

**ESTRATEGIA DE EXPLOTACIÓN DEL CAMPO LOS ANGELES A PARTIR DE  
LA DETERMINACIÓN DEL DAÑO DE FORMACIÓN Y LA OPTIMIZACIÓN DE  
SU PRODUCCIÓN**

**SANDRA PAOLA CABRERA SUAREZ**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO QUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
MAESTRIA EN INGENIERÍA DE PETRÓLEOS Y GAS  
BUCARAMANGA  
2018**

**ESTRATEGIA DE EXPLOTACIÓN DEL CAMPO LOS ANGELES A PARTIR DE  
LA DETERMINACIÓN DEL DAÑO DE FORMACIÓN Y LA OPTIMIZACIÓN DE  
SU PRODUCCIÓN**

**SANDRA PAOLA CABRERA SUAREZ**

**Trabajo de grado para optar por el título de  
Magister en Ingenierías de Petróleos y Gas**

**Director  
LUIS FELIPE CARRILLO  
Ingeniero de Petróleos, MSc.**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO QUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
MAESTRIA EN INGENIERÍA DE PETRÓLEOS Y GAS  
BUCARAMANGA  
2018**

## RESUMEN

**TITULO:** ESTRATEGIA DE EXPLOTACIÓN DEL CAMPO LOS ÁNGELES A PARTIR DE LA DETERMINACIÓN DEL DAÑO DE FORMACIÓN Y LA OPTIMIZACIÓN DE SU PRODUCCIÓN<sup>1</sup>

**AUTOR:** SANDRA PAOLA CABRERA SUÁREZ<sup>2</sup>

**PALABRAS CLAVES:** DAÑO DE FORMACIÓN, MIGRACION DE FINOS, INDICE DE PRODUCTIVIDAD, PERDIDA DE PRODUCCIÓN HIDROCARBUROS.

### DESCRIPCIÓN:

Los diferentes mecanismos en los que el daño de formación se genera en los pozos ocurren en todas las etapas para explotar un campo de hidrocarburos: perforación, completamiento, evaluación, producción y reacondicionamiento de pozos. Este proyecto se desarrolló realizando un barrido detallado de cada una de estas etapas y como todas las actividades llevadas a cabo a lo largo del proceso mencionado generan afectación tanto a nivel del yacimiento como de producción según el resultado de la interacción con la roca y fluido previamente caracterizado a nivel de laboratorio.

Se presentan de manera descriptiva cada uno de los mecanismos identificados, como fueron diagnosticados para clasificarlos como de mayor impacto en el daño de formación del campo Los Ángeles y como estos afectan la productividad en los pozos productores del campo cuantificando su efecto en términos de potencial de producción de hidrocarburos.

Los resultados obtenidos permiten generar una estrategia metodológica tipo flujo de trabajo con su respectivo paso a paso para realizar un correcto diagnóstico del impacto del daño de formación, identificación de los mecanismos que actúan, su caracterización y el paso a seguir para la mitigación y remediación de dicho efecto que genera un impacto negativo en términos de producción afectando la economía de los campos de hidrocarburos.

---

<sup>1</sup> Trabajo de grado

<sup>2</sup> Facultad de Ingenierías Físico-químicas Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Luis Felipe Carrillo, Ingeniero de petróleos ,Msc.

## ABSTRACT

**TITLE:** EXPLOITATION STRATEGY FOR LOS ANGELES FIELD FROM THE DETERMINATION OF FORMATION DAMAGE AND THE OPTIMIZATION OF ITS PRODUCTION<sup>3</sup>

**AUTHOR:** SANDRA PAOLA CABRERA SUÁREZ<sup>4</sup>

**KEYWORDS:** FORMATION DAMAGE, SKIN, FINES MIGRATION, PRODUCTIVITY INDEX, LOSS OIL PRODUCTION.

### DESCRIPCIÓN:

The different mechanisms in which formation damage is generated on the wells occur in all stages to exploit a hydrocarbon field: drilling, completion, evaluation, production and well reconditioning. This project was developed by carrying out a detailed sweep of each of these stages and how all the activities carried out throughout the mentioned process generate affectation, both at the reservoir and production level according to the result of the interaction with the rock and fluid which is previously characterized at the laboratory.

In a descriptive way each of the identified mechanisms is presented, how they were diagnosed to classify them as having the greatest impact on the formation damage of Los Angeles field and how these affect productivity in the producing wells quantifying their effect in terms of hydrocarbons production potential.

The results obtained from this project allow generate a methodological strategy of workflow type, with its respective step by step to make a correct diagnosis of the impact of damage formation, identification of the mechanisms acting along the reservoir, its characterization and the way to follow looking for mitigation and remediation of this effect that generates a negative impact in terms of production, affecting the economy of hydrocarbon fields.

---

<sup>3</sup> MSc Thesis

<sup>4</sup> Facultad de Ingenierías Físico-químicas Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Luis Felipe Carrillo, Ingeniero de petróleos Msc

## CONTENIDO

INTRODUCCIÓN-----	12
1. CONTEXTO PROBLEMÁTICO DEL CAMPO LOS ANGELES-----	13
1.1 DESCRIPCION DEL PROBLEMA -----	13
1.2 OBJETIVOS -----	14
1.2.1 Objetivo general-----	14
1.2.2 Objetivos Específicos-----	14
1.3 JUSTIFICACIÓN -----	14
2. MARCO DE REFERENCIA -----	16
2.1 ANTECEDENTES INVESTIGATIVOS -----	16
2.2 MARCO TEORICO- CONCEPTUAL: DAÑO DE FORMACION Y LOS MECANISMOS DE DAÑO-----	18
2.2.1 Sustancias extrañas a la formación -----	18
2.2.2 Características de roca de yacimiento pertinentes al daño de formación-----	19
2.2.3 Características del aceite pertinente al daño -----	19
2.2.4 Características del agua de formación -----	20
2.2.5 Fenómenos físicos, químicos y biológicos en la interfase pozo – yacimiento y dentro del yacimiento-----	20
2.2.6 Principales mecanismos de daño -----	21
2.3 GENERALIDADES DEL CAMPO LOS ÁNGELES -----	23
2.3.1 LA-1X -----	24
2.3.2 LA-3X -----	28
2.3.3 LA-2CD-----	29
3. IDENTIFICACIÓN DE LOS MECANISMOS DE DAÑO EN EL CAMPOS LOS ÁNGELES-----	31
3.1 RESUMEN DE LA INFORMACIÓN GEOLÓGICA -----	31
3.1.1 Descripción mineralógica-----	31
3.2 RESUMEN DE LAS PROPIEDADES DEL LODO DE PERFORACIÓN-----	33
3.3 RESPUESTA DE LOS PERFILES ELÉCTRICOS -----	34
3.4 EVALUACIÓN DE DAÑO POR INVASIÓN DE FILTRADO -----	40
3.4.1 Hinchamiento de arcillas -----	40
3.4.2 Migración de finos -----	41
3.4.3 Taponamiento de poros e invasión de partículas -----	44
3.5 EVALUACIÓN DE DAÑO POR FRACTURAMIENTO DURANTE LA PERFORACIÓN -----	48
3.6 EVALUACIÓN DE DAÑO POR PRECIPITACION DE ORGÁNICOS-----	49

