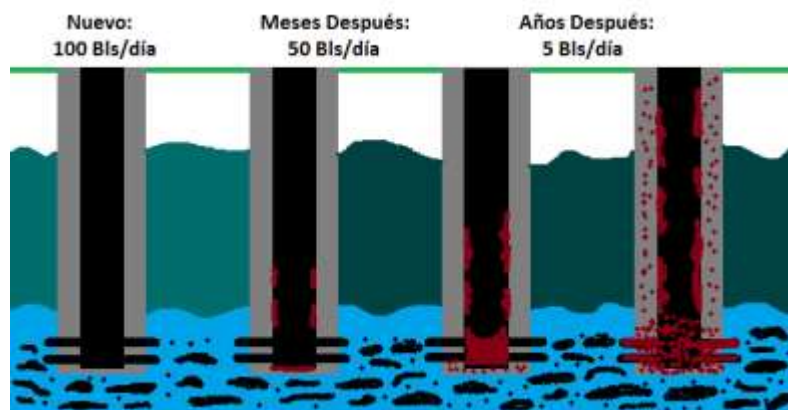
Debido a que el crudo que se inyecta es de baja calidad, con un punto de nube muy alto comparado con el crudo del yacimiento. Se obtiene un crudo que puede subir hasta 45°F en su punto nube, este incremento es una posible causa del daño. Las

indicaciones que hacen saber que está ocurriendo este tipo de daño son: Pérdida de Producción, Taponamiento de la bomba después de la inyección y Depositación de parafina en el exterior del tubing.

**3.4.2 Caso ejemplo-Campo Escuela Colorado.** En la actualidad muchos Campos presentan continuos problemas operativos y caídas de producción debido al material orgánico que se deposita tanto en la sarta de producción como en la cara de la formación lo que ocasiona bajo aporte del yacimiento, y como se ha mencionado anteriormente, existe un daño inducido a la formación causado por la inyección de aceite caliente.

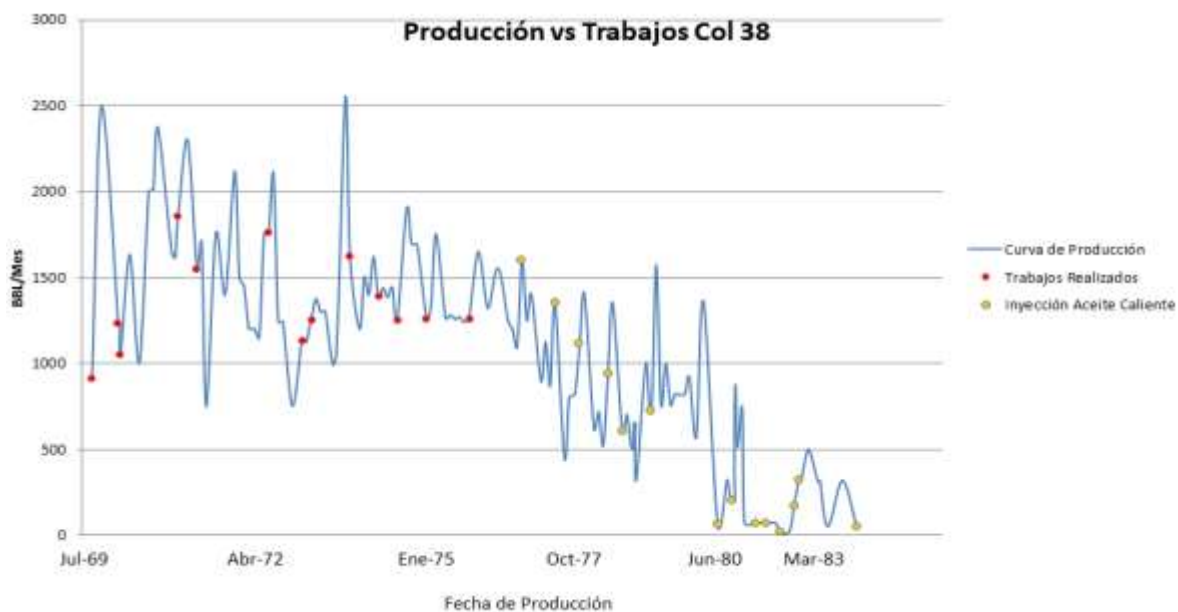
Se puede observar en la Figura 19, una curva histórica de producción del pozo Colorado 38, en el cual se incluye el histórico de inyección de aceite caliente y trabajos realizados y una declinación en su producción.

**Figura 18.** Consecuencias de la inyección de aceite caliente en un pozo en el Campo Colorado.



**Fuente.** Modificado. GUTIÉRREZ, H. SÁNCHEZ A. Estudio de factibilidad del uso del aceite liviano de ciclo para el control de parafinas en el Campo Colorado. Tesis de Pregrado. Universidad Industrial de Santander. 2011.

**Figura 19.** Curva histórica de producción del pozo Colorado 38.



**Fuente.** Archivo histórico pozo Colorado 38. Base de Datos Campo Escuela Colorado. Universidad Industrial de Santander.

#### 4. ACEITE LIVIANO DE CICLO

El aceite liviano de ciclo (ALC), es un producto obtenido en el proceso de refinación a partir del craqueo catalítico de los gasóleos, para producir combustibles de mayor valor comercial y demanda. El reactor de craqueo catalítico fluidizado (FCC) realiza este proceso con un rompimiento molecular consecutivo de las cadenas de hidrocarburos, en presencia de un catalizador selectivo a altas temperaturas.<sup>55</sup>

El ALC se encuentra dentro del intervalo de ebullición de los componentes de naturaleza aromática-nafténica y se caracteriza porque su composición contiene,

<sup>55</sup> ALVAREZ, N., PULIDO, J., CARRILLO, J. Mejoramiento de la calidad del aceite liviano de ciclo mediante tratamiento con cloruros metálicos. En: Revista ion. Vol.; 17. No. 1 (Dic. 2001); p. 1-8

altas concentraciones de compuestos azufrados, nitrógeno, oxígeno, poliaromático y un bajo índice de cetano, lo cual lo hace poco atractivo para utilizarse como combustible diésel, pero si como diluyente debido a las repercusiones ambientales y operacionales.<sup>56</sup>

La Empresa Colombiana de Petróleos (Ecopetrol) dispone de dos complejos Industriales de refinación ubicados en Barrancabermeja y Cartagena, con un total de cinco unidades de craqueo catalítico en lecho fluido.<sup>57</sup> Las especificaciones del aceite obtenido varían dependiendo de las condiciones de operación, donde la calidad aumenta a medida que crece la longitud de la cadena de componentes junto a la cantidad de saturados y se evidencia baja calidad con el incremento en el contenido de aromáticos.

La ciudad de Barrancabermeja procesa el petróleo proveniente de diferentes pozos a lo largo del país, el cual llega a la torre principal de destilación atmosférica donde se obtienen los productos de alto valor comercial, los fondos o productos pesado pasan a la planta de ruptura catalítica la cual cuenta con 4 torres de fraccionamiento (FCC) con capacidad de producción de 12000 BPD.<sup>58</sup>

#### **4.1 PROPIEDADES DEL ALC**

Los productos que salen del reactor en la unidad FCC ingresan a un fraccionador que los separa por diferencia de temperatura de ebullición, donde los livianos

---

<sup>56</sup> NAVARRETE, Juan., CEDIEL, Fabián. Estudio de factibilidad con el aceite liviano de ciclo para remoción de depósitos orgánicos aplicando a Campo colombiano. Trabajo de Pregrado. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. 2010. 167 p.

<sup>57</sup> CAICEDO, E., MEJÍA, R., GORDILLO, M., TORRES, J. Reutilización de un residuo de la Industria Petrolera (FCC) en la producción de elementos constructivos. En: Ing. Univ. Vol. 19, No.; 1. (Ene-jun., 2015.); p. 135-154

<sup>58</sup> SÁNCHEZ, Ilsen Adriana; GUTIÉRREZ, Henry Fernando. Op. cit., p36

(gases) salen por la cima, por los laterales gasolina, aceite liviano de ciclo y en el fondo la fracción más pesada (slurry). En este proceso se usa el ALC para mejorar las propiedades del slurry, además de utilizarse como aditamento del Diésel en hidrotratamiento.<sup>59</sup>

Entre las características del aceite liviano de ciclo se destacan:

- Rango de ebullición de ALC entre 200 y 300 °C, degradándose a temperaturas superiores a 600°C.
- Un contenido de azufre entre el rango de 8000 ppm a 12000 ppm.
- Costo promedio del ALC 177,67 USD\$/BB (diciembre 12 de 2011 + IPC de cada año) según el archivo histórico de productos petroquímicos publicado en la página web de Ecopetrol.

Estudios realizados con anterioridad<sup>60 61</sup> han destacado la conveniencia del aceite liviano de ciclo por su bajo contenido de parafina, alto contenido de aromáticos y un punto de nube bajo. A diferencia con el aceite utilizado en procesos convencionales, el cual contiene mayor fracción de parafinas y compuestos pesados, este producto de refinación puede ser una opción eficiente para el control de las ceras parafínicas.

---

<sup>59</sup> SANTOS, Andrés. Estudio de la composición de la mezcla slurry-aceite liviano de ciclo en el factor de ensuciamiento de los intercambiadores de calor en el proceso de fraccionamiento catalítico. Bucaramanga. Trabajo de Pregrado. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingeniería fisicoquímica. 2015. 71p.

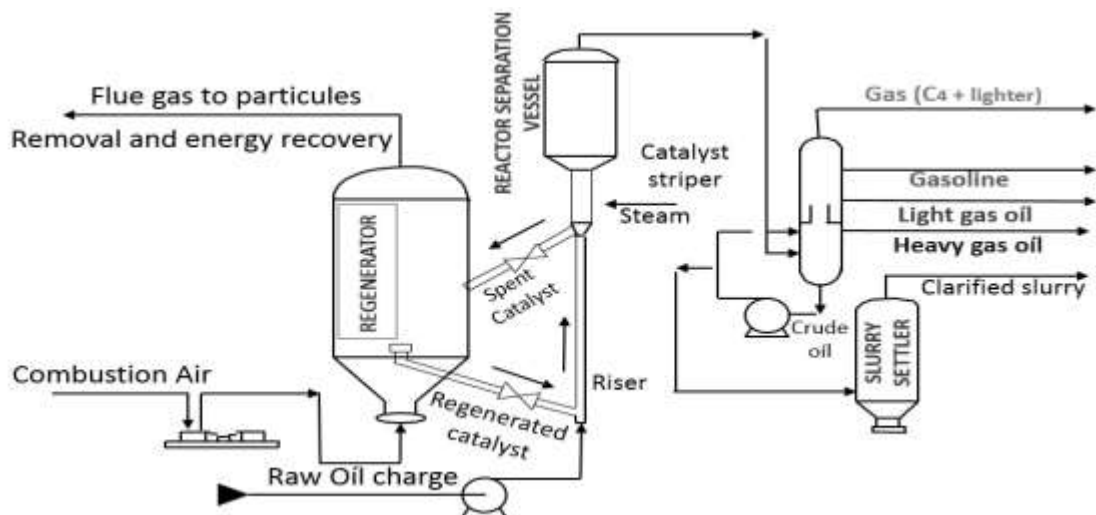
<sup>60</sup> NAVARRETE, Juan., CEDIEL, Fabián. Op cit., p98.

<sup>61</sup> SÁNCHEZ, Ilsen Adriana; GUTIÉRREZ, Henry Fernando. Op. cit., p36.

## 4.2 CARACTERIZACIÓN DEL ALC

La calidad del aceite liviano de ciclo es importante, de forma que se busca reducir al mínimo, los agentes que puedan ocasionar una reacción indeseada, deterioro, modificación de la composición química o propiedades físicas cuando entra en contacto con el yacimiento o fluidos de producción, lo cual se puede alcanzar con hidrotratamiento, lavado caustico o ácido, el uso de aditivos o la combinación de los diferentes tratamientos.<sup>62</sup> Por lo tanto, antes de implementar la inyección, se debe hacer un estudio de laboratorio sobre los posibles elementos o condiciones, que causen el desperfecto del aceite. El análisis de calidad incluye la caracterización del contenido de compuestos por medio de espectrometría de masas acoplada a la cromatografía de gases.

**Figura 20.** Unidad de craqueo catalítico fluidizado (FCC).



<sup>62</sup> ALVAREZ, N., PULIDO, J., CARRILLO, J. Op cit., p 1.

**Fuente.** Tomado y modificado por los autores. NAVARRETE CUSPOCA, Juan Camilo; CEDIEL BELTRAN, Fabián Andrés. Estudio de factibilidad con el aceite liviano de ciclo para remoción de depósitos orgánicos aplicando a Campo colombiano. Trabajo de Pregrado. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. 2010.

Las pruebas que serán mencionadas a continuación fueron tomadas del trabajo de grado realizado en el 2011, por Ilsen Adriana Sánchez Pacheco y Henry Fernando Gutiérrez, basado en el estudio de factibilidad de uso de aceite liviano de ciclo para el control de parafinas en Campo colorado.

**Tabla 6.** Pruebas de factibilidad para el uso del ALC.

Prueba	Descripción	Pruebas de laboratorio
<b>°API</b>	Es una escala de gravedad específica expresada en grados, para medir la densidad relativa de diversos líquidos de petróleo, proporcionando idea de su calidad.	$^{\circ}API = \frac{141,5}{Gravedad\ específica\left(\frac{60}{60}^{\circ}F\right)} - 131,5$
<b>Punto de Fluidéz</b>	Por medio de esta prueba se busca determinar la temperatura en la que el ALC deja de fluir.	ASTM D97 - 57
<b>BS&amp;W</b>	Con esta prueba se determina la fracción de sedimentos y agua en el ALC, los cuales pueden generar problemas operacionales, corrosión, problemas en el procesamiento y transporte.	ASTM D96 D-4007

**Tabla 6. Continuación.**

<b>Prueba</b>	<b>Descripción</b>	<b>Pruebas de laboratorio</b>
<b>Viscosidad cinemática</b>	Es una medida del tiempo de flujo para un volumen fijo de líquido que fluye por gravedad a través de un capilar.	ASTM D445
<b>Punto de fuego</b>	Es la mínima temperatura a la cual los vapores liberados crean un fogonazo instantáneo al estar en presencia de una fuente de ignición.	ASTM D92-52
<b>Compatibilidad Crudo/ ALC</b>	La prueba de compatibilidad ayuda a examinar la estabilidad que tiene el aceite liviano de ciclo al entrar en contacto con el crudo, agua y arena de formación, para descartar cualquier tipo de reacción negativa durante el proceso de inyección.	Se mezcla una muestra de crudo con ALC en partes iguales y se observa durante dos horas.
<b>Compatibilidad Agua de formación/ALC</b>		Se mezcla una muestra de agua de formación con ALC en partes iguales y se observa durante dos horas.
<b>Compatibilidad Arena de formación/ALC</b>		Se mezcla 50 ml de ALC y 10 ml de arena de formación observando durante dos horas.
<b>Mojabilidad</b>	Determina la tendencia del ALC para mojar la roca del yacimiento por agua o por aceite, donde idealmente el ALC no debería alterar la mojabilidad de la formación.	Se agregan 50 ml de ALC y 10 ml de arena de formación en remojo por 30 minutos, posteriormente se decanta. Luego en una probeta de 100 ml con 50 ml de agua de formación se observa la dispersabilidad relativa de las partículas que tienden a formar grumos en ambas fases.
<b>Detergencia</b>	Determina la capacidad de limpieza de ceras parafínicas u orgánicas en la cara de la formación por parte del tratamiento con ALC.	En 50 ml de ALC se agregan 10 ml de arena se mezcla y se deja en remojo por 30 minutos para posterior decantación.

**Fuente.** SÁNCHEZ, Ilsen Adriana; GUTIÉRREZ, Henry Fernando. Estudio de factibilidad del uso del aceite liviano de ciclo para el control de parafinas en el Campo colorado. Trabajo de Pregrado. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. 2011.

## **5. EQUIPOS Y HERRAMIENTAS PARA LA INYECCIÓN DE ALC USANDO LA VÁLVULA BY-PASS**

La inyección de aceite liviano de ciclo al pozo de análisis requiere de la instalación de un esquema productor que facilite el proceso de limpieza, evitando que se pierda diluyente y que se invada la formación con el solvente saturado de cristales de parafina.

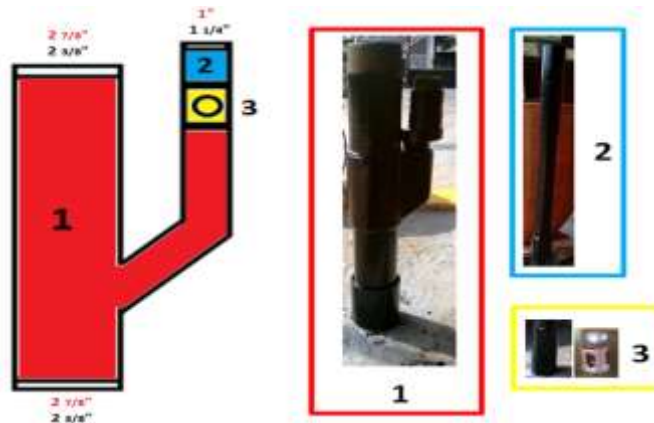
### **5.1 VÁLVULA BY-PASS**

By-Pass: “Paso lateral y que en el lenguaje técnico indica una desviación, colocada en paralelo en un circuito hidráulico o eléctrico que permite poner en comunicación directa dos puntos.”<sup>63</sup> Una válvula By-Pass también llamada Body Roil o Kobe (nombre de la empresa que la fábrica), es una válvula desviadora de flujo, en forma de “Y”, también permite cambiar el diámetro de una de sus entradas.

---

<sup>63</sup> DICCIONARIO MOTOR GIGA. Buscador avanzado. [en línea]. Disponible en: <https://diccionario.motorgiga.com/diccionario/buscador/gmx-niv4.htm?bus=BY-PASS+>

**Figura 21.** Válvula By-Pass.



Posee una válvula de esfera que solo permite el flujo en una dirección, para garantizar una correcta inyección y evitar contraflujos. También llamada válvula Kobe, ya que se usa en el sistema de bombeo hidráulico Kobe/Oilmaster de Weatherford (figura 22).

Esta válvula es usada en la industria petrolera en el bombeo hidráulico tipo sistema de bomba libre, hace parte de la válvula de control de pozo (4 vías). A continuación, se mencionará algo sobre el bombeo hidráulico tipo sistema de bomba libre y de la válvula de control de pozo 4 vías.

**Figura 22.** Bomba Kobe.



**Fuente.** SUPPLY PETROLERO [En línea]. Disponible en: <http://www.supplypetrolero.com.ar>

**Bombeo hidráulico tipo sistema de bomba libre:** El bombeo hidráulico se basa en un principio sencillo: “Ley de Pascal” la cual expone que “la presión ejercida sobre la superficie de un fluido se transmite con igual intensidad en todas las direcciones”. Así se trasmite presión desde un equipo de bombeo centralizado o individual en la superficie a través de una tubería llena de líquido, hasta cualquier número de pozos petroleros. Aplicando este principio es posible inyectar desde la superficie un fluido a alta presión que va a operar el pistón motor de la unidad de subsuelo en el fondo del pozo.