3.6.1 Estabilidad de los componentes asfálticos campo Los Ángeles -----	48
3.6.2 Estabilidad de los componentes parafínicos campo Los Ángeles -----	54
3.6.3 Estabilidad de los naftenatos de calcio del crudo campo Los Ángeles	54
3.7 COMPORTAMIENTO DE LA VISCOSIDAD DE LOS CRUDOS DE LOS POZOS LOS ÁNGELES A DIFERENTES CORTES DE AGUA DE FORMACIÓN A CONDICIÓN DE YACIMIENTO -----	55
3.8 EVALUACION DE DAÑO POR PRECIPITACIÓN DE INORGÁNICOS -----	57
4. CUANTIFICACIÓN DE LA PRODUCCIÓN COMO CONSECUENCIA DE LOS MECANISMOS DE DAÑO IDENTIFICADOS PARA LOS POZOS DEL CAMPO LOS ÁNGELES -----	61
4.1 DETERMINACIÓN DEL DAÑO TOTAL -----	61
4.2 DAÑO POR DEPOSITO DE ESCAMAS EN LOS PERFORADOS -----	64
4.3 DAÑO GENERADO POR BLOQUEO DE EMULSIONES -----	65
4.4 DAÑO POR DEPOSITACIÓN DE ASFALTENOS -----	66
4.5 DAÑO POR INVASION DE FILTRADO Y PARTICULAS SÓLIDAS DEL LODO DE PERFORACIÓN Y FLUIDO DE COMPLETAMIENTO -----	67
4.6 DAÑO POR CAMBIO EN LA SATURACIÓN DE FLUIDOS ALREDEDOR DE LA CARA DE LA FORMACIÓN -----	68
4.7 DAÑO POR MIGRACIÓN DE FINOS -----	69
4.8 DAÑO MECÁNICO / GEOMÉTRICO POR COMPLETAMIENTO Y PENETRACIÓN PARCIAL -----	71
4.9 ANÁLISIS GLOBAL DEL DAÑO DE FORMACIÓN PARA LOS POZOS LOS ANGELES -----	72
5. ESTRATEGIA METODOLÓGICA COMO RECOMENDACIÓN PARA LA OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DEL CAMPO LOS ANGELES Y PROPUESTAS CONEPTUALES DE TRATAMIENTO PARA LA INTERVENCIÓN A POZO -----	74
5.1 SEGÚN LAS CONDICIONES DE LA ROCA -----	78
5.2 SEGÚN LAS CONDICIONES DE LOS FLUIDOS DE YACIMIENTO -----	80
6. CONCLUSIONES -----	82
BIBLIOGRAFÍA -----	84

## LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Resumen resultado DST No 1 LA-1X -----	25
Tabla 2. Resumen resultado DST No 2 LA-1X -----	26
Tabla 3. Resultados de las pruebas cortas de producción LA-1X -----	27
Tabla 4. Resumen resultado prueba corta de producción LA-3X -----	29
Tabla 5. Resumen resultado prueba de completamiento LA-2CD -----	30
Tabla 6. Descripción litológica roca reservorio campo Los Ángeles -----	32
Tabla 7. Propiedades filtrado lodo pozo LA-1X -----	34
Tabla 8. Diámetros de invasión formación Cushabatay pozos Los Ángeles -----	39
Tabla 9. Calculo diámetro garganta poral pozo LA-1X -----	45
Tabla 10. Calculo diámetro garganta poral pozo LA-2CD -----	45
Tabla 11. Calculo diámetro garganta poral pozo LA-3X -----	45
Tabla 12. Resumen diámetros garganta poral pozos Los Ángeles formación Cushabatay -----	46
Tabla 13. Resultados análisis SARA pozo Los Ángeles-----	49
Tabla 14. Contenido de parafina crudos campo Los Ángeles -----	54
Tabla 15. Estimación de la solubilidad del (CaCO <sub>3</sub> ) y formación de naftenatos de calcio a condiciones de yacimiento-----	55
Tabla 16. Propiedades reológicas fluidos pozos Los Ángeles -----	56
Tabla 17. Caracterización fisicoquímica agua de formación LA-3X -----	58
Tabla 18. Índice de saturación y capacidad de incrustamiento agua de formación LA-3X a condiciones de cabeza de pozo (31.8 °C – 115 psi) -----	59
Tabla 19. Índice de saturación y capacidad de incrustamiento agua de formación LA-3X a condiciones de yacimiento (90.6 °C – 2650 psi) -----	59
Tabla 20. Parámetros de solubilidad de minerales formadores de escamas -----	60
Tabla 21. Pruebas de presión analizadas para el pozo LA-1X -----	61
Tabla 22. Pruebas de presión analizadas para el pozo LA-2CD -----	62
Tabla 23. Pruebas de presión analizadas para el pozo LA-3X -----	63
Tabla 24. Caída de presión debido al daño por emulsión pozos Los Ángeles -----	66
Tabla 25. Resumen análisis de estabilidad de asfaltenos pozos Los Ángeles -----	66
Tabla 26. Parámetros de entrada pozo y yacimiento para curvas de permeabilidad relativa pozos Los Ángeles -----	68
Tabla 27. Parámetros de Corey ajustados -----	68
Tabla 28. Caída de presión daño por migración de finos pozos Los Ángeles -----	71
Tabla 29. Daño de formación debido a penetración parcial pozos Los Ángeles ----	71
Tabla 30. Caídas de presión debido al daño en los pozos Los Ángeles -----	72
Tabla 31. Caudal de petróleo afectado campo Los Ángeles -----	72

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Ubicación geográfica campo Los Ángeles -----	23
Figura 2. Secuencia estratigráfica generalizada cuenca Ucayali -----	24
Figura 3. Historia de presión y caudal en función del tiempo DST No 1 LA-1X -----	25
Figura 4. Historia de presión y caudal en función del tiempo DST No 2 LA-1X -----	26
Figura 5. Historia de presión y caudal en función de tiempo en la prueba corta de producción LA-1X -----	27
Figura 6. Historia de presión y caudal en función de tiempo en la prueba extendida de producción LA-1X -----	28
Figura 7. Historia de presión y caudal en función de tiempo en la prueba corta de producción LA-3X -----	29
Figura 8. Historia de presión y caudal en función de tiempo en la prueba de completamiento LA-2CD -----	30
Figura 9. Composición de la roca y de la fracción de arcilla roca reservorio campo Los Ángeles -----	33
Figura 10. Registros eléctricos pozo LA-1X -----	35
Figura 11. Registros eléctricos pozo LA-2CD -----	36
Figura 12. Registros eléctricos pozo LA-3X -----	37
Figura 13. Curva de tornado para corrección por invasión de filtrado de lodo -----	38
Figura 14. Determinación zonas de invasión -----	39
Figura 15. Determinación diámetros de invasión pozos Los Ángeles -----	40
Figura 16. Resultados pruebas de velocidad crítica muestra LA-3X -----	42
Figura 17. Resultados pruebas de drawdown muestra LA-3X -----	42
Figura 18. Análisis SEM anterior a la prueba de velocidad crítica -----	43
Figura 19. Análisis SEM posterior a la prueba de velocidad crítica -----	44
Figura 20. Distribución diámetros gargantas de poro pozos Los Ángeles -----	46
Figura 21. Muestra de roca LA-3X para descripción de arcillas y porosidad -----	47
Figura 22. Gráficos descriptivos sistema poral formación Cushabatay campo Los Ángeles -----	48
Figura 23. Análisis SARA petróleo pozo LA-1X -----	50
Figura 24. Análisis SARA petróleo pozo LA-2CD -----	50
Figura 25. Análisis SARA petróleo pozo LA-3X -----	50
Figura 26. Análisis de estabilidad Leontaritis pozos Los Ángeles -----	51
Figura 27. Análisis de estabilidad CII pozos Los Ángeles -----	52
Figura 28. Análisis de estabilidad Stankiewicz pozos Los Ángeles -----	53
Figura 29. Composición cruda LA-1X y LA-2CD -----	53
Figura 30. Análisis viscosidad Vs contenido de agua pozos Los Ángeles -----	57
Figura 31. Diagrama de Stiff agua de formación LA-3X -----	58
Figura 32. Evolución del índice de productividad en LA-1X -----	61

Figura 33. Evolución del índice de productividad en LA-2CD -----	62
Figura 34. Evolución del índice de productividad en LA-3X -----	63
Figura 35. Caída de presión debido a la emulsión pozos Los Ángeles -----	65
Figura 36. Curvas de permeabilidades relativas aceite agua pozos Los Ángeles--	69
Figura 37. Imagen SEM moléculas de caolinita mojadas por aceite -----	70
Figura 38. Metodología aplicada para la determinación del daño de formación en el campo los Ángeles-----	75
Figura 39. Metodología aplicada para la determinación del daño campo los Ángeles – parte 1 fluidos externos -----	76
Figura 40. Metodología aplicada para la determinación del daño Campo los Ángeles – parte 2 fluidos de yacimiento -----	77
Figura 41. Metodología aplicada para la determinación del daño Campo los Ángeles – parte 3 roca -----	77

## INTRODUCCIÓN

El daño de formación es un fenómeno que altera las condiciones de yacimiento originales afectando de manera positiva o negativa la productividad de los pozos en dicha zona. Esto se expresa en términos de skin y puede ser positivo cuando este daño ha generado estimulación aumentando los índices de productividad o inyectividad de la zona o negativo afectado la producción y la recuperación de petróleo en la zona.

Existen diferentes mecanismos en los que el daño de formación se genera en los pozos. En la etapa de perforación, como resultado de la exposición a los fluidos de perforación el agua y/o las partículas de sólidos presentes en los fluidos de perforación tienden a reducir el volumen poral y la permeabilidad efectiva de la formación producible en la región circundante al pozo, generándose taponamiento y/u obstrucción física de los trayectos de flujo de la formación porosa, afectación de las arcillas dilatándolas e incrementando su volumen y/o reacciones químicas producidas entre el fluido de perforación y la roca de formación y los fluidos precipitando sólidos o semi-sólidos que taponan los espacios de poros.

En las etapas de producción cuando se realizan trabajos de reacondicionamiento de pozos, bien sea para su reparación o buscando la optimización existen igualmente diversos mecanismos de daño reconocidos tales como: la invasión de fluidos incompatibles que dilatan las arcillas de formación y/o los sólidos finos provenientes de los fluidos sucios que taponan la matriz de formación.

Otro factor determinante que conlleva a daño de formación es incurrir en las malas prácticas de producción por desconocimiento del mecanismo y caracterización del yacimiento que se está explotando. Teniendo en cuenta esto, es importante adoptar precauciones adecuadas para evitar el daño durante todas las fases de la vida productiva de los pozos.

En este documento se presenta de manera descriptiva cuales son los mecanismos más comunes en los campos petroleros y como estos fueron diagnosticados para el caso del campo Los Angeles de la cuenca Cushabatay en Perú, y de esa manera se determinó la afectación real en términos de producción de petróleo e índice de productividad para estos pozos. Como resultado se generaron los conceptuales de intervención que buscarán la remediación y/o mitigación del daño de formación el cual previamente fue identificado y cuantificado.

## **1. CONTEXTO PROBLEMÁTICO DEL CAMPO LOS ANGELES**

El presente capítulo contiene la descripción de la situación problema que se está presentando en el campo Los Angeles, como se desarrollará el objetivo general del presente trabajo y los pasos a seguir para su cumplimiento a través de los objetivos específicos. Finalmente, en la justificación se exponen las razones por las cuales se planteará la estrategia que permita la identificación y diagnóstico del daño de formación y la optimización planteando la estrategia que contenga las mejores prácticas para explotar y producir el campo Los Angeles.

### **1.1 DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA**

La abrupta y continua caída en la producción de petróleo del campo Los Angeles es preocupante considerando que no ha sido posible determinar la causa raíz que está generando esta problemática. Se presume, como la razón de que se esté dando este hecho un posible problema de daño de formación el cual debe ser identificado, caracterizado y cuantificado su impacto, hecho que facilitara sin duda la tarea de definición del tratamiento a aplicar el cual conduce a remediar y/o prevenir el daño de formación. Como consecuencia de lo anterior, se está comprometiendo el cumplimiento de las metas de producción y los compromisos de ventas adquiridos debido a las limitaciones en las oportunidades de optimización de la producción del campo.

Estos problemas tienden a aumentar como consecuencia de la inexistencia de un estudio donde se establezcan cuáles son los factores que mayor impactan o agravan los mecanismos de daño de formación y por ende la productividad, dado que al no contar con buenas prácticas y/o estrategias de producción como por ejemplo aplicar regímenes de producción agresivos con el objeto de acelerar producción en pozos con daño de producción, al realizarlo se estará incurriendo en fallas lo cual empeorarán el problema de productividad significando eso en menores oportunidades de optimización.

De continuar con esta situación, respecto al daño de formación y sus consecuencias, este panorama podría presentarse en los pozos que no han mostrado síntomas e incluso en los pozos futuros a perforar, lo cual conllevará a: una declinación agresiva de las curvas de producción por la pérdida de productividad, problemas operativos por fallas prematuras en los equipos de levantamiento artificial, aumento en los costos de producción e incluso llegar a niveles en donde posiblemente sea antieconómica la explotación del campo.

## 1.2 OBJETIVOS

**1.2.1 Objetivo General.** Diseñar una estrategia de explotación para el campo Los Angeles a partir de la determinación del daño de formación, su cuantificación, impacto en la producción y medidas de mitigación y/ o prevención.

**1.2.2 Objetivos Específicos.** Los objetivos específicos se describen a continuación:

- Realizar un diagnóstico a cada uno de los pozos del campo mediante herramientas de análisis nodal y sensibilidad de variables para identificar los mecanismos de daño de formación que están afectando la producción del campo Los Angeles.
- Generar un modelo de datos como resultado de la cuantificación del impacto del daño de formación en términos de producción de petróleo para cada uno de los mecanismos de daño de formación identificados como de mayor impacto en la productividad de los pozos del campo Los Angeles.
- Establecer una estrategia metodológica apropiada para el campo que oriente al personal responsable para no incurrir en la afectación de la productividad de los pozos actuales y futuros y así lograr la optimización de la producción en el campo Los Angeles.
- Definir los conceptuales de las intervenciones a pozo para mitigar el daño de formación y/o optimizar la producción del campo Los Angeles.

## 1.3 JUSTIFICACION

Tanto en Colombia como a nivel mundial, muchos de los campos de petróleo maduros han mantenido su producción de acuerdo a los pronósticos incluyendo dentro de sus planes de desarrollo campañas periódicas dirigidas a la reparación y/o mitigación del daño de formación con excelentes resultados como lo manifiestan los diferentes artículos publicados en revistas y publicaciones gremiales. Dada la importancia de estos resultados, se han encontrado diferentes enfoques desde lo cualitativo, desarrollando metodologías para el diagnóstico del daño de formación, como cuantitativas desarrollando algoritmos para la cuantificación de los factores de daño total y algunos específicos de determinados mecanismos de daño de formación. Sin embargo, los trabajos consultados no han incluido la cuantificación del impacto en términos de producción de petróleo, esto con el objeto de determinar de manera más detallada y exacta el beneficio de realizar campañas de estimulaciones de pozo de manera oportuna y como estas deben repetirse en el

tiempo (ciclos). Adicionalmente aislar cada uno de los mecanismos de daño cuantificados ayuda a atacar y direccionar los tratamientos de prevención para mantener optimizado tanto la producción de petróleo como los costos asociados a mantenimiento de pozo en el tiempo.

Si bien es cierto el tema es de vital importancia toda vez que este va encaminado a la optimización de producción, lo cual también se encuentra como parte de los desarrollos encontrados en las publicaciones gremiales, se requiere incluir diferentes criterios dentro de las metodologías a aplicar como lo es el control de tasas cuando existen sistemas de control de arena, cambios de regímenes de producción con el tiempo, entre otros, como parte del camino continuo a la optimización de la producción.