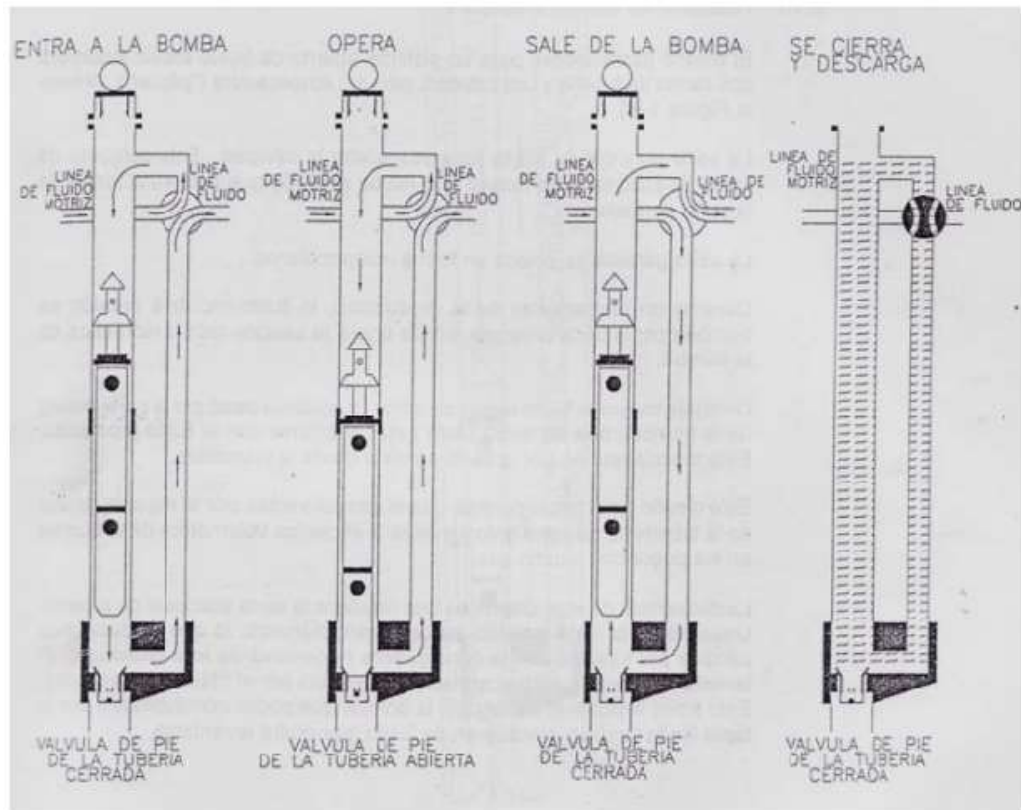
Este fluido conocido como fluido de potencia o fluido motor, es utilizado por una bomba de subsuelo que actúa como un transformador para convertir la energía de dicho fluido a energía potencial o de presión en el fluido producido que es enviado hacia la superficie. Los fluidos de potencia más utilizados son agua y crudos livianos que pueden provenir del mismo pozo. El pistón motor está mecánicamente ligado a otro pistón que se encarga de bombear el aceite producido por la formación.

Para recuperar la Bomba Jet, se inyecta fluido motriz por el espacio anular, esta inyección invertida de fluido hace que accione la válvula de pie o standing valve y presurice en el fondo desasentando la bomba de la cavidad, la presión queda atrapada en la copa que tiene la bomba en la parte superior y de esta forma permite circular hasta superficie para ser reemplazada, en ciertos casos se requiere de una unidad especial para recuperarla. Es una ventaja de este sistema de bomba libre por cuanto permite cambiar o reemplazar equipos sin necesidad de una unidad de reacondicionamiento como se puede apreciar en la figura 23.<sup>64</sup>

---

<sup>64</sup> SÁNCHEZ DÁVILA, Julio. Estudio del sistema de bombeo hidráulico tipo jet en el pozo libertador 123 del Campo libertador para la producción de petróleo en el período 2010. Trabajo de Tecnología en Petróleos. Universidad Tecnológica Equinoccial. Quito. Ecuador. 2011. p2.

**Figura 23.** Secuencia de la Bomba libre.

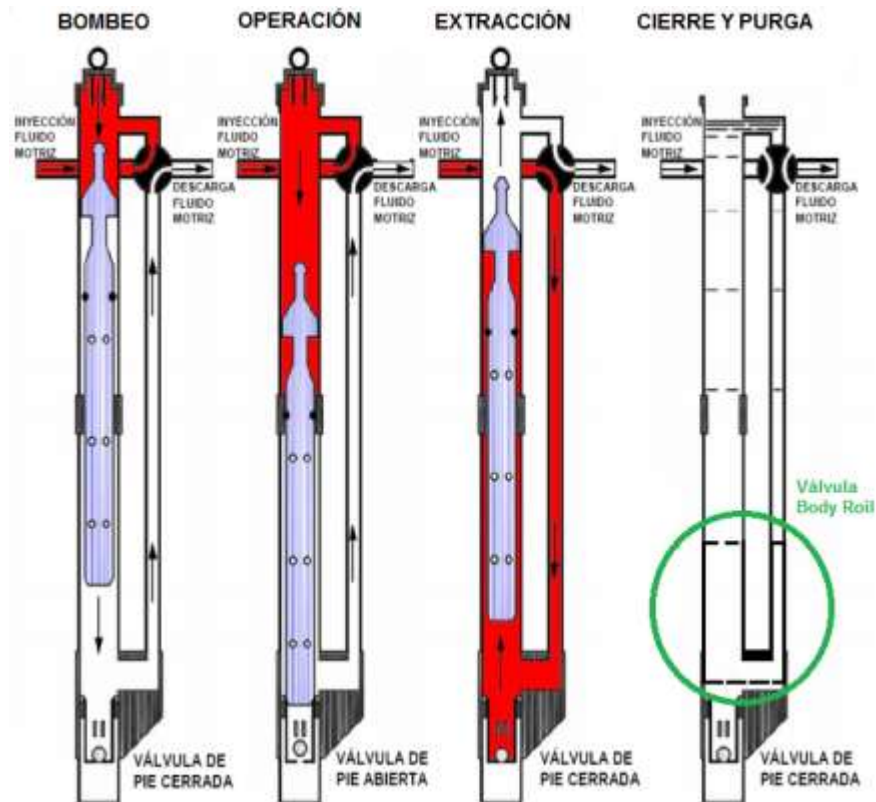


**Fuente.** SÁNCHEZ DÁVILA Julio. Dresser Oil Tools.

**Válvula de control de pozos (4 vías):**<sup>65</sup> La función principal de la válvula de 4 vías es revertir el flujo de los fluidos durante las operaciones de introducción o recuperar las bombas. La válvula se acciona con una sola palanca, se cambia de posición mediante un dispositivo de acción positiva, tipo carreta, con tres posiciones. En la (figura 24) se describe las diferentes posiciones de la Válvula de 4 vías durante la operación en un circuito abierto de una bomba libre con tuberías paralelas. Sirve para controlar la dirección del fluido motriz que acciona la bomba del pozo. Con sólo mover la palanca hacia abajo, el fluido motriz baja por la tubería de inyección para activar y accionar la bomba.

<sup>65</sup> Ibíd., p.25

**Figura 24.** Posiciones de la válvula de 4 vías.



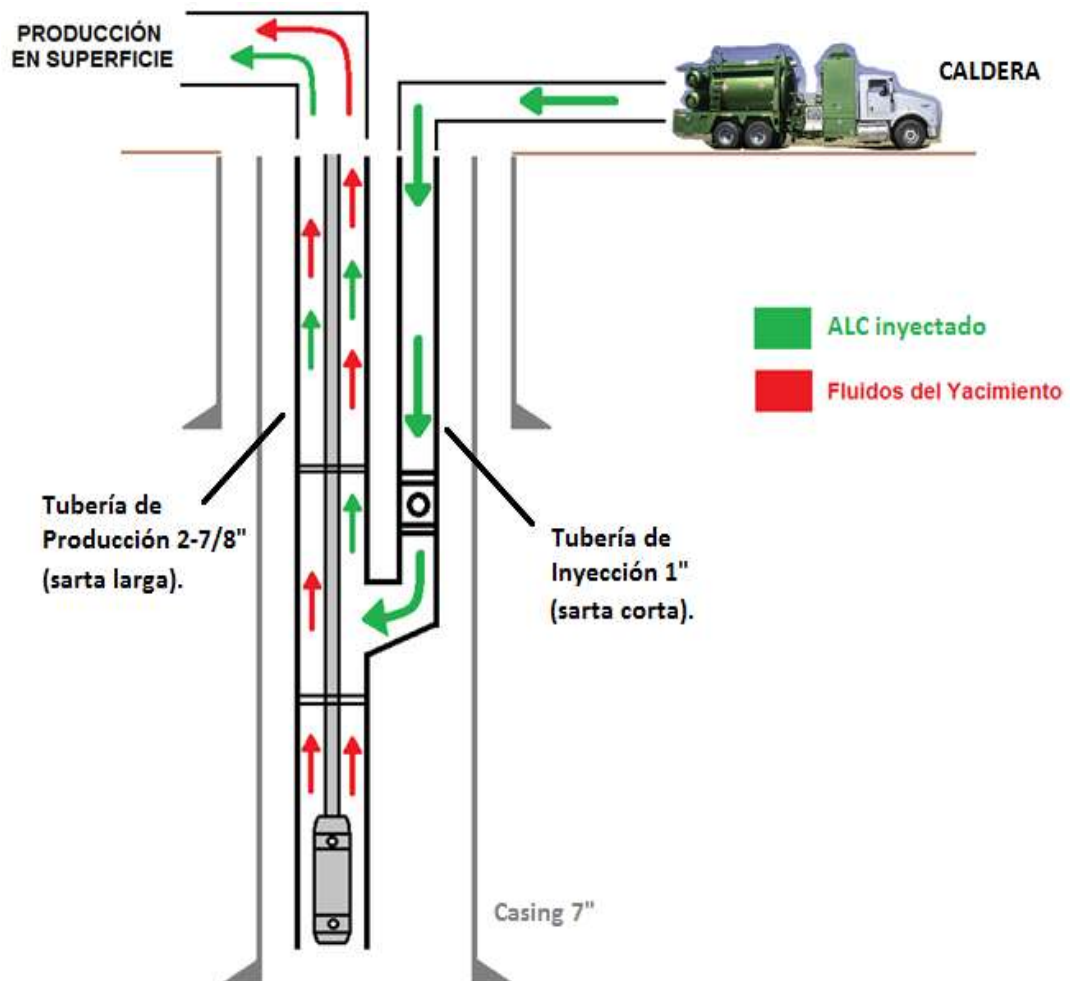
**Fuente.** Modificado por los autores. SÁNCHEZ DÁVILA Julio. Dresser Oil Tools.

Para reversar la bomba, la palanca debe posicionarse hacia arriba para dirigir el flujo hacia abajo por el espacio anular para que empuje y saque la bomba por la tubería de inyección hasta superficie. En la posición intermedia la válvula desvía al fluido (By-Pass), es decir que el fluido de inyección pasa directamente a la línea de retorno y a la estación. Con el giro a la derecha del handle (mariposa) presurizamos el pozo, la operación inversa es para despresurizar.

## 5.2 SARTA DUAL

La válvula By-Pass tiene dos conexiones en su parte superior, y el uso de esta implica utilizar sarta dual, la tubería de producción de 2-7/8" y una tubería de inyección de 1". Se denomina sarta larga a la de producción y sarta corta a la de inyección. Cabe recalcar que la tubería a usar sea API.

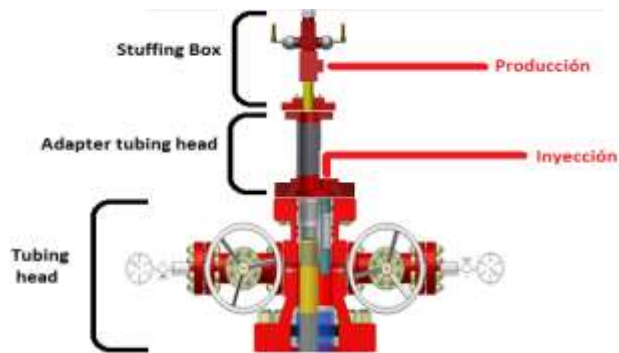
**Figura 25.** Esquema del sistema con sarta dual en funcionamiento.



### 5.3 CABEZAL DEL POZO

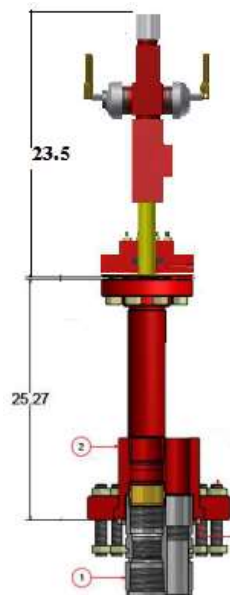
El uso de sarta dual, implica un cambio en el cabezal del pozo, que permita tener en superficie las conexiones apropiadas para las líneas de producción e inyección.

**Figura 26:** Cabezal Diseñado para la inyección de ALC.



**Fuente.** JIMENEZ. Alfonso FEPCO Zona Franca S.A.S.

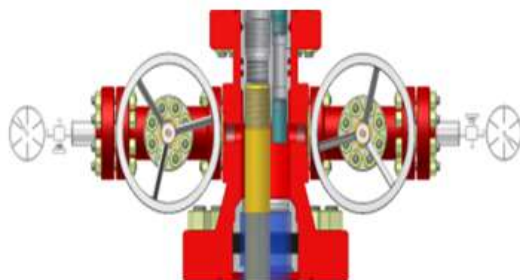
**Figura 27.** Stuffing box y Adapter tubing head.



ITEM	CANT	DESCRIPCION
1	1	TUBING HANGER FP- TC- ES- CL 7-1/16 X 3-1/2 EU W/3 BPV EFT BIW EM 41218-2 W/(1) CL 3/8 NPT API 6A PSL1 PR1 AAU
2	1	TUBING HEAD ADAPTER FP- ES- CL 7-1/16 3K R45 X 3-1/8 3K R31 EFT BIW EM 41218-2 W/(1) CL 3/8 NPT PSL1 PR1 AAU
3	2	TEE 2 7/8 EUE X 2 " LP
4	1	STUFFING BOX AND BOP' s 2 7/8" PIN EUE
5	1	(PRE/FIN) COMPANION FLANGE 75K 3-1/8-3K/5K X 2 7/8" EUE PSL1 PR1 AAU
6	1	RING GASKET (OVAL) R45 LOW CARBON STEEL (S-4) CAD. PLATED (FLGS. 7 1/16-2K / 7 1/16-3K)
7	12	STUD & TWO NUTS (A 193 - A 194) (B7 - 2H) 1-1/8 X 8-1/4
8	1	RING GASKET (OVAL) R31 LOW CARBON STEEL (S-4) CAD. PLATED (FLGS. 3 1/8 -2K / 3 1/8 -3K)
10	212	STUD & TWO NUTS (A 193 - A 194) (B7 - 2H) 1 1/8 X 8 1/4
11	1	NEEDLE VALVE THR. 1/2 NPT 10K SAE 4130 MF
12	1	PRESSURE GAUGESAE 316 3K PSI FACE 4 1/2 (114 MM) X 1/2 NPT

**Fuente.** JIMENEZ. Alfonso FEPCO Zona Franca S.A.S.

**Figura 28:** Tubing head.



ITEM	CANT	DESCRIPCION
1	1	TUBING HEAD FP- 7 PE 11" 3K R53 X 7-1/16 5K R46
2	2	GATE VALVE 2-1/16 5K R24 FLG. ENDS HW OP API 6A PSL1 PR1 AAU
3	12	(PRE/FIN) COMPANION FLANGE 75K 2-1/16-3K/5K X 2 LP PSL1 PR1 AAU
4	1	BULL PLUG DE 2 LP X 1/2" NPT
5	1	BULL PLUG DE 2 LP X 4 LONG
6	1	RING GASKET (OVAL) R24 LOW CARBON STEEL (S-4) CAD. PLATED (FLGS. 2 1/16"-3K)
7	1	NEEDLE VALVE THR. 1/2 NPT 10K SAE 4130 MF
8	12	PRESSURE GAUGE SAE 316 3K PSI FACE 4 1/2 (114 MM) X 1/2 NPT
9	4	STUD & TWO NUTS (A 193 - A 194) (B7 - 2H) 7/8" X 4-1/4

**Fuente.** JIMENEZ. Alfonso FEPCO Zona Franca S.A.S.

#### 5.4 ANÁLISIS TÉCNICO DEL USO DE LA VÁLVULA BY-PASS EN LA INYECCIÓN DE ACEITE CALIENTE

Esta válvula jamás se había usado para inyectar aceite caliente. Su uso, como se mencionó anteriormente, es en el sistema de bombeo hidráulico. En la Gerencia de Mares de Ecopetrol S.A. siempre ha realizado la inyección de aceite caliente de manera convencional, descrita en el capítulo 3. En la industria se han propuesto proyectos para cambiar el fluido de inyección y se han realizan pruebas de laboratorio, comprobando la compatibilidad del fluido inyectado con la formación y el crudo producido. Con base a bibliografía de estos proyectos se propone el uso del Aceite Liviano de Ciclo (ACL) como fluido de inyección. Con esta válvula el fluido de inyección no tendría contacto con los perforados, ni la cara de la formación, reduciendo significativamente el daño. En la tabla 7 y 8 se muestran los datos de algunos pozos del Campo Lisama.

**Tabla 7.** Datos de pozos parafínicos del Campo Lisama.

POZO	PRUEBA	FECHA INICIO	FECHA FINAL	OBJETIVO
Lisama A	PBU	11/05/2008	15/05/2008	Determinar presión de yacimiento para tratamiento orgánico (NO ESTABILIZÖ)
Lisama B	PBU	20/06/2008	25/06/2008	Determinar presión de yacimiento para tratamiento orgánico
Lisama C	PBU	25/06/2008	29/06/2008	Determinar presión de yacimiento para tratamiento orgánico
Lisama D	PBU	01/08/2008	05/08/2008	Determinar presión de yacimiento para tratamiento orgánico
Lisama E	PBU	06/08/2008	10/08/2008	Determinar presión de yacimiento para tratamiento orgánico
Lisama F	PBU	24/08/2008	28/08//2008	Determinar presión de yacimiento para tratamiento orgánico
Lisama G	PBU	05/09/2008	08/09/2008	Determinar presión de yacimiento para tratamiento orgánico (NO CONFIABLE)
Lisama H	PBU	18/09/2008	22/09/2008	Determinar presión de yacimiento para tratamiento orgánico
Lisama J	PBU	12/12/2008	14/12/2008	Determinar presión de yacimiento para tratamiento orgánico
Lisama K	PBU	16/12/2008	20/12/2008	Determinar presión de yacimiento para tratamiento orgánico
Lisama X	PBU	08/03/2009	12/03/2009	Determinar presión de yacimiento DE NUEVOS CAÑONEOS
Lisama M	PBU	23/07/2009	26/07/2009	Determinar presión de yacimiento para tratamiento orgánico

**Fuente.** ECOPEPETROL S.A. Gerencia de Mares, Coordinación de Subsuelo,

Una de las consecuencias de la inyección de aceite caliente (aun cambiando de fluido de inyección) es el daño a la formación, debido al contacto del fluido con alta temperatura introducido al pozo por los perforados. Por esto se propone el uso de la Válvula By-Pass, para que el ACL sea inyectado y actúe desde una profundidad determinada y no tenga que llegar hasta fondo de pozo. La profundidad será aquella en donde se empiecen a formar los cristales de parafinas.

**Tabla 8.** Datos gradientes y presión de pozos del Campo Lisama.

POZO	INTERVALOS (ft)	DATO PSI	GRADIENTE TEMP °F/ft	GRADIENTE PRESIÓN psi/ft
A	3361-3392	700	0,0392	0,2073
B	4142-4207	450	0,0373	0,1378
C	4326-4396	590	0,0371	0,1353
D	6515-6626	830	0,0316	0,1263
E	6688-6740	860	0,0311	0,1280
F	6546-6619	700	0,0314	0,1063
G	7673-7797	2500	0,0287	0,3232
H	7640-7825	428	0,0292	0,0553
J	6709-6785	538	0,0308	0,0797
K	6565-6654	586	0,0313	0,0886
X	4403-4515	560	0,0369	0,1256
M	4094-4492	746	0,0379	0,1737

**Fuente.** ECOPEPETROL S.A. Gerencia de Mares, Coordinación de Subsuelo.

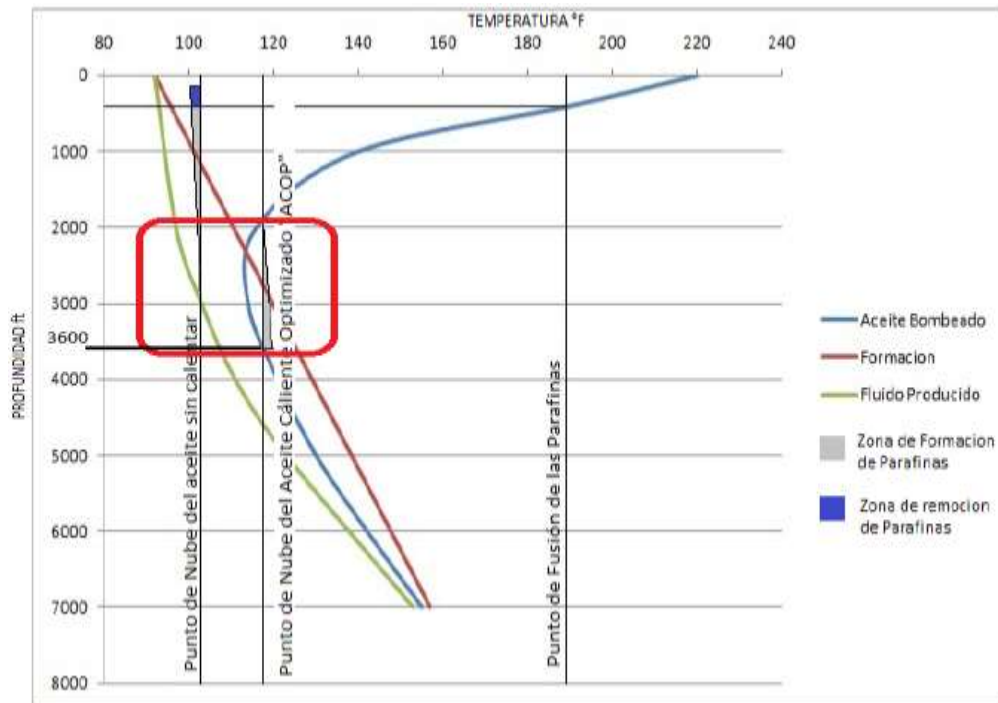
### **Profundidad Aproximada a la cual se forman los cristales de parafinas.**

Se toma el punto de nube del Campo Lisama 105°F y se divide por el Gradiente de temperatura del pozo. Si no se tiene el gradiente de temperatura del pozo, se podría usar un gradiente de temperatura aproximado de 0,033 °F/ft.

$$\text{Profundidad de Cristalización [ft]} = \frac{\text{Punto de Nube [°F]}}{\text{Gradiente de temperatura [°} \frac{\text{F}}{\text{ft}} \text{]}}$$

Gracias a los aportes de trabajos de grado previos (Figura 29) y los datos de estos pozos se puede decir que para el Campo Lisama se observa que las parafinas se empiezan a formar entre 2000-3600 ft de profundidad en promedio. Con base en esta información se procede a hacer los cálculos requeridos que garanticen una instalación de los equipos y herramientas, en las proporciones correctas.

**Figura 29.** Perfil de temperatura de ACOP (aceite caliente optimizado) del pozo Tesoro 37.



**Fuente.** JAIMES, Manuel. Metodología Práctica para la remoción e inhibición de Parafinas en el Campo de Lisama. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Universidad Industrial de Santander. 2004.

**Tabla 9.** Profundidad de Cristalización de Parafinas en pozos del Campo Lisama.

POZO	GRADIENTE TEMP °F/ft	PROFUNDIDAD DE CRISTALIZACIÓN ft
A	0,0392	2678,57
B	0,0373	2815,01
C	0,0371	2830,18
D	0,0316	3322,78
E	0,0311	3376,20
F	0,0314	3343,94
G	0,0287	3658,53
H	0,0292	3595,89
J	0,0308	3409,09
K	0,0313	3354,63
X	0,0369	2845,52
M	0,0379	2770,44

**5.4.1 Screening de Selección.** Para instalar la válvula hay que tener en cuenta parámetros operacionales como la profundidad y gradiente de temperatura del pozo. Se seleccionan los pozos A, B, C, X y M por la profundidad de sus intervalos productores, ya que sería algo riesgoso intentar instalar por primera vez la válvula y sarta dual en pozos muy profundos.

**Tabla 10.** Datos de los pozos. Unión de tablas 8 y 9.

Pozo	Intervalos	Dato PSI	Gradiente Temp °F/ft	Gradiente Presión psi/ft	Profundidad de cristalización ft
A	3361-3392	700	0,0392	0,2073	2678,57
B	4142-4207	450	0,0373	0,1378	2815,01
C	4326-4396	590	0,0371	0,1353	2830,18
D	6515-6626	830	0,0316	0,1263	3322,78
E	6688-6740	860	0,0311	0,1280	3376,20
F	6546-6619	700	0,0314	0,1063	3343,94
G	7673-7797	2500	0,0287	0,3232	3658,53
H	7640-7825	428	0,0292	0,0553	3595,89
J	6709-6785	538	0,0308	0,0797	3409,09
K	6565-6654	586	0,0313	0,0886	3354,63
X	4403-4515	560	0,0369	0,1256	2845,52
M	4094-4492	746	0,0379	0,1737	2770,44

Se descarta el pozo Lisama A, ya que la prueba de presión no estabilizó y no es confiable. El pozo Lisama M tiene el gradiente de presión muy alto, y la válvula tendría que soportar muy altas presiones, por lo que también se elimina este pozo. En consecuencia solo tendríamos a los pozos B, C y X para realizar el screening.

**Tabla 11.** Selección del pozo Lisama X.

POZO	Intervalos	DATO PSI	GRADIENTE TEMP °F/ft	GRADIENTE PRESIÓN psi/ft	PROFUNDIDAD DE CRISTALIZACIÓN ft
B	4142-4207	450	0,0373	0,1078	2815,01
C	4326-4396	590	0,0371	0,1353	2830,18
X	4403-4515	560	0,0369	0,1256	2845,52

El pozo C tiene otra formación productora, por lo que se descarta. Y por último se selecciona el pozo X por tener sistema de levantamiento de Bombeo Mecánico, con casing de 7" y tubing de 2 7/8".

**5.4.2 Caso ejemplo pozo Lisama X.** Es un pozo Productor Activo, su formación productora es Mugrosa.

**Tabla 12.** Datos del pozo ejemplo Lisama X.

Prod Total (Bpd)	BS&W (%)	Prod Neta (Bopd)	Prod Agua (Bwpd)	Prod Gas (Kpcd)
164	7,9	151	13	80

Fuente. ECOPETROL SA. Gerencia de Mares.

#### 5.4.2.1 Estado Mecánico con la Válvula By-Pass

$$\text{Profundidad de Cristalización [ft]} = \frac{\text{Punto de Nube } [^{\circ}\text{F}]}{\text{Gradiente de temperatura } [^{\circ}\frac{\text{F}}{\text{ft}}]}$$

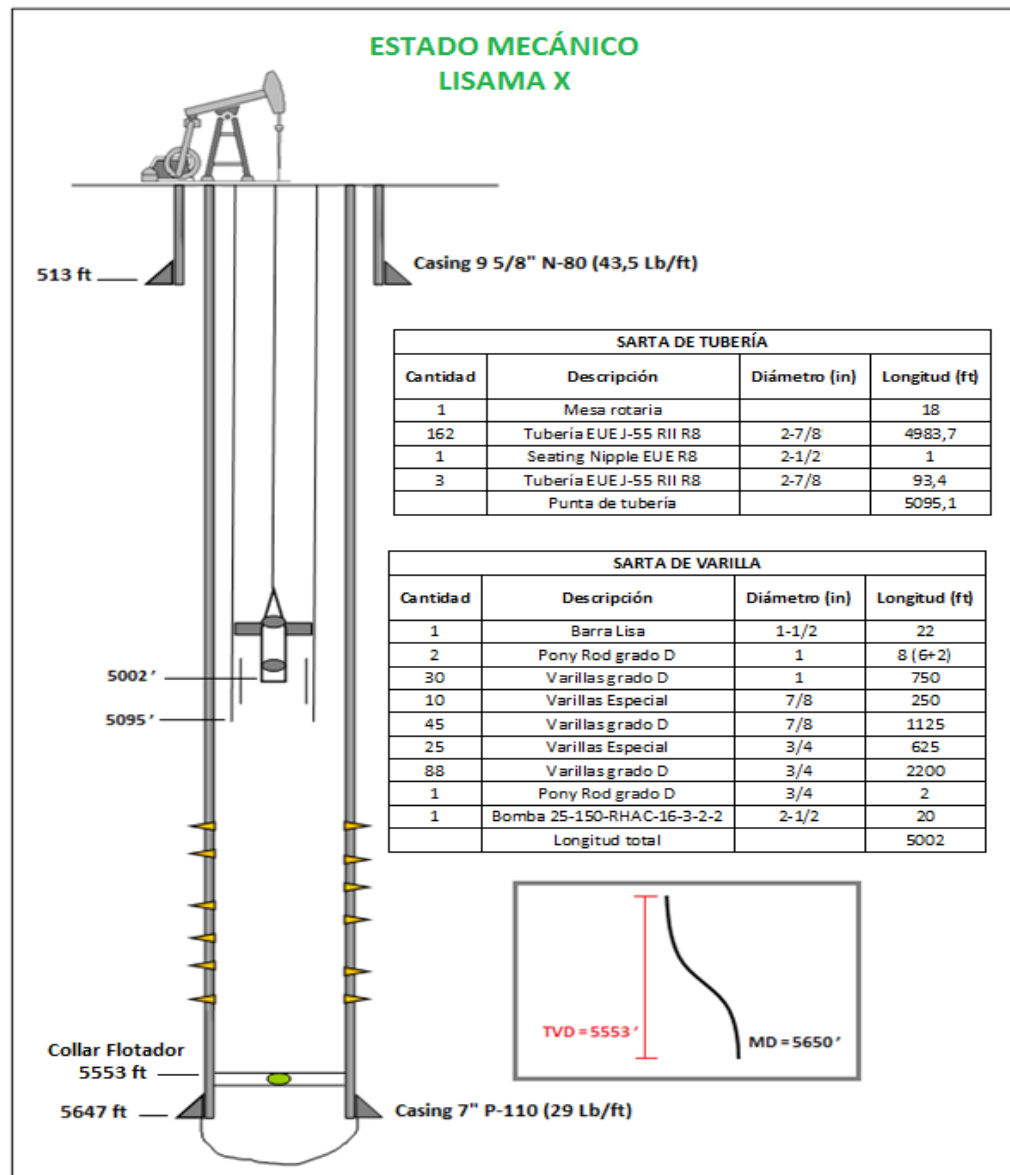
$$\text{Profundidad de Cristalización [ft]} = \frac{105 [^{\circ}\text{F}]}{0,0369 [^{\circ}\frac{\text{F}}{\text{ft}}]}$$

La profundidad donde inicia la cristalización la parafina es aproximadamente 2845,52 ft, y se recomienda dejar unos pies por seguridad mayor al 5%. Por lo que se decide que la profundidad donde se debe ir la válvula es de 3090 ft.

$$\text{Prof. Válvula By - Pass} = 2845,52 \text{ ft} + 244,48 \text{ ft}$$

$$\text{Prof. Válvula By - Pass} = 3090 \text{ ft}$$

**Figura 30.** Estado mecánico Lisama X.



El uso de esta válvula By-Pass hace necesario una sarta dual desde la profundidad donde se instala, hasta la superficie (de 0 a 3090 ft). Esta sarta dual implica un cambio en el cabezal del pozo (Capítulo 5.3) y en la sarta de tubería de producción, mientras que la sarta de varillas sería la misma. Cabe recordar que la válvula solo permite el flujo de líquido en una dirección por la conexión de 1". Así se evitarían problemas de retorno de líquido en el equipo que bombea el ALC caliente. En la figura 31 se puede observar el nuevo estado mecánico.

**Tabla 13.** Sarta de tubería de Lisama X con válvula By-Pass.

SARTA DE TUBERÍA				
Cantidad	Descripción	Diámetro (in)	Longitud (ft)	
	Mesa rotaria		18	
100	Tubería EUE J-55 RII R8	2-7/8"	3090,55118	SARTA DUAL
157	Tubería EUE J-55 RII R8	1"	3090,55118	
1	Válvula Kobe	2-7/8" cx 1"	5	
62	Tubería EUE J-55 RII R8	2-7/8"	1893,14882	
1	Seating Nipple EUE R8	2-1/2"	1	
3	Tubería EUE J-55 RII R8	2-7/8"	93,4	
	Punta de tubería		5101,1	

**5.4.2.2 Volumen de ALC a inyectar.** Para calcular el volumen de fluido a inyectar se usa la fórmula de Capacidad de una tubería:

$$Capacidad [Bbl/ft] = \frac{(ID^2 - OD^2)}{1029,4}$$

$$Vol. Líquido a inyectar [Bbl] = \frac{(ID^2 - OD^2)}{1029,4} \times h$$

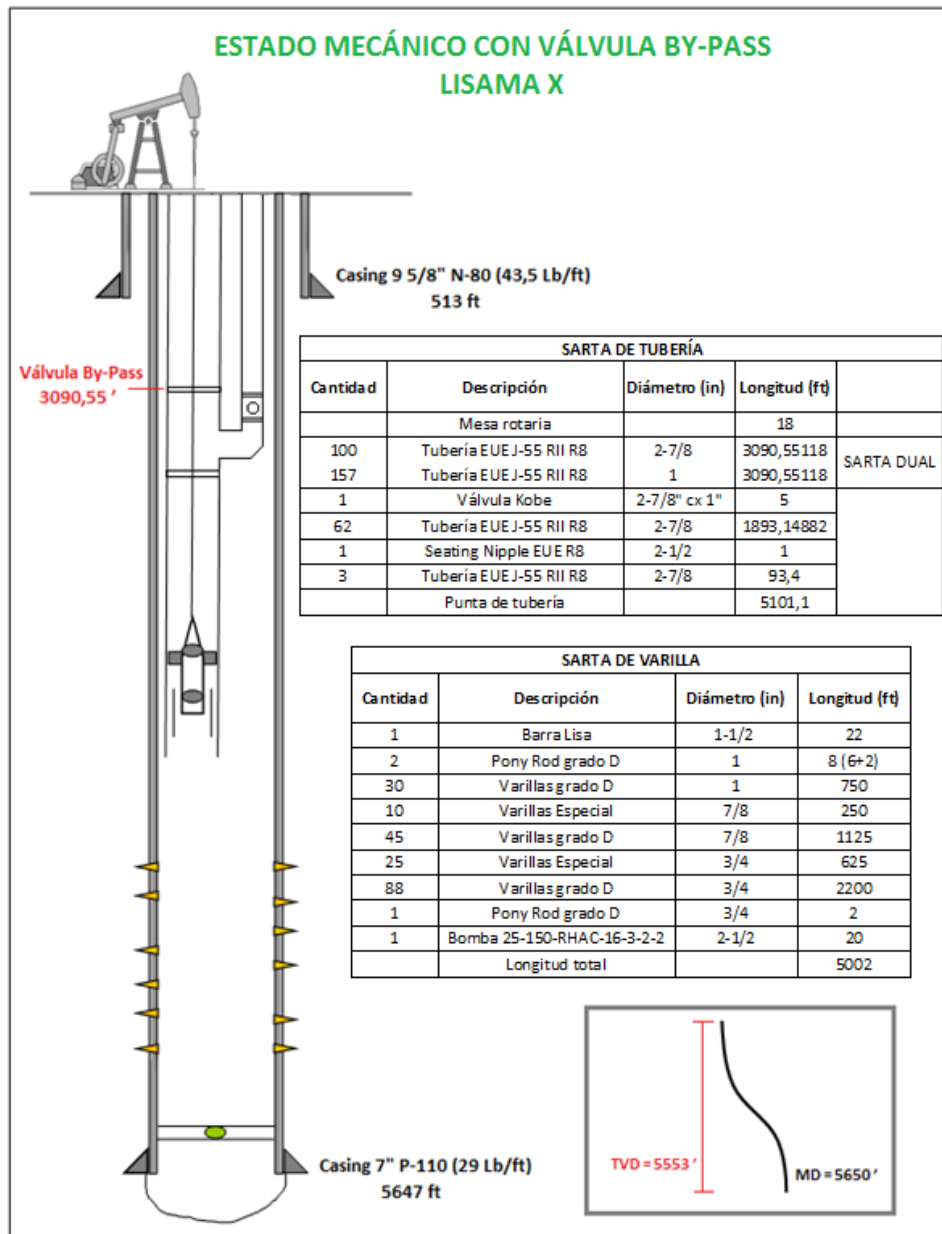
Dónde:

$ID$  = Diametro int. tubería de producción en in.

$OD$  = Diametro ext. de la varilla en in (se asume una barra regular y uniforme).

$h$  = Profundidad en ft.

**Figura 31.** Estado mecánico con válvula BY-PASS Lisama X.



La tubería de producción EUE J-55, 2 7/8" tiene un diámetro interno de 2,441 in. Como la varilla cambia de Diámetro se calcula el volumen por secciones:

**Tabla 14.** Sarta de varillas con sus respectivos Diámetros externos.

Cantidad	Descripción	Long (ft)	OD (in)	Sección	Long Sección (ft)
1	Barra Lisa	22	1,5	1	22
2	Pony Rod G-D	8	1	2	758
30	Varillas G-D	750	1		
10	Varillas G-Esp	250	0,875	3	1375
45	Varillas G-D	1125	0,875		
25	Varillas G-Esp	625	0,75	4	950
13	Varillas G-D	325	0,75		

$$Vol_1 [Bbl] = \frac{(2,441^2 - 1,5^2)}{1029,4} \times 22 = 0,079256 Bbl$$

$$Vol_2 [Bbl] = \frac{(2,441^2 - 1^2)}{1029,4} \times 758 = 3,651183 Bbl$$

$$Vol_3 [Bbl] = \frac{(2,441^2 - 0,875^2)}{1029,4} \times 1375 = 6,936251 Bbl$$

$$Vol_4 [Bbl] = \frac{(2,441^2 - 0,75^2)}{1029,4} \times 950 = 4,979776 Bbl$$

$$Vol_{tub.inyección} [Bbl] = \frac{(0,824^2 - 0^2)}{1029,4} \times 3100 = 2,044711 Bbl$$

$$Vol_T [Bbl] = \sum Vol_i = 17,611177 Bbl \approx 18 Bbl ALC$$

Para este caso se recomienda inyectar 20 Bbls de Aceite Liviano de Ciclo. Se puede observar que con la implementación de la válvula el volumen de fluido a inyectar se reduce de 100 a 20 Bbls, una reducción del 80%.

**5.4.2.3 Temperatura de inyección con ALC.** El punto de inflamación del ALC es 231,8°F <sup>66</sup> según una prueba realizada en el laboratorio de crudos del ICP en el 2010 mediante el método ASTM D93, donde se usa un probador de copa cerrada Pensky-Martens para determinar el punto de inflamación.

Un punto de inflamación en la muestra de ALC por encima de 220°F satisface la necesidad de inyectar a esta temperatura sin el riesgo de acumulación de vapores explosivos. No obstante, es importante que se haga un seguimiento de este valor antes de cada calentamiento para tener la certeza de calentar por debajo del punto de inflamación.<sup>67</sup> La temperatura de inyección debería ser 200-220°F.

**5.4.2.4 Instalación de la válvula.** Para la instalación de la válvula se realizarían los siguientes trabajos:

1. Sacar Sarta de varillas y tubería (Anexo B y C).
2. Calibrar Casing con raspador (Anexo D).
3. Limpiar el pozo, junto con las sargas de tubería y varilla con aceite caliente (procedimiento descrito anteriormente).
4. Bajar el diseño final del pozo con la válvula By-Pass (Anexo E Y F).

---

<sup>66</sup> NAVARRETE CUSPOCA, Juan Camilo; CEDIEL BELTRAN, Fabián Andrés. Op cit., p127.

<sup>67</sup> *Ibíd.*, p. 128.

La varilla y tubería se deben sacar de a una a la vez, para poder realizar su posterior revisión y calibración y garantizar que el nuevo diseño del pozo se encuentre en las mejores condiciones.

En el desarrollo de la instalación de la válvula, al igual que cualquier otro trabajo de intervención, mantenimiento y limpieza de pozos, debe existir una total coordinación entre los participantes, ya que el descuido de alguno de ellos puede comprometer la seguridad de los demás. Está prohibido realizar operaciones simultáneas en la mesa de trabajo y el contrapozo. Antes de comenzar la operación es necesario:

- 1) Diligenciar y emitir los permisos de trabajo, y análisis de riesgos.
- 2) Realizar la reunión pre operacional. Revisar y divulgar la evaluación de riesgos de la actividad.
- 3) Definir y Verificar el BHA que se está corriendo (bajando) y que todos los participantes de la operación conozcan la configuración del mismo, así como los torques óptimos del tipo de rosca que se esté manejando.
- 4) Inspección de Equipos y Herramientas a usar.
- 5) Verificar que el preventor y las conexiones de superficie hayan sido probadas. El acumulador debe estar cargado con la presión adecuada, estar conectado al preventor y funcionar correctamente.
- 6) Verificar que el pozo haya sido descargado, tanto por el tubing y el anular, THP y CHP en cero, antes de comenzar la operación.