Este trabajo permitirá el desarrollo de una metodología, que oriente al personal responsable de producción para llevar a cabo el diagnóstico del daño de formación y los diferentes mecanismos en los que este daño se manifiesta, adicionalmente la forma de cuantificar el impacto del daño de formación en términos de producción para así establecer la mejor estrategia de producir y evitar agravar la problemática de daño de formación identificada por los diferentes mecanismos de daño presentes en los pozos del campo Los Angeles. Con esta información será posible determinar cuáles son las mejores prácticas de producción y así dar pautas para establecer el paso a seguir con la determinación de los tratamientos correctivos y preventivos necesarios para atacar y/o mitigar la pérdida de productividad en los pozos del campo, contribuyendo de esta manera al cumplimiento de objetivos de la empresa operadora del campo.

## 2. MARCO DE REFERENCIA

El marco de referencia incluye antecedentes investigativos, marco práctico y marco teórico.

### 2.1 ANTECEDENTES INVESTIGATIVOS

Dentro de los trabajos consultados que hacen parte de los proyectos generados por estudiantes de la escuela de ingeniería de petróleos de la UIS relacionados con el tema de daño de formación se encontraron como antecedentes desarrollos de los autores López (2010) y Bonilla (2011) que tenían como propósito la evaluación del daño de formación en campos de Oxy en los Llanos Orientales y la evaluación de resultados de una campaña de estimulación realizada en el campo Guando respectivamente. Estas investigaciones apoyan el presente trabajo teniendo en cuenta que detallan la aplicación de diferentes métodos para el diagnóstico del daño de formación y como los tratamientos aplicados respondieron en términos de producción de petróleo, el sostenimiento de estas tasas incrementales en el tiempo y su retorno económico<sup>5</sup>.

Sin embargo, estos trabajos no han incluido la cuantificación del impacto en términos de producción de petróleo, esto con el objeto de determinar de manera más detallada y exacta el beneficio de realizar campañas de estimulaciones de pozo de manera oportuna y como estas deben repetirse en el tiempo (ciclos). Adicionalmente aislar cada uno de los mecanismos de daño cuantificados ayuda a atacar y direccionar los tratamientos de prevención para mantener optimizado tanto la producción de petróleo como los costos asociados a mantenimiento de pozo en el tiempo.

Con respecto a los otros antecedentes investigativos, los autores Pucknell y Clifford (1991) la cual tiene como base la determinación de los factores de daño en pozos causados por completamiento parcial, cañoneo, efecto del material dentro del radio de la cara del pozo, entre otros, aportaran al desarrollo del presente trabajo las consideraciones a tener en cuenta en la estimación del factor de daño total y la cuantificación numérica de este factor de daño. Por otro lado, Tague (2000) cuyo trabajo se enfoca a la optimización de la producción en campos con múltiples mecanismos de daños de formación apoya el trabajo a presentar con el aporte concreto de la metodología organizada dentro de una serie de pasos lógicos que facilita el entendimiento y el uso efectivo de los datos que se recopilan de campo<sup>6</sup>.

---

<sup>5</sup> Bonilla Camilo, Desarrollo y evaluación del programa de estimulación a partir de análisis de daño a la formación para el campo Guando, 2011.

<sup>6</sup> Tague James R, Optimizing Production in Fields with Multiple Formation Damage Mechanisms 2000.

Lo anterior para identificar de manera exacta y cuantificar las causas y efectos del daño de formación. Una vez las causas han sido identificadas, métodos remediales y preventivos fueron diseñados y probados. Antes del estudio, la producción promedio del campo era de 5200 bopd y un año posterior a la aplicación esta se incrementó en un 20% con resultados sostenidos en el tiempo.

También es importante referenciar los siguientes trabajos de aplicación e investigación que ayudan a comprender algunos de los posibles mecanismos de daño que podrían estar afectando el desempeño de la producción y la productividad del campo Los Angeles. Yang et al (2016) se enfocó en la explicación de los fenómenos de levantamiento, migración y subsecuente taponamiento de los poros por el efecto de los finos que llevaron a la disminución de la permeabilidad del campo estudio. El trabajo incluye un resumen de las medidas iniciales tomadas durante la operación de los pozos básicamente dirigidas a la limitación de las tasas de producción buscando mitigar la problemática, sacrificando la producción sin llegar a la verdadera solución del problema. Finalmente, este trabajo muestra el tipo de análisis de laboratorio y campo para la medición y determinación de variables que son claves en el diagnóstico oportuno del daño de formación por migración de finos<sup>7</sup>.

Wilson (2017) trata el mecanismo, efecto y consecuencia de la precipitación y depositación de asfaltenos tanto en el yacimiento como en pozo y superficie. Hace énfasis en la importancia de cuantificar con exactitud el cambio en algunas de las variables de producción que resultan en la depositación para determinar la tendencia y el comportamiento de estas pesadas moléculas orgánicas, a través de la evaluación detallada de la capacidad predictiva de cinco modelos de deposición disponibles en la literatura para calcular la magnitud y el perfil de la depositación de asfaltenos en pozos<sup>8</sup>. Estos fueron aplicados a los casos de estudio para predecir la tendencia de depositación y obtener un perfil de asfaltenos depositados. Esto finalmente permitió seleccionar los dos modelos más precisos y con mejor desempeño en predecir el perfil de depositación a lo largo del completamiento cuando esto es comparado con herramientas de registro de medición directa de diámetro de pozo (Caliper).

Finalmente, Ashish et al (2009)<sup>9</sup> definen la importancia de los regímenes de producción a aplicar en los pozos que presentan daño de formación y especialmente aquellos que tienen instalados sistemas de control de arena, recursos que se han considerado incluir dentro del completamiento de los pozos del campo Los Angeles.

---

<sup>7</sup> Yang et al, Modelling of Slow Fines Migration and Formation Damage During Rate Alteration, 2016.

<sup>8</sup> Wilson Adam, Laboratory Testing and Prediction of Asphaltene Deposition in Production Wells, 2017.

<sup>9</sup> Ashish Chitale, A New Methodology To Safely Produce Sand Controlled Wells With Increasing Skin, 2009.

## 2.2 MARCO TEORICO- CONCEPTUAL: DAÑO DE FORMACION Y LOS MECANISMOS DE DAÑO

El daño de formación es la reducción en la capacidad de producción del yacimiento ocasionado por la disminución de permeabilidad de la formación. Esto comprende la interacción entre la formación, partículas externas y fluidos acompañados de fenómenos mecánicos, hidrodinámicos, térmicos, biológicos, físicos y fisicoquímicos<sup>10</sup>.

Determinar el daño de formación permite relacionar la permeabilidad de las zonas vírgenes con la afectada de la siguiente forma: skin es igual a cero significa que la zona virgen es igual a la zona afectada, cuando el skin es mayor a cero significa que la zona está afectada por daño, alterando y reduciendo la permeabilidad y cuando skin es menor a cero significa que la zona ha sido estimulada, siendo está más permeable y favoreciendo al flujo frente a la zona virgen<sup>11</sup>.

Existen factores que contribuyen al daño de formación como lo son: los altos diferenciales o caídas de presión al momento de producir, incompatibilidad de los fluidos utilizados en las operaciones, cantidad de sólidos presentes e invasión de partículas. Estos factores básicamente componen las fuentes de daño los cuales pueden ser entendidos a partir de técnicas de diagnóstico para su identificación y caracterización, lo cual se describe a continuación<sup>12</sup>:

**2.2.1 Sustancias Extrañas a la Formación.** Durante las operaciones de un pozo siempre hay continuo movimiento de fluidos desde el pozo a la formación como de la formación al pozo, dependiendo de la fase operacional involucrada. Durante la perforación: el lodo, filtrado del lodo y aditivos constituyen sustancias extrañas al yacimiento. Las características más críticas de estas sustancias están relacionadas con los siguientes puntos: 1) características iónicas del filtrado, 2) cantidad, naturaleza y forma de las partículas sólidas del lodo, 3) cantidad de lodo perdido, 4) el pH del lodo y el 5) peso convertido a presión diferencial que sea favorable a las condiciones del pozo, siendo esta última una de las más importantes.