Para el procedimiento de bajar la sarta con el diseño final planteado para el pozo, se debe bajar 1 tubo de sarta larga (tubing) con 1 tubo de sarta corta (inyección)

con el control de pozo primario: salmuera. La sarta larga se bajaría convencionalmente con el elevador de tubería y una llave McCoy, y la sarta corta con una Ayatola instalada en uno de los dos winches del equipo de Workover y una llave colgada en el otro winche.

## **6. ANÁLISIS FINANCIERO**

Desde el punto de vista de un inversionista, quien basa sus decisiones en diferentes aspectos financieros para obtener resultados óptimos, se deben evaluar las condiciones en las que se espera que el proyecto se lleve a cabo, considerando que en ocasiones la mejor solución técnica puede no ser la más económica. Por lo tanto, es importante un estudio técnico financiero que especifique las inversiones iniciales, ingresos por producción, servicios, egresos y costos asociados al proyecto. Posteriormente, por medio de indicadores financieros se analiza la viabilidad y rentabilidad de la inversión para no alterar la sostenibilidad de cierta empresa y sus finanzas, disminuyendo el riesgo de inversión. Para la realización del análisis financiero se tiene en cuenta las siguientes consideraciones:

- El pozo seleccionado es un pozo con Bombeo Mecánico.
- El precio de la tubería dual depende de la profundidad a la cual se debe instalar la válvula By-Pass.
- Los precios y valores presentados en el análisis fueron expresados en dólares de los Estados Unidos de América, con tasa de cambio utilizada de \$2.900 pesos colombianos.
- Algunos precios de equipos y productos son de años anteriores, debido al manejo de confidencialidad de las empresas.

- No se tiene en cuenta la inflación, por lo tanto, los precios de los equipos son constantes en el tiempo de análisis.
- Los precios establecidos son referentes al alquiler, por medio de empresas contratistas.
- Se tiene en consideración la depreciación y agotamiento de los equipos correspondiente al desgaste de los mismos.
- Por concepto de impuestos se dispone el 25% de la utilidad operacional.
- El porcentaje de la producción por concepto de regalías es 20%.
- La tasa de oportunidad de la compañía operadora es 12% efectivo anual.
- Para la realización del estudio se plantea como precio base de 61 USD/Bbl.
- Los gastos operacionales asociados el proyecto son constantes durante el análisis (levantamiento, tratamiento del agua asociada a la producción, transporte y movilización de la producción) fijados en 25 USD/Bbl para el Campo Lisama.
- Es considerado un porcentaje de declinación en la producción de aceite de 20% para inyección convencional y 12% para inyección de ALC anual para cada una de las formaciones, sin aumento significativo en el corte de agua del pozo.

El valor del dinero en el tiempo introduce dos conceptos: el valor futuro que será el dinero que se obtendrá a partir de un capital inicial después de un periodo  $t$ , y el valor presente que es el dinero que se debe invertir hoy para obtener un valor futuro a determinada tasa de interés “ $i$ ”.

$$VF = VP * (1 + i)^t \qquad VP = \frac{VF}{(1 + i)^t}$$

Se puede obtener el valor presente de varios valores futuros sumando algebraicamente el valor presente al final de cada periodo  $t$ . Un negocio sostenible desarrolla diferentes procesos operacionales y comerciales, dirigidos a la generación de ingresos, para lo cual se utiliza una metodología que evalúa

económicamente las proyecciones al relacionar la inversión, los ingresos, los costos y gastos con tal de estimar el flujo de dinero o flujo de caja que queda al final de cada periodo.

## 6.1 FLUJO DE CAJA

Es el resultado que se obtiene entre la diferencia de dinero que ingresa y egresa para cada periodo específico, pudiendo ser semana, mes, año. El flujo de caja de un proyecto se compone de dos elementos básicos<sup>68</sup>:

$$\text{Flujo de caja} = \text{Ingresos} - \text{Egresos}$$

**6.1.1 Ingresos.** Son los flujos percibidos por la venta o alquiler de productos y se registran en el año que se esperan recibir independientemente del momento en que se inicia. Los ingresos deben incluir tanto los ingresos operacionales, como los que se obtienen por la venta del producto a partir de la producción de petróleo de cada pozo, de acuerdo al precio de referencia.

**6.1.2 Egresos.** En los egresos se conforman por todas las salidas líquidas de dinero necesarias para la ejecución y operación del proyecto, se incluyen las inversiones iniciales, consumos propios, regalías, los costos de operación, mantenimiento e impuestos.

---

<sup>68</sup> LUNA, Olga lucia. Análisis de la implementación del bombeo electrosumergible bajo aplicaciones duales en un Campo colombiano de los llanos orientales: visión técnico-Financiera. Trabajo de Pregrado. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. 2012.

## 6.2 ÍNDICES FINANCIEROS

También llamados indicadores financieros, son fórmulas matemáticas que relacionan las cifras resumidas procedentes de los estados financieros y demás informes contables de una empresa, con el propósito de reflejar el comportamiento de la misma, a la vez que se interpretan los resultados de la evaluación económica.

**6.2.1 Valor presente neto (VPN).** Se define como la suma del valor presente de los flujos de efectivo individuales que se proyectan recibir en el futuro, restando el monto inicialmente invertido. Es decir, que ofrece información sobre la cantidad de dinero en valor presente que rinde un negocio después de recuperar la inversión a cierta tasa de interés. El estudio de este indicador es trascendental para determinar la viabilidad del proyecto de inversión.

$$VPN = -I_0 \sum_{t=1}^n \frac{f_t}{(1+r)^t}$$

**6.2.2 Tasa de interés de oportunidad (TIO).** También conocida como tasa de descuento, es la tasa de interés mínima a la que una empresa o inversor está dispuesto a invertir en un proyecto. Es la tasa mínima que se utiliza para determinar el valor actual neto de los flujos de caja sirviendo de comparación para elegir entre varios proyectos el más rentable.

**6.2.3 Tasa interna de retorno (TIR).** Representa el porcentaje que produce un VPN igual a cero, es decir, que refleja el equilibrio entre los ingresos y los egresos presentes. La fórmula matemática que determina el TIR se resuelve por medio de interacciones matemáticas, asignando un valor al interés y calculando repetidas veces hasta que el valor sea igual a cero.

$$0 = \sum_{t=0}^n \frac{ft}{(1 + TIR)^t}$$

Cuando un proyecto arroja un VPN=0 significa que la tasa de oportunidad o tasa de descuento es igual a la tasa interna de retorno.

**6.2.4 Limite financiero.** Representa el periodo durante el cual los costos de operación superan los ingresos obtenidos por la producción del pozo.

### **6.3 COSTOS DE IMPLEMENTACION**

El primer factor que debe analizarse para conocer la viabilidad financiera del proyecto es el nuevo costo del trabajo de inyección y compararlo con el método convencional. Para determinarlo se tiene en cuenta el precio del fluido de inyección y de los equipos. En un trabajo de inyección de aceite caliente convencional se usan 100 Bbls de crudo, en un tiempo aproximado de 5 horas.

Implementando la válvula a 3090 ft en el pozo Lisama X, se inyectarían 20 Bbls de ALC, en un tiempo aproximado de 2 horas (3 horas menos que la inyección convencional). Por lo que los costos del trabajo de inyección serían:

**Tabla 15.** Precios del trabajo de inyección con crudo convencional y ALC.

<b>Productos y equipos</b>	<b>Precio</b>	<b>Precio USD</b>	<b>Total, USD</b>
Crudo del Campo Lisama	50 USD/Bbl	5.000	6.000
Caldera y carro tanque	200 USD/Hr	1.000	
Aceite liviano de ciclo	177 USD/Bbl	3.540	3.940
Caldera y carro tanque (ALC)	200 USD/Hr	400	

La inyección convencional de aceite caliente en Lisama x es \$6.000 USD y el costo total de la inyección con ALC sería \$2.800 USD. Un factor determinante de la viabilidad financiera es el monto de la inversión total inicial, al momento de optimizar la inyección con ALC. Para calcular este valor se tiene en cuenta el costo de la válvula By-Pass, tubería de inyección de 1", cabezal dual y la instalación de todas estas.

**La tubería de inyección tiene un costo de 0,9677 USD/Ft con un total de 3100 ft instalados.<sup>69</sup>**

**El equipo de workover requiere un gasto de 7.955 USD/día durante 6 días.**

---

<sup>69</sup> ECOPETROL SA. Tubería de inyección, Drilling Operation Petroleum SAS. Válvula Kobe, Servicio a pozos, Gerencia de Mares,

**Tabla 16.** Inversión en equipos e Instalación.

Herramienta	Descripción	Precio USD	Total USD
Cabezal <sup>70</sup>	Tubing head, stuffing box y adapter tubing head	30.000	85.330
	Instalación	3.600	
Tubería de inyección	Tubería EUE J-55 RII R8 1”	3.000	
Válvula by-pass	Válvula Kobe 2 7/8” y 1”	1.000	
Equipo workover <sup>71</sup>	Instalación tubería dual y válvula	47.730	

#### 6.4 PROYECCIÓN DE RESULTADOS

El análisis inicia con el cálculo de los barriles de aceite producido durante cada mes de acuerdo a la producción diaria, teniendo en cuenta que en procesos de estimulación se logra aumentar la producción, pero posteriormente se presenta una caída. Este es un escenario en el que después de la inyección del fluido caliente se obtienen picos de producción, gracias a la limpieza del pozo. Consecutivamente el crudo en producción sigue experimentando cambios operacionales en conjunto con la depleción natural del pozo y caída de temperatura, lo que eventualmente origina nuevos rastros de ensuciamiento. Cabe destacar que este tipo de técnica ayuda a limpiar parcialmente, mas no es una solución definitiva, por lo tanto, debido a la consistencia y dureza, muchos depósitos no son removidos totalmente.

El proceso de remoción se debe hacer periódicamente en cada uno de los procedimientos; la inyección de ALC cada cuatro meses e Inyección de aceite convencional cada mes a partir del primer mes en ambos casos. Se determina la

<sup>70</sup> FEPCO Zona Franca SAS.

<sup>71</sup> ECOPETROL SA. Coordinación de Subsuelo, Gerencia de Mares,

utilidad bruta después de impuestos, de acuerdo a la producción neta de aceite, las regalías, el impuesto a la renta y el precio del barril de petróleo WTI. Los costos operativos, son los gastos asociados al levantamiento del aceite hasta superficie, tratamiento y transporte incluyendo la producción de agua, fijado en 25 USD por barril producido en cabeza, para el Campo Lisama. Adicionalmente los costos de mantenimiento y depreciación de los equipos fijados en 44800 USD mensuales y el valor que tiene la inyección del fluido ya sea ALC o aceite convencional. Los valores conseguidos en cada periodo hacen parte del flujo de caja, valores a partir de los cuales se obtiene el valor presente neto del proyecto.

Los flujos de caja se hicieron en un periodo de 24 meses, los cuales se consideran son los suficientes para mantener la rentabilidad de un pozo bajo la inyección de aceite caliente convencional. WTI 61 USD/Bbl.

**Tabla 17.** Flujo de caja inyección convencional.

Mes	Producción neta BOPM	Utilidad bruta USD	Costos Operativos USD	Flujo de Caja	Valor presente
0				-6000	-6000
1	4620,600	169113,960	160315,000	8798,960	8716,253
2	4528,188	165731,681	164004,700	1726,981	1694,668
3	4528,152	165730,354	158003,794	7726,560	7510,722
4	4346,989	159099,787	159474,718	-374,931	-361,032
5	4433,928	162281,783	155648,212	6633,571	6327,612
6	4345,250	159036,147	159431,248	-395,101	-373,335
7	4432,155	162216,870	155603,873	6612,997	6189,960
8	4252,912	155656,573	157122,796	-1466,223	-1359,527
9	4337,970	158769,704	153249,252	5520,453	5070,621
10	4160,611	152278,350	154815,267	-2536,916	-2308,294
11	4243,823	155323,917	150895,572	4428,345	3991,397
12	4068,346	148901,479	152508,661	-3607,182	-3220,698
13	4149,713	151879,509	148542,834	3336,675	2951,171
14	3976,119	145525,958	150202,977	-4677,019	-4097,775
15	4055,641	148436,478	146191,037	2245,441	1948,853
16	3974,529	145467,748	150163,216	-4695,468	-4036,964
17	4054,019	148377,103	146150,480	2226,623	1896,361
18	3882,339	142093,601	147858,471	-5764,870	-4863,652

**Tabla 17.** Continuación.

Mes	Producción neta BOPM	Utilidad bruta USD	Costos Operativos USD	Flujo de Caja	Valor presente
19	3959,986	144935,473	143799,640	1135,833	949,262
20	3790,186	138720,803	145554,647	-6833,844	-5657,636
21	3865,990	141495,220	141449,740	45,479	37,298
22	3698,070	135349,355	143251,745	-7902,390	-6419,858
23	3772,031	138056,342	139100,780	-1044,438	-840,520
24	3605,991	131979,255	140949,765	-8970,509	-7151,235
Total = VPN =		593,653			
TIR =		1%			

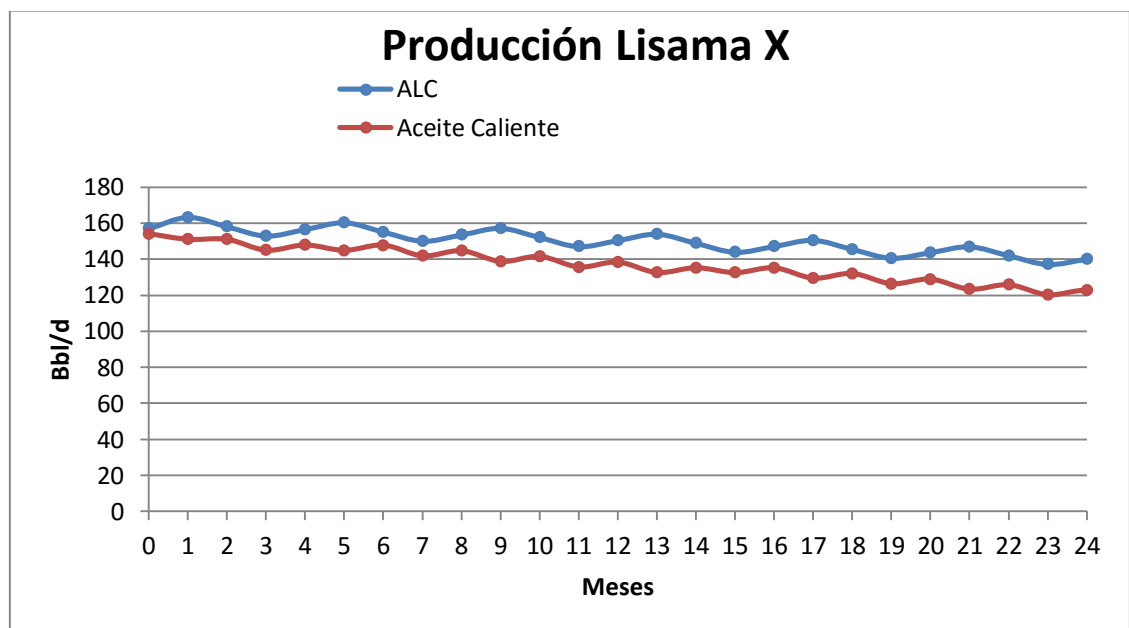
**Tabla 18.** Flujo de caja inyección de ALC.

Mes	Producción neta BOPM	Utilidad bruta USD	Costos Operativos USD	Flujo de caja	Valor Presente
0				-95270	-95270
1	4711,200	172429,920	162580,000	9849,920	9757,335
2	4899,648	179327,117	167291,200	12035,917	11810,715
3	4743,116	173598,040	163377,896	10220,144	9934,648
4	4589,182	167964,066	162329,553	5634,513	5425,632
5	4697,551	171930,381	162238,785	9691,596	9244,593
6	4810,255	176055,350	165056,387	10998,963	10393,043
7	4655,207	170380,584	161180,181	9200,404	8611,848
8	4502,733	164800,020	160168,320	4631,700	4294,656
9	4607,644	168639,774	159991,102	8648,671	7943,939
10	4716,752	172633,118	162718,796	9914,322	9020,861
11	4563,256	167015,161	158881,394	8133,767	7331,202
12	4412,308	161490,463	157907,693	3582,770	3198,901
13	4513,602	165197,835	157640,051	7557,784	6684,592
14	4618,948	169053,501	160273,703	8779,798	7692,429
15	4467,076	163494,966	156476,890	7018,077	6091,098
16	4317,724	158028,703	155543,103	2485,600	2137,013
17	4415,235	161597,604	155180,877	6416,727	5464,973
18	4516,646	165309,262	157716,162	7593,099	6406,075
19	4366,472	159812,881	153961,804	5851,077	4889,982
20	4218,791	154407,741	153069,768	1337,972	1107,687
21	4312,344	157831,803	152608,609	5223,195	4283,558
22	4409,640	161392,829	155041,003	6351,825	5160,188
23	4261,242	155961,461	151331,053	4630,408	3726,360
24	4115,307	150620,254	150482,687	137,567	109,667
Total = VPN =		56590,998			
TIR =		6%			

Las tablas 17 y 18 muestran los cálculos realizados para el tiempo de análisis general, en donde se busca determinar indicadores financieros que ayuden a establecer un criterio claro sobre el procedimiento que logre generar una mayor rentabilidad y seguridad operativa a futuro.

Gráficamente se puede analizar este panorama por medio de la producción diaria con respecto a los meses en los que se hace el proceso de limpieza en cada caso, lo que facilita hacer un análisis de sensibilidad al determinar el diferido de producción que hay entre los dos procesos en el mismo lapso de tiempo.

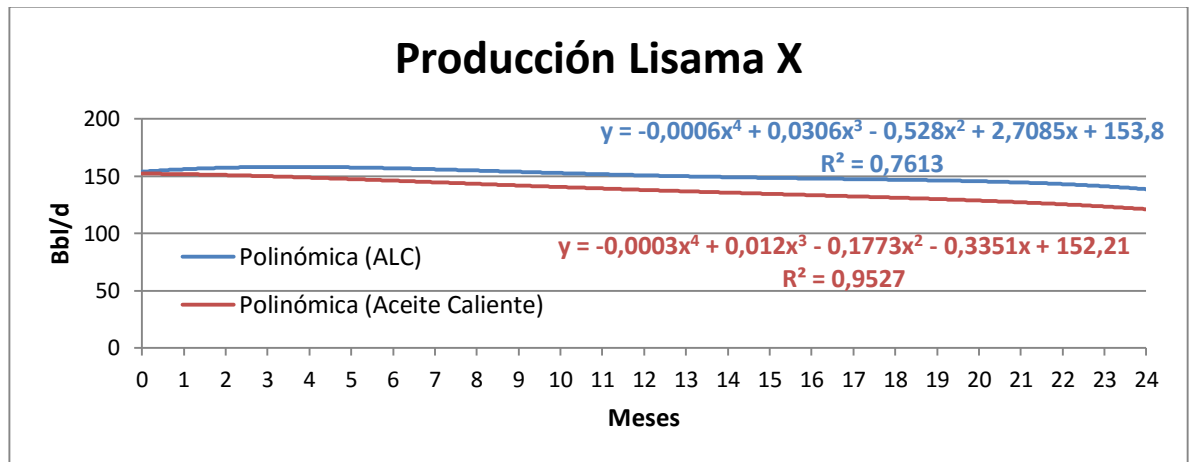
**Figura 32.** Comparativo generalizado de producción.



Al comparar los dos procesos se puede analizar bajo un posible escenario el comportamiento que podría tener cada inyección durante el tiempo de estudio. Se logra observar que la producción al implementar el proceso de inyección

convencional se encuentra por debajo del mismo proceso, pero inyectando aceite liviano de ciclo. Aunque las intervenciones con aceite convencional son cada mes, este procedimiento no evita que el pozo se siga dañando, pues no está asegurado que la limpieza del mismo sea profunda y eficiente por causa de los compuestos disueltos en el crudo que se encuentra almacenado en Campo. En el caso de inyectar ALC, este puede dar más certeza de que el pozo adquiera mayor limpieza, pues el uso de este diluyente da cierto grado de garantía a la hora de comparar con un aceite lleno de contaminantes, de forma que cada inyección da un espacio de 4 meses en el que se repite el proceso dejando menos trazas de ceras cristalizadas a su paso.

**Figura 33.** Producción incremental de los dos procesos.



$$\begin{aligned}
 & \int_0^{24} [(-0,0006x^4 + 0,0306x^3 - 0,528x^2 + 2,7085x + 153,8) \\
 & \quad - (-0,0003x^4 + 0,012x^3 - 0,1773x^2 - 0,3351x + 152,21)] dx \\
 & = \int_0^{24} (-0,0003x^4 + 0,0186x^3 - 0,3507x^2 + 3,0436x + 1,59) dx
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
&= \left[ \frac{-0,0003x^5}{5} + \frac{0,0186x^4}{4} - \frac{0,3507x^3}{3} + \frac{3,0436x^2}{2} + 1,59x \right]_0^{24} \\
&= [-0,00006x^5 + 0,00465x^4 - 0,1169x^3 + 1,5218x^2 + 1,59x]_0^{24} \\
&= [-477,75744 + 1542,7584 - 1616,0256 + 876,5568 + 38,16] - [0] \\
&= \mathbf{363,69216} \quad * \text{Cálculo de producción incremental en los 24 meses} \\
&= 363,6926 \frac{\text{Bbl}}{\text{día}} \text{ mes} \times \frac{30 \text{ días}}{1 \text{ mes}} \\
&= 10910,778 \text{ Bbl} \approx \mathbf{11000 \text{ Bbl}}
\end{aligned}$$

El uso de ALC comparado con el Aceite Caliente Convencional a 2 años genera un aumento de producción aproximado de 11000 Bbl de crudo, equivalentes a **\$671000 USD**.

## 7. CONCLUSIONES

- Con la implementación de la Válvula By-Pass el fluido inyectado no tiene contacto con la zona productora del pozo, lo que genera una reducción considerable del daño a la formación.
- Para el caso del pozo Lisama X es viable técnicamente la instalación e implementación de la válvula By-Pass con la sarta dual (inyección – producción). Si se quisiera implementar en otro caso, tener en cuenta las variables operacionales de dicho pozo.
- La inyección convencional de aceite caliente es un método económico pero no garantiza la integridad del pozo, lo cual a largo plazo afecta la vida útil del mismo. En el periodo enero-junio 2016 en el Campo Lisama se realizaron 13 abandonos. Con la aplicación del ALC la producción de los pozos aumentaría, y disminuiría el daño a la formación; con esto los pozos serían productivos, evitando los abandonos.
- El ALC es una buena alternativa técnica para la remoción de depósitos parafínicos dentro del pozo debido a que se comporta como un fluido newtoniano y sus propiedades como diluyente para crudos parafínicos.
- Económicamente el proyecto del uso del aceite liviano de ciclo como fluido de inyección e implementación de una válvula By-Pass es viable, ya que desde el primer mes de producción se paga la inversión y mejora notablemente la producción (vida útil del pozo) bajo las condiciones del pozo ejemplo: Bombeo Mecánico como SLA, gradientes de presión muy altos (menores a 0,16 psi/ft), casing de 7" o más, intervalos de producción menor a 7000 ft.

- El conocimiento de las condiciones propicias para la precipitación de parafinas ayuda a entender los instantes en la producción, en los cuales la probabilidad de formación de cristales aumenta. Estos puntos de cristalización se pueden diferenciar gracias al comportamiento que queda evidenciado desde las condiciones iniciales del yacimiento hasta las facilidades de superficie.

## 8. RECOMENDACIONES

- Un pozo con sarta dual podría presentar problemas de pandeo y para solucionar esto, se recomienda el uso de un empaque hidráulico sin cauchos como ancla debajo de la válvula By-pass.
- Es recomendable llevar a cabo una prueba piloto en el Campo Lisama para observar el desempeño del proyecto a condiciones reales.
- En caso de una patada de pozo tener un tubo de 2-7/8" cerca a la mesa y usarlo como tubo de manejo, para tener la sarta dual por debajo del preventor de arietes, y así poder cerrar arietes y el preventor de anular.
- En el caso particular de este proyecto se podría emplear una válvula Body Roil de 2 7/8" o 2 3/8" (conexión con tubing) con una conexión de 1" o 1 1/4" (conexión tubería de inyección), debido al tamaño del casing de los pozos en el Campo Lisama.
- Realizar un estudio económico del proyecto aplicándolo a todo el campo, y no solo a un pozo, donde se evalúen costos de transporte o la implementación de un tanque que almacene el ALC para todo el campo Lisama.

## BIBLIOGRAFÍA

ACEVEDO ALVAREZ, Verónica. Predicción de envoltentes de precipitación de parafinas bajo la presencia de inhibidores químicos y naturales. Ciudad de México D.F. Trabajo de Pregrado. Universidad Nacional Autónoma de México. Facultad de Ingeniería. 2010.

AKBARZADEH, Kamra., HAMMANMO, Ahmed., KHARRAT, Abdek., Et. al. Los asfaltenos: problemáticos pero ricos en potencial. En: Oilfield Review. Alberta, Canadá. Schlumberger. Octubre del 2007.

ALAYON, Mario. Módulo de enseñanza en fenómenos interfaciales; Asfaltenos ocurrencia y floculación. Plan piloto en especialidades químicas. Mérida, Venezuela. Universidad de los Andes. Facultad de Ingeniería. 2004.

ALLEN, Thomas O. and ROBERTS, Alan P. PRODUCTION OPERATIONS: Well Completions, Workover and Stimulation. Vol., 2 1997.

ALVAREZ, N., PULIDO, J., CARRILLO, J. Mejoramiento de la calidad del aceite liviano de ciclo mediante tratamiento con cloruros metálicos. En: Revista ion. Vol.; 17. No. 1 (Dic. 2001).

AMAYA, Alexander., AMAYA, Jorge. Análisis integral para la selección de pozos candidatos a un tratamiento de estimulación orgánica rig-less. Aplicación Campo Lisama. Bucaramanga. Trabajo de Pregrado. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. 2012.

AMAYA, Fabio. Influencia de sólidos de la formación productora en la precipitación de parafinas. Bucaramanga. Trabajo de Pregrado. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. 2014.

ARIZA LEÓN, Emiliano. De la caracterización de crudos que es la clave para diagnosticar la precipitación de parafinas. Enero de 2011. En: Revista fuentes: El Reventón Energético. vol.9. no.1.

ARIZA LEÓN, Emiliano. Determinación del umbral de cristalización de las parafinas en el crudo del Campo Colorado. Bucaramanga. Trabajo de Maestría. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. 2008.

BIAO, Wang and LIJIAN, Dong. Paraffin characteristics of waxy crude oils in China and the methods of paraffin removal and inhibition. En: SPE. No.29954 (nov, 1995).

BORGES, Oswaldo. Los Asfaltenos y sus efectos en la producción del petróleo. [En línea]. Disponible en: ([www.portaldelpetroleo.com/2013/04/los-asfaltenos-y-sus-efectos-en-la.html](http://www.portaldelpetroleo.com/2013/04/los-asfaltenos-y-sus-efectos-en-la.html)).

CANADIAN INTEGRATED PETRO GROUP LTD. [En línea]. Disponible en: ([www.cipgroup.ca/corporate-services/enhanced-oil-recovery-eor/eor-methods/](http://www.cipgroup.ca/corporate-services/enhanced-oil-recovery-eor/eor-methods/)).

CANDELO, Andrés Felipe., CARVAJAL, Benjamín Mauricio. Estudio comparativo de los métodos de control de parafinas para la aplicación en el Campo Colorado. Bucaramanga. Trabajo de Maestría. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. 2010.

CHANAGA QUIROZ, Tania Mireya. Efectos de las propiedades del catalizador de FCC y la carga sobre el rendimiento y la calidad del aceite liviano de ciclo (ALC). Bucaramanga. Trabajo de Pregrado. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. 2008.

CONTRERAS, María. CARREÑO, Diana. Evaluación del efecto de la concentración de asfaltenos en el comportamiento reológico y la precipitación de parafinas del crudo Colorado 33. Bucaramanga. Trabajo de Pregrado. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. 2015.

GONZALES, Diana., VILLABONA, Cesar., VARGAS, Herman., ARIZA, Emiliano., ROA, Carlos., BARAJAS, Crisóstomo. Métodos para el control e inhibición de la acumulación de depósitos parafínicos. En: UIS Ingenierías. Vol.; 9, No. 2 (Dic. 2010).

GONZALES, Paola., VILLABONA, Cesar., VARGAS, Hernan., ARIZA, Emiliano., ROA, Carlos., BARAJAS, Crisóstomo. Métodos para el control e inhibición de la acumulación de depósitos parafínicos. Diciembre de 2010 En: UIS Ingenierías. vol.9, no.2.

GUTIÉRREZ, H. SÁNCHEZ, A. Estudio de Factibilidad del uso del Aceite Liviano de Ciclo para el control de Parafinas en el Campo Colorado. Bucaramanga. Tesis de Pregrado. Universidad Industrial de Santander. 2011.

HERNANDEZ, Edinson. GARCÍA, Sergio. Caracterización de depósitos orgánicos mediante un análisis estadístico de un Campo colombiano aplicación al Campo colorado. Bucaramanga. Trabajo de Pregrado. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. 2010.

JAIMES, Manuel. MEDINA, Carlos. Metodología practica para la remoción e inhibición de parafinas en el Campo Lisama. 2001.

JAIMES, Manuel. MEDINA, Carlos. ORDOÑEZ, Aníbal. Et al. Evaluación del Proceso de Bombeo de aceite caliente como mecanismo de remoción de Parafinas en los sistemas de producción del Campo Lisama. 2004.

JOYA P., Charles. Instructivo para inyección de aceite caliente. Producción de crudo. Vicepresidencia regional central. Superintendencia de operaciones de Mares. ECOPETROL S.A. Barrancabermeja, El Centro. 2015.

LUNA, Olga Lucia. Análisis de la implementación del bombeo electro sumergible bajo aplicaciones duales en un Campo colombiano de los llanos orientales: visión técnico-Financiera. Bucaramanga. Trabajo de Pregrado. Universidad. Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. 2012.

MANSURE, A. J. Insights into good hot oiling practices. En: SPE. No. 2584 (Mar. 1993).

MARTIN, Diana Paola. Implementación de una metodología para la evaluación técnico – económica de alternativas de exclusión y/o gerenciamiento de arena. Aplicación Campo colombiano. Bucaramanga. Trabajo de Pregrado. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. 2011.

MORALES, Augusto. RODRIGUEZ, Luis. Diseño de un esquema para el aseguramiento de flujo de un crudo parafínico con alto punto de fluidez, aplicado al crudo Lisama. Bucaramanga. Trabajo de Pregrado. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. 2012.

NAVARRETE, Juan Camilo; CEDIEL, Fabián Andrés. Estudio de factibilidad con el aceite liviano de ciclo para remoción de depósitos orgánicos aplicando a Campo colombiano. Bucaramanga. Trabajo de Pregrado. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingeniería Fisicoquímicas. 2010.

NEWBERRY, M.E. and Barker, K.M. Formation Damage Prevention Through the Control of Paraffin and Asphaltene Deposition. En: SPE No. 13796 (Mar. 1985).

OCHOA, Ismael., LOPEZ, Sergio. Evaluación de un tratamiento químico para el control de parafinas en el crudo del Campo Colorado. Bucaramanga. Trabajo de Pregrado. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. 2009.

OREJUELA PARRA, Paola Andrea. Caracterización de la gravedad API en el Campo Lisama (Cuenca Valle Medio del Magdalena) a partir de la pirolisis Rock-Eval VI. Trabajo de Pregrado. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. 2010.

OSPINO, Teddys. Aspectos generales del daño de formación por depositación asfaltenos en yacimientos de Petróleo. Medellín. Trabajo de Pregrado. Universidad Nacional de Colombia. Facultad de Minas. 2009.

PATIÑO, Juan David. Un modelo de formación por precipitación de componentes parafínicos de un fluido de yacimiento. Medellín. Trabajo de Pregrado. Universidad Nacional de Colombia. Facultad de Minas. 2015.

PINZÓN, Sergio. ROJAS, Jonathan. Evaluación de métodos convencionales y no convencionales para la remediación e inhibición de la precipitación de parafinas en pozos petroleros. Bucaramanga. Trabajo de Pregrado. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. 2006.

RESTREPO, Karin Lorena., GARZA, Carlos Hernán. Daño a la formación por precipitación de parafinas: estado del arte. Bucaramanga. Trabajo de Pregrado. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. 2006.

SÁNCHEZ, Ilsen Adriana; GUTIÉRREZ, Henry Fernando. Estudio de factibilidad del uso del aceite liviano de ciclo para el control de parafinas en el Campo Colorado.

Bucaramanga. Trabajo de Pregrado. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingeniería Físicoquímicas. 2011.

UNIVERSIDAD DE SAN BUENAVENTURA CARTAGENA. (Programa de Ingeniería Química). Precipitación de asfaltenos: técnicas de predicción y control. Cartagena. 2015.

VELANDIA, Tania Pilar. Predicción de un proceso de inyección de CO<sub>2</sub> miscible en yacimientos complejos para un sector del área Lisama. Bucaramanga. Trabajo de Pregrado. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingeniería Físicoquímicas. 2010.

## ANEXOS

**Anexo A.** Equipos y herramientas inyección de aceite caliente.

**Calentador:** Equipo que posee un sistema de motores y bombas, con las cuales succiona y bombea el aceite, además de una caldera en la cual se realiza el calentamiento del mismo.

**Figura 1.** Calentador.



**Fuente.** Tomado de JOYA P., Charles. Instructivo para tratamiento de parafinas con aceite caliente. Operación y entrega de hidrocarburos superintendencia de operaciones de Mares. Ecopetrol S.A. 2013.

**Bomba de engranajes (Roper):** Bomba de desplazamiento positivo construida internamente con un diseño mecánico sencillo de piñones que cumplen la función de succionar el fluido con el que se va a trabajar o a desplazar en el pozo y/o las líneas de producción. En el equipo calentador cumple la función de succionar el aceite del carro-tanque, llevarlo al tanque del equipo y recircularlo por el serpentín de la caldera, también funciona para retirar fluido de las líneas cuando se ha terminado la operación y así asegurar no tener fluidos en las líneas y no generar contaminación alguna.

**Figura 2.** Bomba de engranajes.



**Fuente.** JOYA P., Charles. Instructivo para tratamiento de parafinas con aceite caliente. Operación y entrega de hidrocarburos superintendencia de operaciones de Mares. Ecopetrol S.A. 2013.

**Bomba triplex:** Bomba alternativa que posee tres pistones. En el equipo calentador es la que tiene la función de bombear el aceite caliente a través de la línea (tubing, anular, o de superficie).

**Figura 3.** Bomba triplex.



**Fuente.** JOYA P., Charles. Instructivo para tratamiento de parafinas con aceite caliente. Operación y entrega de hidrocarburos superintendencia de operaciones de Mares. Ecopetrol S.A. 2013.

**Bomba centrífuga:** Es una máquina que consiste en un conjunto de paletas rotatorias encerradas dentro de una caja o cárter o una cubierta o carcasa. Las paletas imparten energía al fluido por la fuerza centrífuga. Esta bomba se encuentra ubicada en la parte inferior de la caldera, se usa para succionar el fluido a tratar (agua o aceite) y este lo transporta al serpentín cuando es para calentar, de lo contrario va a alimentar directamente la bomba triplex.

**Figura 4.** Bomba centrífuga.



**Fuente.** JOYA P., Charles. Instructivo para tratamiento de parafinas con aceite caliente. Operación y entrega de hidrocarburos superintendencia de operaciones de Mares. Ecopetrol S.A. 2013.

**Caldera del calentador:** Utiliza el ACPM para encender internamente un serpentín el cual, al pasar el fluido por este, calienta el fluido a la temperatura requerida por efecto de transferencia de calor.

**Figura 5.** Caldera del calentador.



**Fuente.** JOYA P., Charles. Instructivo para tratamiento de parafinas con aceite caliente. Operación y entrega de hidrocarburos superintendencia de operaciones de Mares. Ecopetrol S.A. 2013.

**Línea de descarga del calentador.** Línea de salida del equipo por la cual se inyecta el aceite caliente al pozo o a la línea de producción, a través de la bomba alternativa (triplex).

**Figura 6.** Línea de descarga del calentador



**Fuente.** JOYA P., Charles. Instructivo para tratamiento de parafinas con aceite caliente. Operación y entrega de hidrocarburos superintendencia de operaciones de Mares. Ecopetrol S.A. 2013.

**Línea de descarga del carro-tanque.** Línea de salida del carro-tanque por el cual se descarga el aceite –a temperatura ambiente- a la succión del calentador.

**Figura 7.** Línea de descarga del carro-tanque.



**Fuente.** JOYA P., Charles. Instructivo para tratamiento de parafinas con aceite caliente. Operación y entrega de hidrocarburos superintendencia de operaciones de Mares. Ecopetrol S.A. 2013.

**Línea de succión del calentador.** Línea de acople rápido de 3" por la cual el calentador capta el aceite –a temperatura ambiente- del carro tanque, a través de la bomba centrífuga o la de piñones (roper) de desplazamiento positivo.

**Figura 8.** Línea de succión del calentador.



**Fuente.** JOYA P., Charles. Instructivo para tratamiento de parafinas con aceite caliente. Operación y entrega de hidrocarburos superintendencia de operaciones de Mares. Ecopetrol S.A. 2013.

**Chiksan:** Se componen de articulaciones giratorias y tubos rectos y con la flexibilidad, la estabilidad, de instalación rápida y fácil desmontaje. Permite girar la línea que estamos conectando y así acoplar líneas en distintos ángulos.

**Controles de desconexión de emergencia, flujo y temperatura:** Apagados automatizados king ray, sistema de termostato texsteam, el cual brinda seguridad en el calentamiento del aceite ya que cuando se pasa de la temperatura requerida este se acciona y apaga automáticamente la caldera.

**Indicador de presión (manómetro):** Instrumento utilizado para la medición de la presión.

**Indicador de temperatura:** Es un instrumento utilizado para la medir de la temperatura en tiempo real.

**Manifold:** Parte del sistema de tuberías de cargue, descargue o manejo de fluidos, en el cual confluyen varias tubos y válvulas, por lo que también se le conoce como "múltiple de cargue". En la caldera se usa para alinear el fluido cuando se bombea por el serpentín o cuando succiona con la bomba roper.

**Válvula de alivio de presión:** Están diseñadas para liberar un fluido cuando la presión interna de un sistema que lo contiene supere el límite establecido (presión de parada). Su misión es evitar una explosión, el fallo de un equipo o rotura de tubería por un exceso de presión. Existen también las válvulas de alivio que liberan el fluido cuando la temperatura supera un límite establecido. Estas válvulas son llamadas válvulas de alivio de presión y temperatura.

**Válvula de retención (cheques):** Las válvulas de retención tienen el propósito de permitir el flujo en un solo sentido y su aplicación principal es en la descarga de bombas. Su función es prevenir que el flujo bombeado regrese una vez que las bombas se detienen. También evitan que el flujo de retorno provoque un giro inverso de las bombas, lo cual puede en algunos casos, dañar los equipos de bombeo.

**Válvula mariposa:** Es un dispositivo para interrumpir o regular el flujo de un fluido en un conducto, aumentando o reduciendo la sección de paso mediante una placa, denominada «mariposa», que gira sobre un eje. Al disminuir el área de paso, aumenta la pérdida de carga local en la válvula, reduciendo el flujo. Estas válvulas se encuentran ubicadas en diferentes puntos y también las ubicamos en el manifold de la caldera, las cuales nos permite alinear cuando necesitamos bombear o succionar fluidos.

**Anexo B.** Instructivo para la operación de sacada de varillas en sencillos.

## **OBJETO**

Definir y estandarizar las actividades necesarias para la Operación de Sacada de varillas, aplicando los estándares de HSE, con el fin de minimizar los riesgos al personal y los posibles daños al medio ambiente, al equipo y al pozo.

## **ALCANCE**

Aplica para las operaciones de Sacada de varilla en los trabajos de Reacondicionamiento en pozos con bombeo mecánico.

## **DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO**

### **Equipos**

- Equipo de Workover con todos sus accesorios
- Equipo contra incendios (Extintores)

### **Herramientas**

- Llave hidráulica para varilla
- Grillete (Rod hook link)
- Gancho (Rod hook)
- Elevadores de varilla según los diámetros requeridos
- Mordazas para la llave hidráulica de varillas (según el diámetro requerido)
- Llave aguantadora para la llave hidráulica de varilla (según el diámetro requerido)
- Llaves manuales de varilla (según el diámetro requerido)
- Llaves Hexagonales
- Preventora de varillas.

- Gancho extractor de mordazas
- Cepillo de alambre.
- Llaves expansivas
- Varillas según las características requeridas

### **Materiales y accesorios**

- Soportes para ubicar y almacenar las varillas.
- Niple de tubería (de la longitud y diámetro requerido).
- Mangueras hidráulicas de alta presión.
- Cadenas.
- Estrobos.
- Manilas.