Las diferentes operaciones que se realizan durante el completamiento pueden tener diversos y complejos efectos de daño. En la cementación, algunos de sus componentes como los son los fluidos de lavado y los espaciadores constituyen sustancias dañinas para la formación. El cañoneo cuya afectación es directa sobre la productividad, constituye una gran fuente de daño especialmente en operaciones

---

<sup>10</sup> Caro, T. O. (2009). Aspectos Generales Del Daño De Formación Por Deposición De Asfaltenos En Yacimientos De Petróleo

<sup>11</sup> <https://es.slideshare.net/gabosocorro/estimulacion-y-dao-de-formacion>

<sup>12</sup> Di Giorgi, P. (1990, January). A Systematic Determination of Formation Damage Causes. In SPE Latin America Petroleum Engineering Conference. Society of Petroleum Engineers.

que se llevan a cabo con presiones diferenciales favorables para el pozo. En otras operaciones de pozo se usan fluidos que siempre tienen un contenido considerable de sólidos los cuales generan igualmente afectación al presentarse daño de formación.

Durante la inyección para el mantenimiento de presión o para disposición el daño ocurre de diversas formas particularmente por la obstrucción de los espacios porosos por los sólidos suspendidos como en algunos casos por bacterias. En los métodos de recobro mejorado la adición de sustancias extrañas también abre la puerta al daño, por ejemplo, como cuando el gas carbónico es inyectado a la formación desplazando los materiales cementantes.

**2.2.2 Características de Roca de Yacimiento Pertinentes al Daño de Formación.** El estudio del daño de formación es altamente dependiente en un diagnóstico de la susceptibilidad de la roca al daño. Algunos yacimientos son extremadamente resistentes aun frente a los más fuertes y agresivos potenciales condiciones de daño, mientras que otros yacimientos son extremadamente susceptibles al daño incluso cuando sustancias extrañas son menos agresivas.

Las siguientes características de la roca son relevantes y deben ser consideradas como prioridad en el análisis de los problemas de daño: 1) tipo de roca: clasificación y su litología, 2) elementos básicos como su composición química y mineralógica, porcentaje de distribución e influencia de la permeabilidad y porosidad de la roca a la cementación, 3) mineralogía y volumen relativo de matriz, 4) características de los granos de roca: composición, redondez, esfericidad, selección, distribución de tamaño de grano, componentes minerales, cambios como corrosión, erosión, y lavado, 5) naturaleza, proporción, composición química y ubicación de los minerales, 6) historia de los efectos post depositacionales, eventos como fisuras, fracturamiento, recristalización, dolomitización, entre otros, 7) composición mineralógica de la roca, 8) alta presencia de minerales como calcita, dolomita, feldespatos, entre otros, 9) información granulométrica distribución de tamaño de grano, 10) partículas no arcillosas y su distribución en relación a otros elementos, composición química y mineralógica 11) relación de las mojabilidades preferenciales de la roca, 12) propiedades elásticas de la roca, 13) tipo de espacio poroso, forma, tamaño y distribución, 14) estudio completo de arcillas, contenido en porcentaje, naturaleza cambios en las arcillas y susceptibilidad al daño y 15) datos básicos de yacimientos, cual es el espesor neto, determinación correcta de la saturación de agua, porosidad corregida y permeabilidad, curvas de porosidad vs permeabilidad.

**2.2.3 Características del Aceite Pertinentes al Daño.** Para entender el fenómeno de daño todas las sustancias que están involucradas deben ser conocidas: sólidos, fluidos extraños a la formación, roca y fluidos contenidos. Por lo tanto, el aceite hace parte importante en algunos de los mecanismos de daño tales como obstrucción de canales porosos por la precipitación de moléculas pesadas: asfaltenos, ceras,

emulsiones, entre otros, y la acción de sustancias que provienen de superficie. Un yacimiento estará susceptible al daño por el petróleo contenido si tiene estas características: 1) valores de densidad iguales o menores a 22 °API, 2) viscosidad por encima de 100 cP a 38°C, 3) contenido de nitrógeno y sulfuro por debajo de 0.4% y 0.6%, 4) relación parafina/aromáticos por debajo de 2, 5) proporción de asfaltenos mayores a 1%, 6) índice de acidez mayor a 1%, 7) concentraciones de vanadio y níquel por encima de 15 mg/l, 8) polaridad relativa mayor a 450, 9) perfil cromatográfico que muestra alto contenidos de naftenos, aromáticos y compuestos cíclicos, como también contenidos considerables de parafina e hidrocarburos ligeros y cualquier grado de degradación de aceite.

**2.2.4 Características del Agua de Formación.** Una buena caracterización del agua de formación es indispensable para controlar el daño de formación a partir de este fluido al yacimiento. Los siguientes niveles son aceptable a salinidades de 100.000 mg/l. 1) contenido de hierro menor a 50 mg/l, 2) contenido de bario menor a 100 mg/l, e incluso este valor es alto en caso de haber presencia de sulfatos), 3) contenido de estroncio menor a 300 mg/l, 4) contenido de sulfato menor a 200 mg/l, 5) contenido de carbonatos y bicarbonatos menor a 500 mg/l y 700 mg/l, generando problemas de incrustaciones si hay calcio. La salinidad total es particularmente importante porque esta está ligada al control del daño especialmente aquel que se presenta por arcillas. En término de dilución, el agua de formación puede ocasionar fuertes diluciones normalmente asociadas con eventos geológicos, discordancias, y trampas estratigráficas. El agua de formación está relacionada con el mecanismo de daño como: precipitación por la interacción con el agua de inyección, precipitación por caídas grandes de presión, formación de emulsión y la entrada de partículas finas.

**2.2.5 Fenómenos Físicos, Químicos y Biológicos en la Interfase Pozo – Yacimiento y Dentro del Yacimiento.** Los fenómenos que ocurren en mayor medida son: 1) Hidratación debida a los fluidos filtrados con contenido de agua lo cual incrementa el volumen de algunos componentes de la roca sensibles al agua como es el caso de la arcilla tipo esmectita e illita. 2) Intercambio de cationes como el caso del sodio, el cual al ser un componente que predomina en el agua de invasión puede fácilmente reemplazar el calcio cuando hace contacto con el sistema roca-fluido. Este reemplazamiento puede provocar la desestabilización del sistema alterando las condiciones de permeabilidad y porosidad.

3) La solubilización de algunos cationes de la roca como el hierro de los cloritos y calcio del material cementante calcáreo de la roca pueden ser solubilizados por los ácidos generalmente presentes en las operaciones de remoción de daño. 4) Precipitación de sales inorgánicas que están contenidas en el agua de invasión usualmente contiene aniones en solución (como sulfatos y bicarbonatos), mientras que las aguas de formación usualmente contienen cationes en solución (como bario, estroncio y calcio) lo cual es altamente potencial para generación de escamas bajo ciertas condiciones termodinámicas.

5) Las rocas son altamente filtrables y por esta razón la penetración de fluidos que contienen sólidos disueltos es una acción casi inevitable que ocurra en la formación de interés, 6) precipitaciones asociadas a los ácidos que generalmente ocurren con sales e hidróxidos como consecuencia de una reducción de pH, 7) condiciones benéficas para la proliferación de bacterias, especialmente sulfato reductoras, dado que tanto las bacterias como los productos resultantes del metabolismo de estas serán fuente de daño. 8) Precipitación de compuestos asociados al petróleo, como es el caso de los asfaltenos los cuales son fuente de daño al precipitarse por acción de los ácidos y/o la reducción de la presión de yacimiento. En los casos de reducción de temperatura los componentes que se ven afectados generándose precipitaciones son las parafinas. 9) Desplazamiento mecánico de partículas finas refiriéndose exactamente a los componentes sólidos finos de la roca que están asociados a la producción de agua o altas tasas de producción de fluidos desde el yacimiento al pozo.