## **DESARROLLO**

### **Ficha descriptiva**

Normas que intervienen:

- Reglamento interno Normas de HSEQ.
- Normatividad en materia ambiental.
- Análisis de Trabajo Seguro –ATS.

Documentación que interviene:

- Prueba de gas.
- Programa de Ingeniería (WELL PLANING) del pozo que se va a intervenir.
- Historia del pozo que se va a intervenir.
- Formato EXT - F - 013. Reporte de actividades diarias de mantenimiento de subsuelo.
- Formato EXT - F - 015. Inspección general de un equipo de Workover o Varilleo.

- Instructivo EXT - I - 003. Instructivo para asegurar condiciones ambientalmente sanas en locaciones de pozos después de actividades de subsuelo.
- Instructivo EXT - I - 004 Instructivo para prevenir y controlar reventón de pozo.

Cargos que intervienen (Responsables):

- 1 Supervisor de cuadrilla.
- 1 Operador IA.
- 1 Operador II.
- 2 Asistentes.

## **GENERALIDADES**

Una varilla es el medio utilizado para llevar al fondo de la sarta de tubería el pistón o la bomba de subsuelo, de transmitir el movimiento recíproco (ascendente y descendente) dado en superficie por la unidad y el motor, para que así la bomba de subsuelo “chupe” y lleve el fluido a superficie. La extracción de la sarta de varillas en un pozo puede perseguir uno o más de los siguientes fines:

- Cambio de bomba de subsuelo
- Cambio de varilla (varilla partida, desconectada, fatiga, etc.)
- Cambio de diseño
- Permitir la extracción de tubería rota
- Preparación para realizar trabajos de Reacondicionamiento.
- Para abandono de pozos.

## DESARROLLO DE LA ACTIVIDAD

### Preparación del pozo y el aparejo de izamiento

Después de instalado el equipo y efectuado el desenganche de la cabeza de la unidad de bombeo, verificar que el pozo se haya descargado (por tubing y anular), que la unidad de bombeo se encuentre frenada y asegurada (1) con las pesas abajo, de tal manera que no ofrezcan peligro para los operadores.



- Acondicionar el grillete a los brazos de la polea (1), instalar el gancho en el grillete (2), cerrar el grillete (3) y colocar el pasador con su respectiva tuerca (4).





- Instalar el elevador en el gancho (según el diámetro de la varilla a sacar). Se abre el seguro del gancho (1), se instala el levador (2) y se cierra el seguro del gancho (3).



- Acoplar un niple de varilla a la barra lisa.

- Enganchar el elevador al niple. Se toma el peso de la sarta de varillas y se suelta la caja de empaques.



- Desanclar la bomba de subsuelo; se debe tener en cuenta que no se sobrepasen los límites de elongación o rompimiento de la varilla (de menor diámetro) al aplicar tensión. En esta operación se debe verificar la estabilidad de las “patas” del equipo, y el personal debe alejarse del área de la boca del pozo.

- Asegurar la caja de empaques al extremo inferior de la barra lisa de tal manera que quede lo más cerca del cople, esto con el fin de evitar golpes o machucones con la caja de empaques.

- Sacar la barra lisa con sus respectivos ajustes o niples.



- Instalar el niple protector de la rosca de la “T” y la preventora de varillas.



- Instalar un elevador por debajo del cople de la barra lisa, soportar el peso de la sarta sobre este y soltar la barra lisa con sus respectivos nipples.



- Bajar la barra y ubicarla sobre sus respectivos soportes.



- Instalar el gancho en el elevador ubicado en el tronco varilla en el pozo, subir el doble e instalar el elevador por debajo del cople inferior y descargar el peso de la sarta sobre éste.



- Acondicionar la plataforma de trabajo (si no se ha hecho).

#### **Acondicionamiento de la llave hidráulica para varillas:**

- Sujetar la llave hidráulica de varillas al Winche por medio de un estrobo. Se sujeta el estrobo por un extremo al Swivel del soporte colgante de la llave (1), por el otro extremo se pasa la cadena del Winche (2), se hace un nudo con la cadena y se sujeta el gancho (3).



- Acoplar las mangueras de la bomba hidráulica a los conectores de la llave.

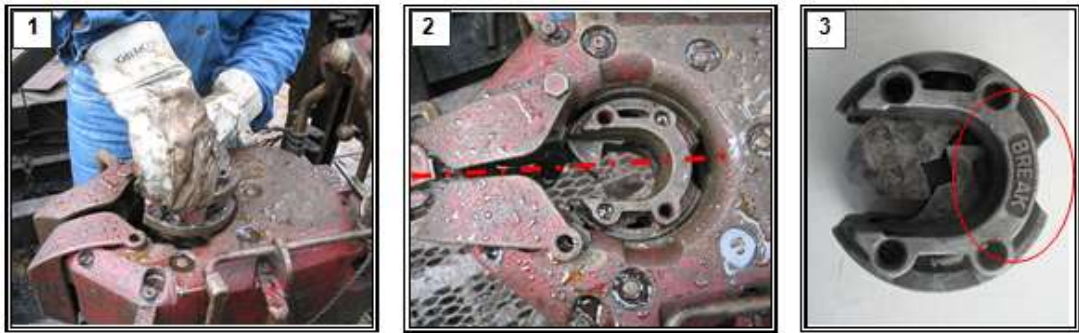


- Realizar el mantenimiento de las mordazas.



- Instalar las mordazas (según el diámetro requerido) en la llave, en la posición de "soltar" (BREAK) (1) y de tal manera que el orificio de entrada de la varilla de las mordazas coincida con el orificio de entrada de la cremallera (2).

*NOTA: en la posición de apretar la palabra "MAKE" debe estar hacia arriba y en la posición de soltar la palabra BRAKE (3) debe estar hacia arriba. La llave hidráulica debe tener sus compuertas de seguridad.*



- Instalar la llave aguantadora (1) según el diámetro requerido (2). Se prueba (3), se ubica en la parte inferior de la llave hidráulica (4-5) y se instala el pasador con su respectivo resorte (6), verificando que este último esté en buenas condiciones.



- Probar la llave. El operador del equipo engrana la bomba hidráulica, enseguida el operador de la llave la acciona de derecha a izquierda y viceversa, con el fin de verificar el correcto funcionamiento de las mordazas.

- Nivelar la llave, de tal manera que quede perpendicular a la sarta de varilla. Esto se logra ajustando el tornillo (con llave expansiva) del soporte que va suspendido del cable del winche.



- Subir la llave con el cable del winche, hasta que quede a la altura del cople de las varillas que se van a soltar.



- Instalar la llave en el cople de las varillas que se van a soltar.



### Extracción de la sarta de varillas:

- Accionar la bomba hidráulica (por parte del operador del equipo) en el panel de control.



- Accionar la llave hidráulica en el sentido de “soltar” (izquierda) hasta soltar el doble (1), un asistente sujeta el doble (2).

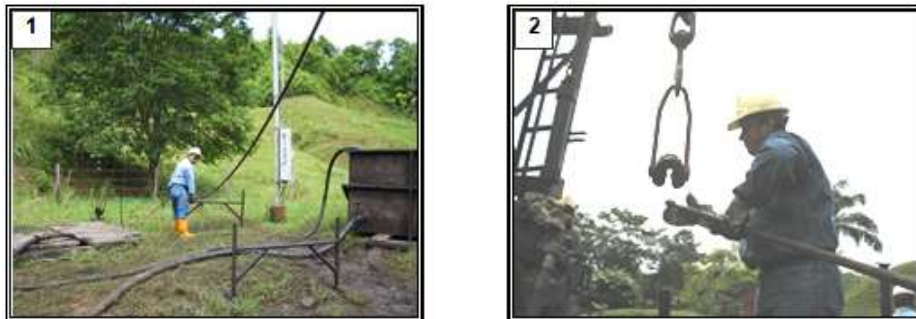


- Tan pronto se suelte la varilla se desactiva la llave hidráulica, el operador del equipo subirá un poco la varilla (1) y un ayudante lleva el doble de varilla hasta el alcance del operador de torre (2), simultáneamente el operador del equipo baja la polea lentamente y el operador de la llave la ubica a un lado de la torre de tal manera que quede fuera del recorrido de la polea (3).



*NOTA: una vez que se ha soltado el doble, el cuñero que lo soporta, lo gira de tal manera que el elevador quede en una posición tal que, en el momento de desengancharlo, permita sacar el doble por la parte inferior.*

- El operador de torre recibe el doble del cuñero y lo lleva a los soportes en el piso (1), el cuñero desengancha el elevador liberando el doble a la menor altura posible (2).



- Liberar el levador del gancho (1) e Instalar este al elevador que está soportando el peso de la sarta en el pozo (2) y lentamente el operador del equipo subirá la polea hasta volver a conseguir el peso de la sarta (3).



- Subir la polea (1) (verificando que no haya movimientos bruscos y que no vaya a golpear el encualladero de tubería) hasta que salga el cople inferior, instalar un elevador por debajo del cople (2) y descansar el peso de la sarta sobre este. Repetir el procedimiento hasta sacar el número necesario de varillas.



## DISPOSICIONES HSE

### Disposiciones de seguridad y control operacional

Asegurarse de utilizar los elementos de seguridad personal propios para esta actividad:

- CABEZA: Casco de seguridad
- MANOS: Guantes de operador
- PIES: Botas de seguridad

- OJOS: Gafas de seguridad
- OIDOS: Protectores auditivos.
- OTROS: Ropa de trabajo.

Antes de comenzar los trabajos en el pozo, se debe verificar que este haya sido descargado, tanto por tubing como por anular. Cuando se realiza el cambio de las mordazas de la llave hidráulica, esta debe ser manipulada únicamente y exclusivamente por el operador (de llave), de igual manera debe existir comunicación constante entre este y el operador del equipo para engranar y desengranar la bomba hidráulica.

Revisar el desgaste de la aguantadora de la llave hidráulica de varilla. Verificar que el pasador de la llave aguantadora este en su puesto y que posea su respectivo resorte. Cuando la polea viajera este subiendo o bajando, la llave hidráulica de varilla debe estar alejada del recorrido de la polea. Cuando se esté bajando o subiendo la varilla se debe verificar que la polea no golpee la unidad de bombeo o el trabajadero de tubería. Instalar un niple o preventor de varilla, para proteger la rosca de la "T" soportando el elevador y el peso de la sarta. El niple debe tener como mínimo el diámetro de la tubería, con el fin de que permita el libre recorrido del anclaje de la bomba de subsuelo. La longitud del niple dependerá de la altura a la cual se requiera acondicionar la plataforma de trabajo.

La caja de empaques se debe colocar siempre en el extremo inferior de la barra lisa, si no es posible, se debe asegurar con manilas. Esto se hace con el fin de evitar que la caja de empaques resbale por la barra lisa ocasionando un accidente. Cuando esté operando la llave hidráulica de varillas, el operador debe mantener su cuerpo fuera del alcance del elevador de varillas, ya que podría ser golpeado severamente. Antes de comenzar la operación, revise y aplique el ATS correspondiente a esta tarea.

## **DISPOSICIONES AMBIENTALES**

Utilizar preventora de varilla con sus cauchos en buen estado, con el fin de asegurar el control del pozo y evitar escapes de aceite a superficie.

## **CONTINGENCIAS**

### **Contingencias operativas y de seguridad:**

Pueden presentarse accidentes por no aplicar la técnica adecuada durante la manipulación de la llave hidráulica para varilla, provocando entre otras, la desmembración de los dedos o manos del operador y/o ayudantes debido a la aprehensión de los dedos en las mordazas de la llave. Para evitar esto se debe tener en cuenta evitar la manipulación de las mordazas de la llave, mientras la bomba se encuentra engranada.

El operador de la llave hidráulica para varillas puede ser golpeado por el elevador de varillas al estar operando la llave (soltando o apretando). Para evitar esto, se debe revisar periódicamente el desgaste de la llave aguantadora y el cuadrante, y realizar acciones correctivas de ser necesario.

### **Contingencias ambientales:**

Durante la operación puede presentarse la ruptura de las mangueras de la llave hidráulica, ocasionando derrames de aceite hidráulico en la localización. Si se presenta esta situación, primero se debe apagar el equipo y luego cerrar la válvula de suministro de aceite. En los trabajos en los que se requiera desparafinar se debe tener en cuenta:

- Si se cuenta con el servicio de aceite caliente, este se debe bombear después de haber desanclado la bomba de subsuelo, y se debe verificar que la varilla y la tubería queden efectivamente limpias.

- Si no se cuenta con el servicio de aceite caliente, la parafina debe ser recogida y manipulada según las disposiciones ambientales vigentes.

### RELACIÓN DE NOVEDADES Y CAMBIOS

FECHA	No. REVISIÓN	No. ACTUALIZACIÓN	CAMBIO	MOTIVO
Nov – 18 – 05	0	0	NA	Elaboración del documento

**Anexo C.** Instructivo para la operación de sacada de tubería en sencillos.

## **OBJETO**

Definir y estandarizar las actividades necesarias para la Operación de Bajada de tubería, aplicando los estándares de HSE, con el fin de minimizar los riesgos al personal y los posibles daños al medio ambiente, al equipo y al pozo.

## **ALCANCE**

Aplica para las operaciones de bajada de tubería en los trabajos de Reacondicionamiento en pozos con bombeo mecánico, en los Campos de la GRM.

## **DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO**

### **Equipos:**

- Equipo de Workover
- Equipo para el control del pozo (preventor de arietes, preventor anular, acumulador, choke manifold, separador y tea)
- Equipo contra incendios (Extintores)
- Elevadores y cuñas según el diámetro requerido
- Llave hidráulica y llaves manuales para tubería
- Mesa de cuñas de acción neumática con sus respectivas mangueras.
- Pipe racks para tumbar la tubería.
- Borrachos

## **DEFINICIONES.**

**Procedimiento:** Forma especificada para llevar a cabo una actividad o un proceso.

**Proceso:** Conjunto de actividades mutuamente relacionadas o que interactúan, las cuales transforman elementos de entrada en resultados.

**Registro:** Documento que presenta resultados obtenidos o proporciona evidencia de actividades desempeñadas.

**Análisis Seguro de Trabajo AST:** Metodología que permite identificar los peligros de los pasos de las actividades y establecer los controles necesarios.

**HSEQ:** (Health, Safety, Environment, Quality) Salud Ocupacional, Seguridad Industrial, Ambiente y Calidad.

**Peligro:** Potencial de causar daño.

**Pozo:** Se refiere al agujero que resulta de la perforación para la producción de hidrocarburos.

## **DESCRIPCIÓN DE LA ACTIVIDAD**

**Generalidades:** El procedimiento de sacada de tubería en sencillos, aunque se efectúa con menos frecuencia que la sacada en dobles, se considera más riesgoso y requiere de mayor coordinación entre sus operarios, por lo tanto, es necesario mantener el área y línea de recorrido del tubo despejada.

**El propósito de sacar la tubería obedece a varios factores, entre los que se encuentran:**

Después de haber terminado los trabajos de Reacondicionamiento en el pozo y este se va a dejar en producción.

Cuando se va a cambiar la sarta por otra.

Cuando se va a abandonar el pozo.

### **PASOS DE LA TAREA**

#### **Sacada de los sencillos:**

- Verificar que el pozo se encuentre debidamente asegurado, que el preventor se encuentre probado, con los arietes (según el diámetro de la tubería) abiertos, que se haya desinstalado la válvula maestra, y acondicionado correctamente la plataforma de tubería.
- Estando la tubería debidamente soportada por la mesa de cuñas, se instala la llave hidráulica de tal manera que la tubería quede dentro de la misma, y el cuello del tubo quede sobre la llave a una distancia tal que permita la instalación del elevador.



- Instalar el elevador adecuado según el diámetro de la tubería con la que se va a trabajar.



- Ajustar el elevador en el cuello del primer tubo a sacar.



- Levantar la sarta lentamente (mientras se abre la mesa de cuñas) en el cambio adecuado, de tal manera que el equipo no se sienta forzado al tratar de ganar velocidad. Se debe tener especial cuidado al subir el primer tubo puesto que en ocasiones uno de los arietes de la preventora no abre totalmente y es golpeado con el cople de la tubería al pasar en su carrera ascendente. Para evitar esto el primer tubo se debe subir muy lentamente verificando constantemente el indicador de peso del equipo.



- Sacar el primer tubo y parte del segundo, de tal manera que el acople quede por encima de la llave hidráulica, a una distancia tal que permita la entrada del elevador.



- Cerrar las cuñas para soportar la tubería y dejar libre de peso el bloque viajero y el elevador.



- Subir la llave hidráulica por encima del cople.



- Accionar la llave hidráulica en el cambio de fuerza para desenroscar la tubería. Una vez suelto el tubo se detiene la llave hidráulica.

- Elevar lentamente el tubo superior (aprox 3"), de tal manera que pueda ser sujetado por uno de los operarios y se instala el protector de rosca en el pin.



- Un operario debe llevar el tubo (mientras el operador baja lentamente el elevador) hasta la plataforma de deslizamiento, donde es asegurado por el operador de torre quien lo acompaña hasta que el extremo inferior del tubo alcanza la plataforma.



- El operador continúa bajando lentamente el elevador mientras los dos ayudantes lo esperan y lo guían para evitar que golpee el tubo que queda en el pozo. El elevador debe ser empujado en dirección de la plataforma de tubería y cuando el tubo se encuentra debidamente soportado en el borde de la mesa rotaria, se abre para liberar el tubo. Una vez liberado el elevador, este debe ser soportado por los ayudantes para evitar que golpee el tubo que queda en el pozo o a uno de los operarios. Simultáneamente el tubo se desliza por la rampa hasta que cae totalmente en la plataforma.

- Asegurar el segundo tubo con el elevador y repetir el procedimiento.



- Cada vez que se saque un tubo, el operador de torre lo llevará desde la plataforma hasta los soportes (burros). Los tubos se organizan de tal manera que los coples queden intercalados, esto con el fin de aprovechar mejor el espacio y garantizar la estabilidad de los mismos.



**OBSERVACIONES:** Cada vez que se suelte un tubo con la llave hidráulica, el operador debe verificar que las muelas o mordazas queden libres, esto con el fin de evitar que al sacar el tubo siguiente, el cople las golpee (al pasar en su carrera ascendente) sacándolas de la llave, ocasionando posibles golpes a los operarios o su pérdida dentro del pozo.

## **DISPOSICIONES HSE**

**Disposiciones de seguridad y control operacional:** Asegurarse de utilizar los elementos de seguridad personal propios para esta actividad.

**Cabeza:** Casco de seguridad.

**Manos:** Guantes de operador.

**Pies:** Botas de seguridad.

**Ojos:** Gafas de seguridad.

**Oídos:** Protectores auditivos.

**Otros:** Ropa de trabajo.

Realice la prueba de gas al pozo antes de comenzar los trabajos. Regístrela en el formato PW- HSEQ-F-38 Medición ambiental de atmósferas peligrosas.

Antes de comenzar la operación es importante realizar una inspección preoperacional al equipo

Puesto que esta es una operación en equipo, debe existir total coordinación entre los trabajadores, ya que el descuido de uno de ellos puede comprometer la integridad física de los demás.

Antes de comenzar la operación es necesario realizar el mantenimiento correspondiente al elevador, la llave hidráulica y la mesa de cuñas.

Antes de comenzar la operación se debe haber probado el preventor y las conexiones de superficie, verificar que el acumulador esté cargado con la presión adecuada, que funcione correctamente y que esté debidamente conectado con sus cuatro mangueras al preventor. Revise y aplique el AST correspondiente a esta tarea antes de comenzar la operación.

Asegúrese de que el equipo para el control del pozo, se encuentre debidamente instalado y probado.

Si la tubería sale llena, se debe achicar, o como última opción utilizar el borracho.

Utilizar cauchos para limpiar la tubería de acuerdo al diámetro de la misma.

Pueden presentarse accidentes por no aplicar la técnica adecuada durante la manipulación de la llave hidráulica para tubería, provocando entre otras, la desmembración de los dedos o manos del operador y/o ayudantes debido a la aprehensión de los dedos en las mordazas de la llave. Para evitar tenga en cuenta:

- En lo posible se debe utilizar la llave aguantadora de la llave hidráulica para tubería.
- Se debe tener en cuenta evitar la manipulación de las mordazas de la llave, mientras la bomba se encuentra engranada.