Otros fenómenos que pueden activar los mecanismos de daño incluye la compresión mecánica de la roca del yacimiento, cambios en la tensión superficial del agua de formación o en la presión capilar. La tendencia a formar emulsiones es otro de los fenómenos a tener en cuenta.

**2.2.6 Principales Mecanismos de Daño.** Cualquiera de los mecanismos que se enumeran a continuación presentaran un efecto adverso en la permeabilidad absoluta y relativa con respecto al fluido de interés de producción (petróleo y/o gas) o alterando la viscosidad lo cual se verá reflejado con pérdida de productividad. Los mecanismos de daño más comunes que han sido identificados son los siguientes:

1) Cambios de la mojabilidad, lo cual ocurre en zonas produciendo petróleo de rocas mojadas por agua; si parte de la mojabilidad inicial es reemplazada por aceite una reducción en la permeabilidad al aceite generalmente ocurre. Estos cambios en mojabilidad son usualmente generados por sustancias provenientes de superficie como las que se encuentran presentes en lodos de perforación o fluidos de estimulación.

2) El bloqueo por agua se puede presentar cuando una fuerte invasión de filtrado de lodo ocurre en una zona de baja permeabilidad, especialmente si esta zona se encuentra depletada con respecto a su presión original, por lo cual la tensión interfacial agua – aceite será más fuerte, lo suficiente para bloquear la producción de aceite.

3) El incremento de la saturación de agua en ciertas situaciones puede ocurrir durante la perforación según la naturaleza del filtrado del lodo de perforación, las características de la torta y el diferencial de presión entre la presión de formación y la columna hidrostática. Este volumen de agua que invade la formación es suficiente para restringir la saturación de aceite y también para restringir la permeabilidad relativa al aceite. Por otro lado, 4) el incremento de la saturación de aceite también

hace parte de los mecanismos de daño y puede presentarse cuando el filtrado del lodo al usarse lodos tipo aceite penetra en la formación de interés y esta zona objetivo es productora de gas, dado que se incrementará la saturación de aceite significando una reducción en la permeabilidad relativa al gas.

4) El bloqueo de líquido en zonas de gas condensado al caer la presión muy rápido llegando al punto de rocío, genera una acumulación de líquido en la región cercana a la cara de la formación ocasionando una restricción a la producción. Similar a estos bancos de condensado, 5) la conificación de agua o gas altera la permeabilidad relativa al aceite.

6) Cuando la roca tiene dentro de sus componentes arcillas de tipo montmorillonita y/o esmectita se genera un tipo de daño como consecuencia de la reducción del espacio poroso especialmente las gargantas de poro debido a la hidratación de las arcillas que genera hinchamiento. La aplicación de fluidos acuosos que su salinidad es mucho menor que la del agua de formación genera que el efecto descrito sea aún más agresivo. 7) La dispersión de arcillas se presenta cuando la roca contiene caolinita, especialmente si está dispersa la inyección de fluidos base agua generará migración.

8) La precipitación de sustancias inorgánicas se da por la invasión de agua como el filtrado de los lodos, el fluido de completamiento y especialmente agua de inyección que contienen aniones los cuales son potencialmente generadores de escamas, adicionalmente si el agua de formación tiene grandes cantidades de bario, estroncio o calcio bajo ciertas condiciones de temperatura, pH, presión y concentración de ciertos iones compuestos como sulfato de bario, sulfato de estroncio y carbonato de calcio pueden precipitar y bloquear los espacios porosos.

9) La precipitación de compuestos inorgánicos por inyección de dióxido de carbono bajo ciertas condiciones acarreará la depositación de carbonato de calcio en areniscas que tienen cemento calcáreo. Este mismo fenómeno de formación de depósitos se presenta con 10) las precipitaciones relacionadas con acidificación, dado que la roca rica en minerales al contacto con el ácido solubiliza el hierro. Por otro lado, cuando incrementa el pH una vez el ácido se gasta, el hierro va a precipitar en forma de hidróxido. Algo similar ocurre con las areniscas que contienen cemento calcáreo al contacto con ácido fluorhídrico o ácido clorhídrico formándose precipitaciones de fluoruro de calcio.

11) Taponamiento por sólidos y partículas extrañas a la formación, estas al tener diferentes tamaños, forma y en general naturaleza penetran la roca y taponan las gargantas de poro, generalmente vienen en el agua de inyección y también en lodos de perforación, cemento y fluidos de completamiento, entre otras. Cuando el taponamiento ocurre en rocas mojadas por agua, con tan solo una pequeña porción de agua se puede causar migración de finos taponando gargantas de poro; aun en zonas sin agua, con producción únicamente de petróleo a tasas muy altas los finos pueden migrar superando la velocidad crítica de desplazamiento y causando una pérdida de productividad.

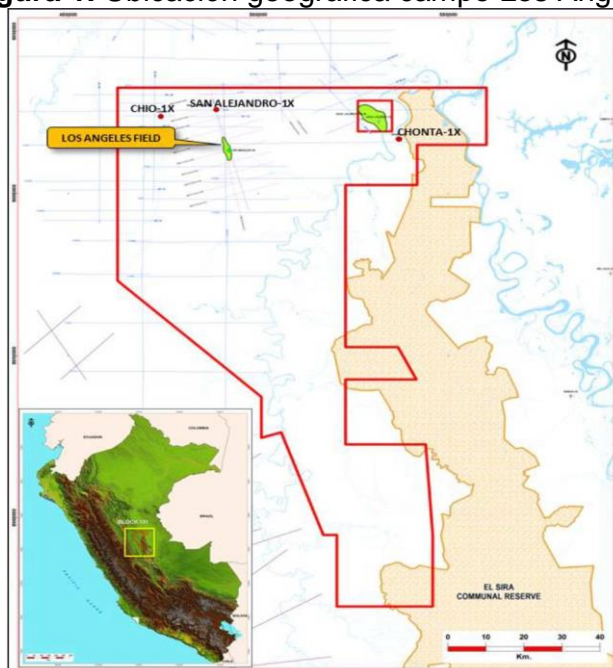
12) La depositación de compuestos orgánicos se puede presentar tanto con las ceras por reducciones de temperatura en yacimientos con petróleo parafínico generando pérdida de fluidez, con los asfaltenos cuando estos precipitan al reaccionar con determinados ácidos o cuando se presentan pérdidas de presión taponando los espacios porosos. Adicionalmente, 13) la formación de emulsiones puede verse afectada por los asfaltenos al actuar estos como agentes emulsificantes dándole estabilidad a la emulsión agua-crudo, aumentando la viscosidad de los fluidos y por ende disminuyendo la permeabilidad.

14) Otros mecanismos son los de tipo mecánico como los que se mencionan a continuación: compresión de la roca en la perforación, efectos adversos por incrementos en la presión diferencial durante la perforación, operaciones de cañoneo en las zonas circundantes a los disparos, fracturamiento accidental causado por la selección incorrecta del lodo y penetración parcial cuando el espesor del intervalo cañoneado es incompleto o parcial con respecto a la zona de interés.

### 2.3 GENERALIDADES DEL CAMPO LOS ANGELES

El campo Los Ángeles hace parte del contrato Lote 131 entre Perupetro S.A y Cepsa Peruana S.A cuya fecha efectiva de inicio fue el 18 de enero de 2018. El lote 131 está ubicado en la cuenca de Ucayali entre las provincias de Coronel Portillo y Padre Abad del Departamento de Ucayali; Puerto Inca Departamento de Huánuco en Perú.

**Figura 1.** Ubicación geográfica campo Los Angeles

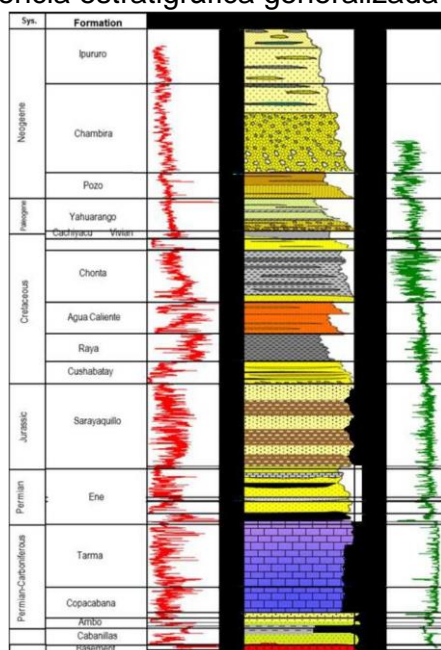


**Fuente:** Plan de desarrollo Campo Los Angeles Cepsa Peru S.A

Este campo fue descubierto con la perforación del pozo “Los Ángeles”–1XST en diciembre de 2013. Este tiene un área de 5 Km2 aproximadamente, produce de la formación Cretácica Cushabatay a una profundidad vertical bajo el nivel del mar de 1,550 m aprox. y dicho reservorio corresponde a la edad geológica Albiense – Aptiense.

La columna estratigráfica generalizada de la parte Norte de la cuenca Ucayali, comprende estratos que van desde el Paleozoico, Jurásico, Cretáceo, Terciario hasta el Cuaternario, los cuales en conjunto suman aproximadamente unos 4,000 metros de espesor total. Esta secuencia se muestra en la siguiente figura.

**Figura 2.** Secuencia estratigráfica generalizada cuenca Ucayali



**Fuente:** Plan de desarrollo Campo Los Angeles Cepsa Peru S.A

Actualmente el campo está compuesto por tres pozos perforados como se describe a continuación:

**2.3.1 LA-1X.** Pozo perforado a través del Terciario, Mesozoico y Paleozoico hasta alcanzar una profundidad total medida de 3872 mts MD (-3454.65 m TVDSS) en un periodo de 81 días incluyendo la toma de registros eléctricos. Con base a los resultados obtenidos, se decidió completar temporalmente el pozo para continuar con el periodo de evaluación como se describe a continuación:

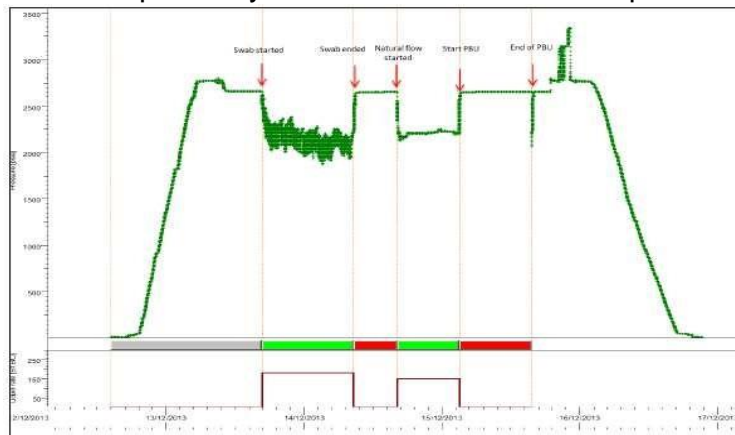
El DST No 1 intervalo perforado estaba comprendido entre 1885.47 y 1887.30 m MD (1.83 m) comenzó con un periodo inicial de producción asistida (swabbing) de 16 horas en el que se produjeron 34 barriles de petróleo y 37.5 barriles de agua

(principalmente salmuera de completamiento). Este periodo inicial fue seguido por una restauración de la presión durante 7.6 horas. Luego, se llevó a cabo el flujo principal, el cual tuvo una duración de 10.8 horas con un tamaño de choke de 12/64" en el que se produjeron 61.5 barriles de petróleo y 8.7 barriles de agua (principalmente salmuera de completamiento). Finalmente, tras el periodo de flujo se produjo una restauración de la presión de 12.7 horas. Las operaciones de DST terminaron el 17 de diciembre del 2013.

**Tabla 1. Resumen resultado DST No 1 LA-1X**

Formación	Choke	CAUDAL DE FLUIDO (bfpd)	° API PETRÓLEO	CORTE DE AGUA (%)
Cushabatay	12/64 "	150	45	10

**Figura 3. Historia de presión y caudal en función del tiempo DST No 1 LA-1X**

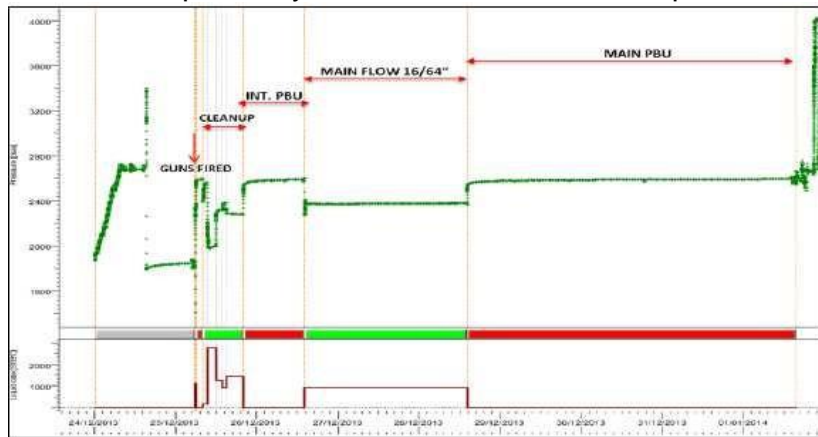


En el DST No 2 se probó el intervalo comprendido entre 1865.50 y 1872.50 m MD (7 m). El periodo de flujo de limpieza tuvo una duración total de 12.0 horas; una primera etapa de 2.40 horas con la ESP activada y la segunda etapa en flujo natural con una choke ajustable: 24/64" (2 horas), 16/24" (1 hora) y 32/64" (5 horas). Durante este periodo de limpieza se alcanzó un flujo máximo promedio de petróleo de 2700 bopd, luego se cerró el pozo durante 18 horas para restaurar la presión. Seguido del cierre, se puso el pozo a fluir durante 48 horas a un choke fijo de 16/64" donde se produjeron un total de 1855 barriles de petróleo, sin producción de agua. Finalmente se cerró el pozo para periodo de restauración de presión por 96.0 horas.

**Tabla 2.** Resumen resultado DST No 2 LA-1X

Formación	Choque	CAUDAL DE PET(bopd)	WHP (psig)	CORTE DE AGUA (%)
Cushabatay	16/64 "	940	340	0
Cushabatay	24/64 "	1280	204	0
Cushabatay	32/64 "	1440	130	0
Cushabatay	ESP@35Hz	2700		0

**Figura 4.** Historia de presión y caudal en función del tiempo DST No 2 LA-1X



De acuerdo a los resultados se realizó el completamiento del pozo del pozo para proceder a las pruebas cortas de producción probando el mismo intervalo del DST No 2 y abriendo dos intervalos más, con un total de 20 metros perforados:

- 1859.00 y 1865.00 m MD (6 m)
- 1865.50 y 1872.50 m MD (7 m)
- 1873.00 y 1880.00 m MD (7 m)