Debido a errores de procedimiento y otras causas, puede presentarse la pérdida de la tubería en el pozo. Para evitar esto, asegúrese de utilizar las cuñas y elevadores adecuados según los diámetros de la tubería con la que se va a trabajar, prestar especial atención al realizar el cambio de elevador y cuñas cuando se pasa de trabajar con tubería de un diámetro a otro. Es indispensable

realizar el mantenimiento (limpieza y lubricación) a la rosca de los tubos medida que son bajados por el pozo.

Durante las operaciones puede presentarse el disparo incontrolado del pozo, provocando la emanación en superficie, sin control, de los fluidos del pozo (gas, agua y/o aceite), contaminación de la locación, zonas aledañas y espejos de agua circundantes. En este caso se debe tener en cuenta:

- Se debe seguir lo indicado en el Procedimiento PW-OP-P 13 Procedimiento para el control de pozos de Petróleo y Gas.

Si se sospecha o se tienen antecedentes de disparo en el pozo, se debe tener cuidado con el nivel de líquido. Si es necesario se debe ir llenando el pozo con fluido, cada 20 o 30 tubos para mantener el nivel. Bajo estas condiciones en lo posible se recomienda sacar o bajar tubería con el pozo empacado o asegurado con stripper.

Se debe tener cuidado con la presencia de gases. Por esto, antes de comenzar las operaciones en el pozo, se debe verificar que este haya sido descargado, tanto por el tubing, como por el anular.

Se puede presentar que los hábitos inadecuados de procedimiento al ejecutar la tarea, generen derrames de aceite en el plano del pozo, contribuyendo a la contaminación del suelo, cuerpos de agua y vegetación de los alrededores del pozo. Para contrarrestar esto se debe tener en cuenta: Al comenzar a sacar la tubería, se deben colocar cauchos “wash pipe”, para limpiar la tubería.

En caso de que la tubería salga con fluido, esta se debe “achicar”, es decir, desocuparla utilizando la barra de suaveo, teniendo la precaución de subir la barra lentamente para evitar estimular el pozo, induciendo el flujo desde la formación,

con lo cual se mantendría el nivel de fluido. Si por alguna razón no se puede achicar la tubería, se deberá utilizar el “borracho” o herramientas similares, verificando que este lleve los sellos correspondientes al diámetro de la tubería con que se trabaja.

En caso extremo, en el cual se presente derrames, se debe rodear con una barrera de tierra, arena o de tela absorbente, para que el fluido pueda ser recogido con la bomba, o con cualquier otro método. Si es necesario se deben realizar cunetas para canalizar el fluido y evitar que salga de la localización.

Durante la operación puede presentarse la ruptura de las mangueras de la llave hidráulica, ocasionando derrames de aceite hidráulico en la localización. Si se presenta esta situación, primero se debe apagar el equipo y luego cerrar la válvula de suministro de aceite.

## RELACIÓN DE NOVEDADES Y CAMBIOS

FECHA	No. REVISIÓN	No. ACTUALIZACIÓN	CAMBIO	MOTIVO
Nov – 18 – 05	0	0	NA	Elaboración del documento

**Anexo D.** Instructivo para la operación de bajada de raspador.

## **OBJETO**

Definir y estandarizar las actividades necesarias para la bajada del Raspador de revestimiento, aplicando los estándares de HSE, con el fin de minimizar los riesgos al personal y los posibles daños al medio ambiente, al equipo y al pozo.

## **ALCANCE**

Aplica para las operaciones de bajada de raspador en los Campos de la GRM.

## **DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO**

### **Equipos:**

- Equipo de Workover.
- Equipo para el control del pozo (Preventor, Hydril, Acumulador, Manifold, Separador y Quemador).
- Equipo contra incendios (Extintores).

### **Herramientas:**

- Raspador según el diámetro del revestimiento.
- Tubería (producción o trabajo).
- Llave hidráulica para tubería.
- Elevadores según el diámetro de la tubería.
- Mesa de cuñas.
- Cuñas según el diámetro de la tubería.
- Llaves manuales para tubería.
- Llaves expansivas.

## **DESARROLLO**

### **Ficha descriptiva:**

Normas que intervienen:

- Reglamento interno Normas de HSEQ.
- Normatividad en materia ambiental.
- Análisis de Trabajo Seguro –ATS.

Documentación que interviene:

- Permiso de trabajo.
- Programa de Ingeniería del pozo que se va a intervenir.
- Historia del pozo que se va a intervenir.
- Formato reporte de actividades diarias de mantenimiento de subsuelo.
- Formato de Inspección general de un equipo de Workover o Varilleo.
- Formato Tally de tubería.
- Instructivo para asegurar condiciones ambientalmente sanas en locaciones de pozos después de actividades de subsuelo.
- Instructivo para prevenir y controlar reventón de pozo.

Cargos que intervienen:

- 1 Supervisor de cuadrilla.
- 1 Operador IA.
- 1 Operador II.
- 2 Asistentes.

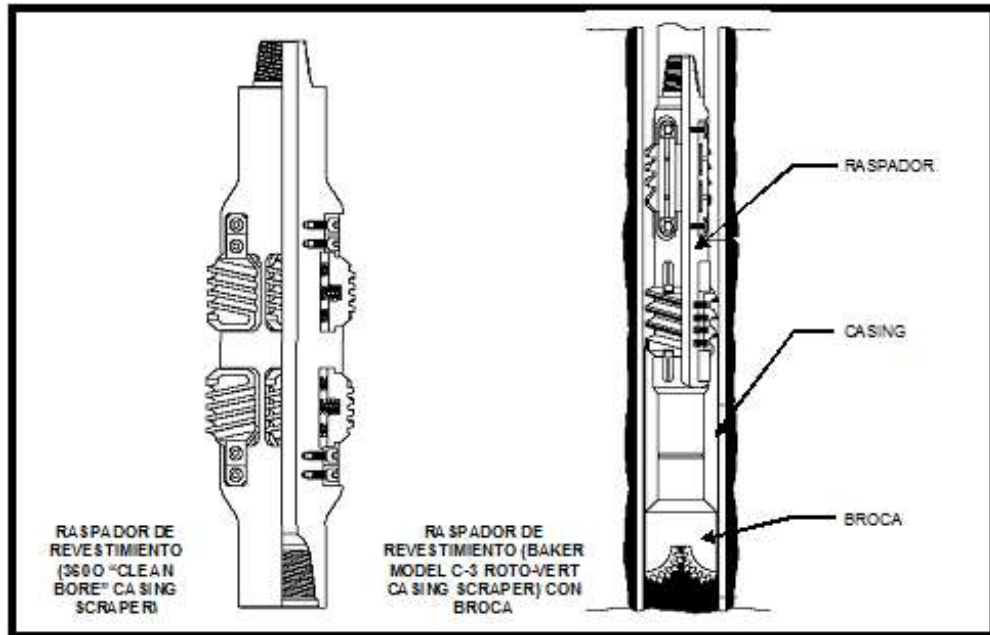
## **GENERALIDADES**

**Descripción general:** El Raspador es usado para remover lodo, costras de cemento, balas incrustadas, parafina y demás sustancias que se encuentran en las

paredes interiores del revestimiento, las cuales de no ser removidas, causarían problemas al bajar herramientas cuyo diámetro externo sea muy cercano al diámetro interno del revestimiento. La importancia de realizar el mantenimiento de la superficie interior del Casing, dejándola limpia y totalmente lisa, se hace evidente cuando durante la realización de las diversas operaciones de Reacondicionamiento o Workover en el pozo, estas se ven afectadas de una u otra manera por la mala condición de la pared interna del Casing. Por ejemplo; una bala incrustada o una rebaba afilada, puede dañar los cauchos de los empaques haciendo que estos fallen en su operación. Es importante bajar el raspador con una broca Taper Mill (según el I.D del revestimiento), para poder calibrar y limpiar el Casing al mismo tiempo, si no se calibra correctamente el revestimiento, esto puede causar el asentamiento prematuro o el entretallado de herramientas cuyo OD es muy cercano al ID del Casing como empaques, retenedores, herramientas para limpiar arena, diseños de producción, cañones, etc.

**Construcción:** El raspador está constituido por un cuerpo con un pin en la parte superior (Rosca API) para acoplarse a la tubería de trabajo y en la parte inferior una caja (Rosca API) para instalar una reducción de 1" o broca si fuere necesario. En el cuerpo van distribuidos dos conjuntos de dos bloques de cuchillas cada uno (uno en la parte superior y otro en la parte superior).

**Figura 1.** Raspadores (Casing Scraper) de BAKER.



## DESARROLLO DE LA ACTIVIDAD

*NOTA. Antes de correr el raspador, se debe chequear la herramienta usando un anillo de calibración para determinar si la herramienta es la adecuada para el ID de la tubería de revestimiento a limpiar. Chequear también los resortes de las cuchillas, especialmente si la herramienta ha estado almacenada durante un largo tiempo.*

*El Raspador está equipado con conexiones estándares Reg en el pin y en la caja. Estas conexiones permiten la instalación del raspador en la tubería.*

*El raspador se puede bajar con una broca (Taper Mill) para calibrar el revestimiento, o con una reducción para limpiar, esta última opción no permite calibrar el Casing.*

### **Corrida del raspador:**

- Elegir el raspador (según el ID del Casing), los sustitutos y accesorios requeridos (broca, reducción, etc.).
- Acoplar un niple (pup joint) al raspador.
- Acoplar la broca o la reducción al raspador, según como sea necesario.
- Medir y calibrar la herramienta (diámetros externos e internos).
- Levantar el raspador por el pup joint y acoplarlo a la sarta.
- Bajar el raspador en el pozo a una velocidad moderada, teniendo mucho cuidado al encontrarse un colapso, ya que la herramienta podría entretallarse.
- Si al tocar un colapso o sucio, la herramienta no se entretalla, se procede a limpiar por circulación para tratar de avanzar. Si avanza, se continúa limpiando, en caso contrario, se registra la profundidad del colapso, se saca y se cambia la herramienta por otra más apropiada, por ejemplo un cuello dentado, etc., para continuar bajando.

### **DISPOSICIONES HSE**

**Disposiciones de seguridad y control operacional:** Asegurarse de utilizar los elementos de seguridad personal propios para esta actividad:

- CABEZA: Casco de seguridad
- CUERPO: Ropa de trabajo.
- MANOS: Guantes de operador
- PIES: Botas de seguridad
- OJOS: Gafas de seguridad
- OÍDOS: Protectores auditivos.
- ELEMENTOS DE PROTECCIÓN DEL ENCUELLADOR: Arnés de seguridad, cordón de seguridad (Rabo de mico), Dispositivo de descenso en emergencias (Jerónimo), línea de vida retráctil y contrapesa (avión).

Realice la prueba de gas al pozo antes de comenzar los trabajos.

Antes de comenzar la operación se debe verificar que el “twin stop” se encuentre calibrado, revisar el nivel del tanque de agua del freno hidráulico, verificar que la válvula esté abierta, y enganchado el resorte del gato neumático.

Antes de comenzar la operación es indispensable realizar la inspección general del equipo.

Puesto que esta es una operación en equipo, debe existir total coordinación entre los trabajadores, de la cuadrilla, ya que el descuido de uno de ellos puede comprometer la integridad física de los demás.

Antes de comenzar la operación es necesario realizar el mantenimiento correspondiente al elevador, la llave hidráulica y la mesa de cuñas.

Es indispensable realizar el mantenimiento a la tubería (roscas), a medida que es bajada por el pozo.

Cualquier herramienta o accesorio que se baje con la tubería, debe ser medido y registrado en la minuta.

El operador de torre debe tener en regla sus accesorios de seguridad (arnés de seguridad, retráctil) según la norma vigente.

Cuando la sarta alcance un peso elevado (superior a 30000lbs), se debe bajar accionando el freno hidráulico, teniendo la precaución de no desenganchar este hasta que la sarta no se encuentre totalmente estática.

Revise y aplique el ATS correspondiente a esta tarea antes de comenzar la operación.

**Disposiciones ambientales:** Asegúrese de que el equipo para el control del pozo, se encuentre debidamente instalado y probado.

## **CONTINGENCIAS**

**Contingencias operativas y de seguridad:** Pueden presentarse accidentes por no aplicar la técnica adecuada durante la manipulación de la llave hidráulica para tubería, provocando entre otras, la desmembración de los dedos o manos del operador y/o ayudantes debido a la aprehensión de los dedos en las mordazas de la llave. Para evitar esto se debe tener en cuenta evitar la manipulación de las mordazas de la llave, mientras la bomba se encuentra engranada.

Debido a errores de procedimiento y otras causas, puede presentarse la pérdida de la tubería en el pozo. Para evitar esto, asegúrese de utilizar las cuñas y elevadores adecuados según los diámetros de la tubería con la que se va a trabajar, prestar especial atención al realizar el cambio de elevador y cuñas cuando se pasa de trabajar con tubería de un diámetro a otro. Es indispensable realizar el mantenimiento (limpieza y lubricación) a la rosca de los tubos medida que son bajados por el pozo. Se debe inspeccionar las partes críticas del elevador (pasadores, tornillos de las orejas, resorte) y las partes de la mesa de cuñas (pasadores, chavetas, muelas).

Puede presentarse que se vayan al pozo los tornillos y/o muelas de la llave hidráulica, para evitar esto se debe realizar una buena inspección de la llave hidráulica, verificando que los tornillos estén bien apretados, que los insertos de las muelas estén en buen estado, que la tapa superior esté asegurada (atornillada) y

como último medio de prevención se debe tener en cuenta que se debe bajar empacado.

**Contingencias ambientales:** Durante las operaciones puede presentarse el disparo del pozo, provocando la emanación en superficie de los fluidos del pozo (gas, agua y/o aceite), contaminación de la locación, zonas aledañas y espejos de agua circundantes. En este caso se debe tener en cuenta:

- Se debe seguir el procedimiento indicado en el instructivo para emergencia por disparo del pozo o reventón.
- Si se sospecha o se tienen antecedentes de disparo en el pozo, se recomienda sacar o bajar tubería con el pozo empacado o asegurado con Hydril.
- Se debe tener cuidado con la presencia de gases, especialmente en el Campo de Lisama, debido a que en este Campo se encuentra el gas más rico, es decir, posee mayor contenido de (metano y etano). Por esto, antes de comenzar las operaciones en el pozo, se debe verificar que este haya sido descargado, tanto por el tubing, como por el anular.

Durante la operación puede presentarse la ruptura de las mangueras de la llave hidráulica, ocasionando derrames de aceite hidráulico en la localización. Si se presenta esta situación, primero se debe apagar el equipo y luego cerrar la válvula de suministro de aceite hidráulico situada en la parte inferior del tanque de suministro, entre este y la bomba hidráulica.

## RELACIÓN DE NOVEDADES Y CAMBIOS

FECHA	No. REVISIÓN	No. ACTUALIZACIÓN	CAMBIO	MOTIVO
Nov – 18 – 05	0	0	NA	Elaboración documento

**Anexo E.** Instructivo para la operación de bajada de tubería en sencillos.

## **OBJETIVO**

Definir y estandarizar las actividades necesarias para la Operación de Bajada de Tubería en Sencillos, aplicando los estándares de HSE, con el fin de minimizar los riesgos al personal y los posibles daños al medio ambiente, al equipo y al pozo.

## **ALCANCE**

Aplica para las operaciones de Bajada de Tubería en Sencillos para los trabajos de Reacondicionamiento de pozos.

## **DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO**

### **Equipos:**

- Equipo de Workover con todos sus accesorios.
- Equipo para el control del pozo (preventor de arietes, Hydril, acumulador, manifold, separador, línea y quemador).
- Equipo contra incendios (Extintores).

### **Herramientas:**

- Elevadores para tubería según el diámetro requerido.
- Llaves manuales para tubería.
- Llaves expansivas.
- Llave hidráulica para tubería.
- Mesa de cuñas de acción neumática con sus respectivas mangueras.
- Cuñas (slips) según el diámetro requerido.

- Calibradores internos de tubería según los diámetros de la tubería a trabajar.

### **Materiales y accesorios:**

- Cinta métrica.
- Estrobos.
- Manilas.

### **DESARROLLO**

#### **Ficha descriptiva:**

Normas que intervienen:

- Reglamento interno Normas de HSEQ.
- Normatividad en materia ambiental.
- Análisis de Trabajo Seguro –ATS.

Documentación que interviene:

- Programa de Ingeniería (WELL PLANING) del pozo que se va a intervenir.
- Formato EXT - F - 013. Reporte de actividades diarias de mantenimiento de subsuelo.
- Formato EXT - F - 015. Inspección general de un equipo de Workover o Varilleo.
- Formato EXT - F - 016. Tally de tubería.
- Instructivo EXT - I - 003. Instructivo para asegurar condiciones ambientalmente sanas en locaciones de pozos después de actividades de subsuelo.
- Instructivo EXT - I - 004 Instructivo para prevenir y controlar reventón de pozo.
- Prueba de gas.

Cargos que intervienen (Responsables):

- 1 Supervisor de cuadrilla.
- 1 Operador IA.

- 1 Operador II.
- 2 Asistentes.

## **GENERALIDADES**

Esta operación consiste en bajar por el pozo la sarta de tubería (trabajo, inyección o producción), con o sin herramienta en la cola, bajando un tubo a la vez, hasta alcanzar la profundidad requerida.

El procedimiento de bajada de tubería en sencillos se efectúa para varios propósitos, entre otras se tienen:

- Al bajar por primera vez la sarta de trabajo con raspador para determinar fondo, calibrar el pozo y probar la totalidad de la sarta de trabajo y así garantizar el sello hermético y el buen estado de la tubería.
- Cuando se inicia a bajar la sarta de producción después de haber sacado (tumbando) la sarta de trabajo.
- Cuando se cambia una sarta de tubería por otra.

## **DESARROLLO DE LA ACTIVIDAD**

### **Preparación de las herramientas y de la tubería:**

- Verificar la correcta instalación y prueba del equipo para el control del pozo (preventor de arietes, acumulador y mangueras), y el preventor anular Hydrill (si aplica).
- Instalar el elevador y las cuñas apropiadas según el diámetro de la tubería que se va a bajar en el pozo.



- Preparar y revisar el calibrador que se va a utilizar, teniendo en cuenta que su escogencia depende del diámetro interno de la tubería con la que se va a trabajar.



- Acondicionar la llave hidráulica para dejarla en condiciones aptas de operación.
- Contar y registrar el número de tubos con los que se va a trabajar.
- Medir la tubería y registrar los datos obtenidos. La longitud de un tubo se mide desde la parte superior de la rosca del pin hasta el extremo superior del cople.



- Enlazar los tubos con un estrobo para sujetarlos con el cable del winche.



- Levantar los tubos con el winche y ubicarlos sobre una plataforma (burro), de tal manera que los coples queden sobre la plataforma de trabajo al alcance de los cuñeros, el operador II debe sostener los tubos a medida que son levantados y una vez estos estén en posición debe constatar la estabilidad de los mismos.



- Una vez colocados los tubos en posición, se suelta el estrobo y el cable del winche, el cual lleva hasta su posición de descanso y se asegura.
- Limpiar y lubricar los cuellos de los tubos ubicados en la plataforma.



### Calibración de la tubería:

- Introducir el calibrador en el extremo superior del primer tubo que se va a bajar.



- Sujetar el elevador al (primer) tubo. En coordinación con el operador, los cuñeros sujetan el elevador con los brazos de la polea, lo llevan hasta el tubo y lo enganchan al cople.



- Levantar lentamente el tubo para que el calibrador salga por el extremo inferior. Los cuñeros sujetan el elevador para evitar que este colisione con la llave hidráulica y la mesa de cuñas, el operador II soporta el tubo para evitar que

colisione con la plataforma de trabajo, éste debe sostener el tubo en su viaje siempre al lado de su cuerpo hasta que salga el calibrador, para evitar ser golpeado por este en sus extremidades inferiores.



#### **Bajada del primer tubo:**

- Continuar subiendo el tubo (una vez que sale el calibrador) hasta que el extremo inferior de este quede por encima de la boca del pozo (o de la herramienta si la hay). Esta maniobra se realiza de la siguiente manera: el operador levanta lentamente el tubo, los cuñeros se ubican ambos lados de la boca del pozo (fuera de la línea de recorrido del tubo), el operador II sostiene y guía el tubo en su recorrido hasta que el extremo inferior alcance la plataforma de trabajo, aquí los cuñeros reciben el tubo y lo guían hasta su posición, levemente por encima de la boca del pozo. En esta posición, se limpia y lubrica la rosca del tubo que está suspendido.



- Conectar el tubo con la herramienta (si hay), o introducir el tubo en el pozo.

*NOTA: cuando se va a bajar una herramienta en la punta del primer tubo, esta se debe conectar fuera del pozo y sobre la plataforma siempre que sea posible, para evitar de esta manera posibles accidentes en el momento de acoplar la herramienta, o que esta se vaya por el pozo. Cuando se va a introducir el primer tubo con la herramienta ya acoplada, si es necesario se retira la mesa de cuñas.*

- Abrir las cuñas, bajar el elevador lentamente e introducir el (primer) tubo en el pozo.

- Cerrar cuñas y descansar el (primer) tubo sobre estas.



### **Bajada del resto de la sarta:**

- Verificar la estabilidad de las cuñas y el tubo, y liberar el elevador.
- Sujetar el elevador al (segundo) tubo. En coordinación con el operador, los cuñeros sujetan el elevador con los brazos de la polea, lo llevan hasta el tubo y lo enganchan al cople.



- Instalar la llave hidráulica en el tronco del tubo que está dentro del pozo



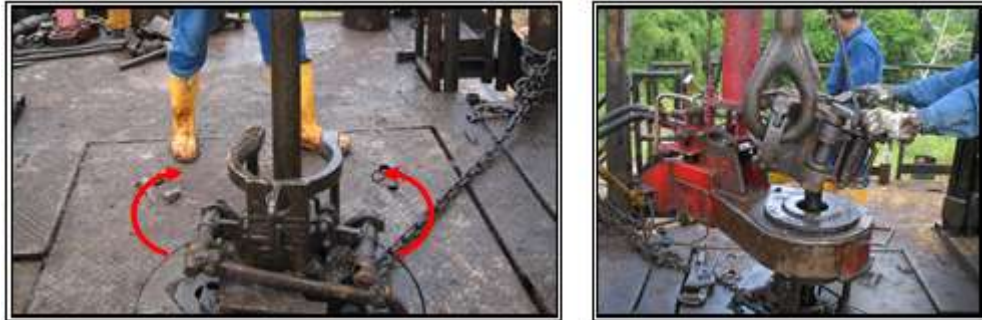
- Introducir el calibrador en el segundo tubo y repetir el procedimiento para bajar el tubo.
- Acoplar el segundo tubo al cuello del primer tubo. El operador descansa el segundo tubo sobre el primero.



- Accionar la bomba hidráulica, levantar la llave hidráulica por encima del cuello del primer tubo y accionarla para apretar los tubos, aplicando el torque indicado según la clase y el diámetro de la tubería



- Bajar la llave hidráulica, abrir las cuñas y bajar el tubo dentro del pozo.
- Cerrar las cuñas, descansar el peso de la sarta sobre estas, liberar el elevador y repetir el procedimiento hasta bajar el número total de tubos a la profundidad deseada.



## DISPOSICIONES HSE

**Disposiciones de seguridad y control operacional:** Asegúrese de utilizar los elementos de seguridad personal propios para esta actividad

- CABEZA: Casco de seguridad.
- CUERPO: Ropa de trabajo.
- MANOS: Guantes de operador.
- PIES: Botas de seguridad.
- OJOS: Gafas de seguridad.
- OÍDOS: Protectores auditivos.
- ELEMENTOS DE PROTECCIÓN DEL ENCUELLADOR: Arnés de seguridad, cordón de seguridad (Rabo de mico), Dispositivo de descenso en emergencias (Jerónimo), línea de vida retráctil y contrapesa (avión).

Realice la prueba de gas al pozo antes de comenzar los trabajos.

Antes de comenzar la operación se debe verificar que el “twin stop” se encuentre calibrado, revisar el nivel del tanque de agua del freno hidráulico, verificar que la válvula esté abierta, y enganchado el resorte del gato neumático.

Antes de comenzar la operación es necesario realizar la inspección general del equipo.

Puesto que esta es una operación en equipo, debe existir total coordinación entre los trabajadores de la cuadrilla, ya que el descuido de uno de ellos puede comprometer la integridad física de los demás.

Antes de comenzar la operación es necesario realizar el mantenimiento correspondiente al elevador, la llave hidráulica y la mesa de cuñas.

La tubería que se va a bajar en el pozo debe ser medida tubo por tubo y estos datos registrados.

Es indispensable realizar el mantenimiento (limpieza y lubricación) a la rosca de los tubos a medida que son bajados por el pozo.

Cualquier herramienta o accesorio que se baje con la tubería, debe ser medido, calibrado y registrado en la minuta.

Cuando la sarta alcance un peso elevado (superior a 30000lbs), se debe bajar accionando el freno hidráulico, teniendo la precaución de no desenganchar este, hasta que la sarta no se encuentre estática.

No sobrepasar el torque permitido para cada diámetro y grado de tubería.

Revise y aplique el ATS correspondiente a esta tarea antes de comenzar la operación.

**Disposiciones ambientales:** Asegúrese de que el equipo para el control del pozo, se encuentre debidamente instalado y probado.

## **CONTINGENCIAS**

**Contingencias operativas y de seguridad:** Puede presentarse la pérdida de la tubería en el pozo sea por mal estado del elevador o las cuñas, para evitar esto, antes de comenzar los trabajos se debe inspeccionar las partes críticas del elevador (pasadores, tornillos de las orejas, resorte) y las partes de la mesa de cuñas (pasadores, chavetas, muelas).

Puede presentarse que se vayan al pozo los tornillos y/o muelas de la llave hidráulica, para evitar esto se debe realizar una buena inspección de la llave hidráulica, verificando que los tornillos estén bien apretados, que los insertos de las muelas estén en buen estado, que la tapa superior esté asegurada (atornillada) y como último medio de prevención se debe tener en cuenta que se debe bajar empacado.

Pueden presentarse accidentes por no aplicar la técnica adecuada durante la manipulación de la llave hidráulica para tubería, provocando entre otras, la desmembración de los dedos o manos del operador y/o ayudantes debido a la aprehensión de los dedos en las mordazas de la llave. Para evitar esto se debe tener en cuenta evitar la manipulación de las mordazas de la llave, mientras la bomba se encuentra engranada.

Debido a errores de procedimiento y otras causas, puede presentarse la pérdida de la tubería en el pozo. Para evitar esto, asegúrese de utilizar las cuñas y elevadores

adecuados según los diámetros de la tubería con la que se va a trabajar, prestar especial atención al realizar el cambio de elevador y cuñas cuando se pasa de trabajar con tubería de un diámetro a otro. Es indispensable realizar el mantenimiento (limpieza y lubricación) a la rosca de los tubos medida que son bajados por el pozo.

**Contingencias ambientales:** Durante las operaciones puede presentarse el disparo del pozo, provocando la emanación en superficie, de los fluidos del pozo (gas, agua y/o aceite), contaminación de la locación, zonas aledañas y espejos de agua circundantes. En este caso se debe tener en cuenta:

- Se debe seguir el procedimiento indicado en el instructivo para emergencia por disparo del pozo o reventón.
- Si se sospecha o se tienen antecedentes de disparo en el pozo, se recomienda antes de sacar la tubería circular el pozo (con el fluido recomendado) hasta desgasificarlo, y sacar o bajar tubería con el pozo empacado o asegurado con Hydril.
- Se debe tener cuidado con la presencia de gases, especialmente en el Campo de Lisama, debido a que en este Campo se encuentra el gas más rico, es decir, posee mayor contenido de (metano y etano). Por esto, antes de comenzar las operaciones en el pozo, se debe verificar que este haya sido descargado, tanto por el tubing, como por el anular.

**Durante la operación puede presentarse la ruptura de las mangueras de la llave hidráulica, ocasionando derrames de aceite hidráulico en la localización. Si se presenta esta situación, primero se debe apagar el equipo y luego cerrar la válvula de suministro de aceite hidráulico situada en la parte inferior del tanque de suministro, entre este y la bomba hidráulica.**

**RELACIÓN DE NOVEDADES Y CAMBIOS**

<b>FECHA</b>	<b>No. REVISIÓN N</b>	<b>No. ACTUALIZACIÓN N</b>	<b>CAMBIO</b>	<b>MOTIVO</b>
Nov – 18 – 05	0	0	NA	Elaboración del documento

**Anexo F.** Instructivo para la operación de bajada de varillas.

## **OBJETO**

Definir y estandarizar las actividades necesarias para la Operación de Bajada de Varillas, aplicando los estándares de HSE, con el fin de minimizar los riesgos al personal y los posibles daños al medio ambiente, al equipo y al pozo.

## **ALCANCE**

Aplica para las operaciones de bajada de varilla en los trabajos de Reacondicionamiento en pozos con bombeo mecánico, en los Campos de la GRM.

## **DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO**

### **Equipos:**

- Equipo de Workover.
- Equipo contra incendios (Extintores).

### **Herramientas:**

- Llave hidráulica para varilla.
- Grillete (Rod hook link).
- Gancho (Rod hook).
- Elevadores de varilla según los diámetros requeridos.
- Mordazas para la llave hidráulica para varillas (según el diámetro requerido).
- Llave aguantadora para la llave hidráulica de varilla (según el diámetro requerido).
- Llaves manuales de varilla (según el diámetro requerido).
- Llaves expansivas (12"-15").
- Llaves Hexagonales.

- Preventora de varillas.
- Gancho extractor de mordazas.
- Cepillo de alambre.
- Llaves de expansivas.
- Varillas según las características requeridas.

**Materiales y accesorios:**

- Niple de tubería (con diámetro igual al de la tubería).
- Mangueras hidráulicas de alta presión.
- Cadenas.
- Estrobos.
- Manilas.

**DESARROLLO**

**Ficha descriptiva:**

Normas que intervienen:

- Reglamento interno Normas de HSEQ.
- Normatividad en materia ambiental.
- Análisis de Trabajo Seguro –ATS.

Documentación que interviene:

- Programa de Ingeniería (WELL PLANING) del pozo que se va a intervenir.
- Formato EXT - F - 013. Reporte de actividades diarias de mantenimiento de subsuelo.
- Formato EXT - F - 015. Inspección general de un equipo de Workover o Varilleo.
- Instructivo EXT - I - 003. Instructivo para asegurar condiciones ambientalmente sanas en locaciones de pozos después de actividades de subsuelo.
- Instructivo EXT - I - 004 Instructivo para prevenir y controlar reventón de pozo.

- Prueba de gas.

Cargos que intervienen (Responsables):

- 1 Supervisor de cuadrilla.
- 1 Operador IA.
- 1 Operador II.
- 2 Asistentes.

## **GENERALIDADES**

Una varilla es el medio utilizado para llevar al fondo de la sarta de tubería el pistón o la bomba de subsuelo, de transmitir el movimiento recíproco (ascendente y descendente) dado en superficie por la unidad y el motor, para que así la bomba de subsuelo “chupe” y lleve el fluido a superficie. Debido a muchos factores existe la necesidad de bajar la sarta de varillas al pozo, entre otros están:

- Para llevar a fondo una nueva bomba o pistón.
- Para bajar a pescar otras varillas o “perros” que han sido anclados para probar la tubería.
- Para desparafinar.
- Para bajar cortadores mecánicos de tubería.
- Para bajar simplemente varilla.

## DESARROLLO DE LA ACTIVIDAD

### Preparación del pozo y el aparejo de izamiento:

*Después de instalado el equipo, descargado el pozo, desarmada la unidad de bombeo, y desanclada la bomba de subsuelo se procede a:*

- Acondicionar el grillete a los brazos de la polea (1), instalar el gancho en el grillete (2), cerrar el grillete (3) y colocar el pasador con su respectiva tuerca (4).



- Instalar el elevador en el gancho (según el diámetro de la varilla a bajar). Se abre el seguro del gancho, se instala el levador (1) y se cierra el seguro del gancho (2).



- Instalar niple y preventora de varillas. Si es necesario se acopla un niple sobre la preventora.



### **Acondicionamiento de la llave hidráulica para varillas:**

- Sujetar la llave hidráulica de varillas al winche por medio de un estrobo. Se sujeta el estrobo por un extremo al swivel del brazo de la llave (1), por el otro extremo se pasa la cadena del winche (2), se hace un nudo con la cadena y se sujeta el gancho (3).

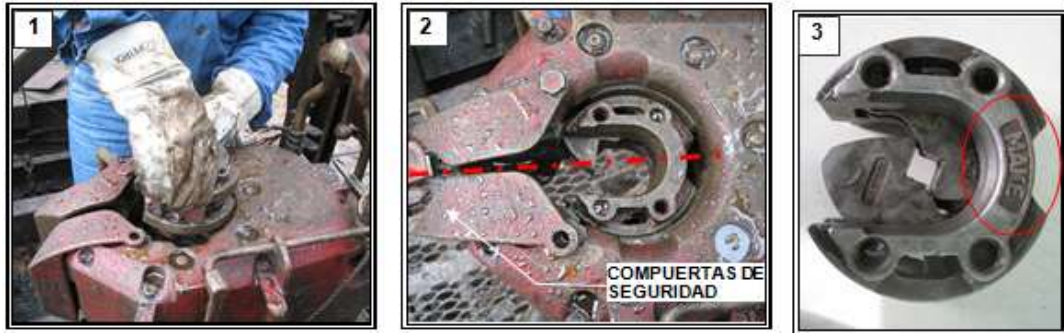


- Acoplar las mangueras de la bomba hidráulica a los conectores de la llave.



- Realizar el mantenimiento de las mordazas.
- Instalar las mordazas (según el diámetro requerido) en la llave, en la posición de “apretar” (MAKE) (1) y de tal manera que el orificio de entrada de la varilla de las mordazas coincida con el orificio de entrada de la cremallera (2).

*NOTA: en la posición de apretar la palabra “MAKE” debe estar hacia arriba (3). y en la posición de soltar la palabra BREAK debe estar hacia arriba. La llave hidráulica debe tener sus compuertas de seguridad.*



- Instalar la llave aguantadora (1) según el diámetro requerido (2). Se prueba (3), se ubica en la parte inferior de la llave hidráulica (3-5) y se instala el pasador con su respectivo resorte (6), verificando que este último esté en buenas condiciones.



### Bajada de la sarta de varillas:

- Acoplar manualmente un niple de varilla a la bomba o pistón.
- Acoplar un elevador al niple que sostiene la bomba (o el pistón), subirla y bajarla dentro del pozo.



- Descargar el peso del elevador, la bomba y el niple sobre la preventora de varilla.
- Preparar el primer doble de varilla. El operador de torre sujeta el primer doble de varilla y lo lleva a la plataforma de trabajo, de tal manera que quede al alcance de los asistentes.



- Sujetar el primer doble de varilla con el elevador. Un asistente acopla un elevador al doble de varilla (1), suelta el gancho del elevador que sostiene el niple y la bomba (2), y lo acopla al elevador en el doble de varilla (3).



- Acoplar el primer doble de varilla con el niple de la bomba en el pozo. El operador levanta lentamente la polea para subir el doble, se lleva el extremo inferior del doble hasta el pin del niple que sujeta la bomba en el pozo. El operador baja lentamente el doble para realizar el acople con el pin del niple.



- Subir la llave hidráulica con el cable del winche y dejarla a la altura del cople entre la varilla y el niple.



*NOTA: si es necesario se debe nivelar la llave, de tal manera que quede perpendicular a la sarta de varilla. Esto se logra ajustando (con llave expansiva) el tornillo del soporte que va suspendido del cable del winche.*



- Accionar la bomba hidráulica (por parte del operador del equipo) en el panel de control (1), accionar la llave hidráulica (por parte del operador de la bomba) en el sentido de “apretar” (derecha) hasta apretar el doble con el niple, según el torque requerido (2). Desengranar la llave hidráulica tan pronto se apriete la varilla.



- Bajar la varilla en el pozo. El operador de la llave la ubica a un lado de la torre de tal manera que quede fuera del recorrido de la polea y un asistente retira el elevador (1), el operador del equipo baja lentamente la polea hasta introducir totalmente el doble de varilla en el pozo. Durante este procedimiento el operador de torre lleva el segundo doble de varilla hasta la plataforma de trabajo y lo deja al alcance de los asistentes (2), uno de ellos acopla un elevador al segundo doble (3), suelta el gancho del elevador que sostiene el doble en el pozo y lo acopla al elevador en el segundo doble de varilla (4), se repite el procedimiento hasta bajar la totalidad de la sarta o llegar hasta la profundidad requerida.



- Armar la unidad de bombeo (ver el Instructivo para el armado de cabeza de la unidad de bombeo), espaciar la bomba (ver procedimiento de espaciamiento de bombas de subsuelo), realizar conexiones del pozo a la línea de disparo, llenar el pozo con el fluido requerido y realizar la prueba de disparo.

## DISPOSICIONES HSE

**Disposiciones de seguridad y control operacional:** Asegúrese de utilizar los elementos de seguridad personal propios para esta actividad:

- CABEZA: Casco de seguridad.
- CUERPO: Ropa de trabajo.
- MANOS: Guantes de operador.
- PIES: Botas de seguridad.
- OJOS: Gafas de seguridad.
- OÍDOS: Protectores auditivos.

Cuando se realiza el cambio de las mordazas de la llave hidráulica, esta debe ser manipulada únicamente y exclusivamente por el operador (de llave), de igual manera debe existir comunicación constante entre este y el operador del equipo para engranar y desengranar la bomba hidráulica.

Revisar el desgaste de la aguantadora de la llave hidráulica de varilla.

Verificar que el pasador de la llave aguantadora este en su puesto y que posea su respectivo resorte.

Cuando la polea viajera este subiendo o bajando, la llave hidráulica de varilla debe estar alejada del recorrido de la polea.

Cuando se esté bajando o subiendo la varilla se debe verificar que la polea no golpee el encuelladero de tubería o la unidad de bombeo.

Instalar un niple para proteger la rosca de la "T" soportando el elevador y el peso de la sarta. El niple debe tener como mínimo el diámetro de la tubería, con el fin de que permita el libre recorrido del anclaje de la bomba de subsuelo. La longitud del niple dependerá de la altura a la cual se requiera acondicionar la plataforma de trabajo.

La caja de empaques se debe colocar siempre en el extremo inferior de la barra lisa, si no es posible, se debe asegurar con manilas. Esto se hace con el fin de evitar que la caja de empaques resbale por la barra lisa ocasionando un accidente.

Mientras se esté levantando la varilla del suelo, el Operador II la debe tomar siempre por el extremo inferior y transportarla a un lado del su cuerpo.

Antes de comenzar la operación, revise y aplique el ATS correspondiente a esta tarea.

**Disposiciones ambientales:** Utilizar preventora de varilla con sus cauchos en buen estado, con el fin de asegurar el control del pozo y evitar escapes de aceite a superficie.

## **CONTINGENCIAS**

**Contingencias operativas y de seguridad:** Pueden presentarse accidentes por no aplicar la técnica adecuada durante la manipulación de la llave hidráulica para varilla, provocando entre otras, la desmembración de los dedos o manos del operador y/o ayudantes debido a la aprehensión de los dedos en las mordazas de la llave. Para evitar esto se debe tener en cuenta evitar la manipulación de las mordazas de la llave, mientras la bomba se encuentra engranada.

En los trabajos en los que se requiera bombear aceite caliente después de bajar la sarta de varillas, este procedimiento se debe efectuar de la siguiente manera:

- La bomba se debe ubicar de tal manera que quede a una distancia de 50 pies por encima del zapato (seating nipple), se empaca el pozo con la barra lisa y se bombea el aceite caliente por el tubing, esto permite que los desechos de parafina salgan de la tubería a través del zapato (seating nipple). Una vez se haya limpiado la tubería, se procede a anclar la bomba y a realizar el espaciamento.

Se puede presentar que, durante el izamiento de la varilla, tropiece el grillete o el elevador contra la unidad de bombeo, lo cual puede abrir el elevador o el grillete, ocasionando graves lesiones al personal. Para evitar esto, entre el operador del equipo y el operador II debe existir una completa comunicación, coordinación y cuidado. Se debe tratar de mantener despejada el área de caída de la varilla.

**Contingencias ambientales:** Durante la operación puede presentarse la ruptura de las mangueras de la llave hidráulica, ocasionando derrames de aceite hidráulico en la localización. Si se presenta esta situación, primero se debe apagar el equipo y luego cerrar la válvula de suministro de aceite.

**RELACIÓN DE NOVEDADES Y CAMBIOS**

FECHA	No. REVISIÓN	No. ACTUALIZACIÓN	CAMBIO	MOTIVO
Nov – 18 – 05	0	0	NA	Elaboración del documento