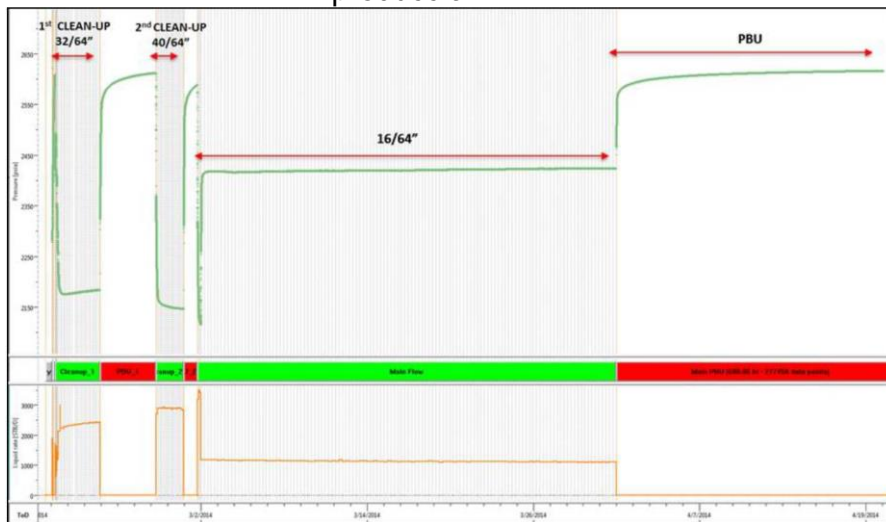
La prueba comenzó con un periodo inicial de limpieza que duró 3 días, 10 horas y 40 minutos donde primero se produjo con un choke fijo de 32/64" (1 hora), luego se cerró el pozo (3.5 horas), se abrió el pozo con un choke fijo de 32/64" (41.5 minutos), y se pasó a producir con un choke ajustable: 16/64" (11 minutos), 18/64" (7 minutos), 20/64" (13 minutos), 22/64" (25 minutos), 24/64" (20 minutos), 26/64" (22 minutos.), 28/64" (57 minutos), 32/64" (2 horas y 2 minutos) y 34/64" (1 hora y 33 minutos), para finalmente terminar este periodo con un choke fijo de 32/64". Este periodo inicial de limpieza fue seguido por una restauración de la presión durante 4 días y 17 horas. A continuación, se produjo un segundo flujo de limpieza durante 2 días con un choke ajustable: 16/64" (10 minutos) y 42/64" (5 minutos), para terminar el periodo con un choke fijo de 40/64" (47 horas y 45 minutos). El segundo periodo de limpieza fue seguido por una restauración de la presión durante 1 día.

A continuación, el flujo principal duró 30 días y 6 horas produciendo con un choke ajustable de 16/64" a 48/64" (6 horas), y un choke fijo de 16/64" (30 días). Finalmente, tras el periodo de flujo se cerró el pozo y se midió como restauraba la presión durante 20 días y 6 horas. Al final de la prueba se produjeron un total de 47534 barriles de petróleo y 266 barriles de salmuera de perforación.

**Tabla 3.** Resultados de las pruebas cortas de producción LA-1X

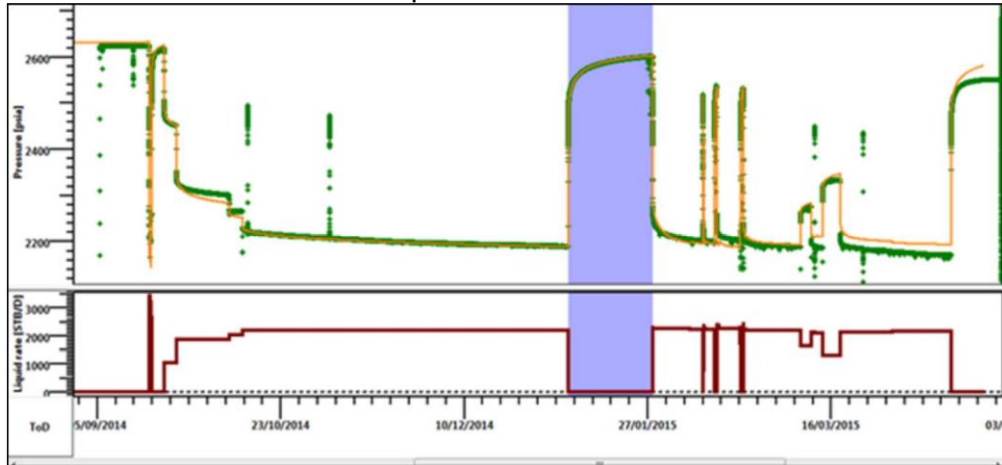
Formación	Choke	CAUDAL DE FLUIDO (bpd)	WHP (psig)	CORTE DE AGUA (%)
Cushabatay	16/64 "	1130	500	0
Cushabatay	32/64 "	2400	244	0
Cushabatay	40/64 "	2820	200	0
Cushabatay	48/64 "	3290	150	0

**Figura 5.** Historia de presión y caudal en función de tiempo en la prueba corta de producción LA-1X



Posteriormente se llevó a cabo la prueba extensa así: producción por un periodo de 20 días con un choke fijo de 32/64", seguido de un cierre de 22 días. Los resultados de la prueba de restauración de presión se muestran en la siguiente figura.

**Figura 6.** Historia de presión y caudal en función de tiempo en la prueba extendida de producción LA-1X



**2.3.2 LA-3X.** Pozo perforado en un periodo de 55.4 días. Incluye la recolección de muestras de roca, toma que se llevó a cabo en el intervalo desde 1786 mts MD a 1874 mts MD. En términos de registros eléctricos, se realizaron tres carreras (SP-ZAIT-MSIP-GPIT-EMS, HNGS-TLD-HGNS-HRLA-CMR y XPT-GR) y una corrida con registro de registro de calidad de cementación (USIT) de la sección superior de 9 5/8 pulgadas. Luego de la evaluación de registros eléctricos realizar la apertura de los siguientes intervalos: 1833.0 - 1828.5 mts MD (4.5 m.), 1827.0 - 1821.0 mts MD (6.0 m.) y 1819.5 - 1812.0 mts MD (7.5 m.). Se completó con sistema de levantamiento artificial tipo electro sumergible.

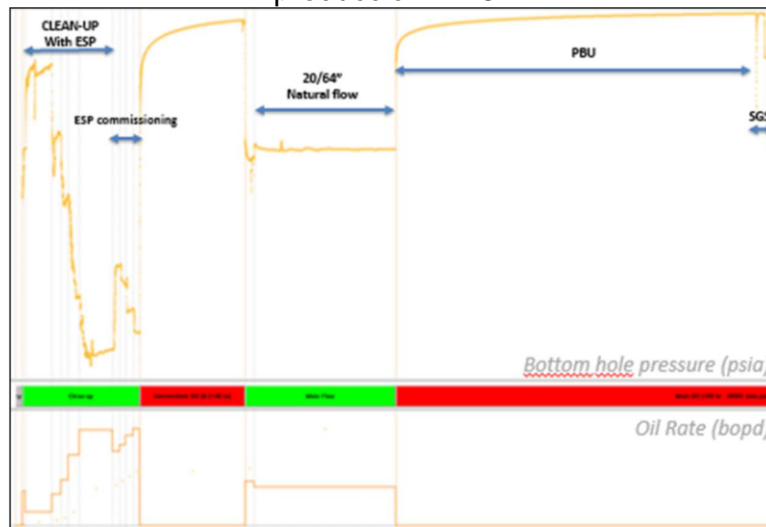
La prueba corta se llevó a cabo como se describe a continuación: periodo inicial de limpieza donde se comenzó encendiendo la ESP a una frecuencia de 35 Hz hasta 46 Hz durante 7 horas, produciendo un total de 646 barriles de fluido. Este periodo inicial fue seguido por un periodo de comisionado de la bomba durante 4 horas donde: primero se probó la ESP a diferentes frecuencias desde 44 Hz hasta 35 Hz (2 horas), para finalmente producir con flujo estable a 35 Hz (2 horas). En este periodo se produjeron 308 barriles. A continuación, el pozo fue cerrado durante 8 horas para medir la restauración de la presión. Tras el periodo de cierre, el pozo se puso en producción en flujo natural con el choke a 16/64" durante 20 horas, donde en total se produjeron 889 barriles. Fue necesario un segundo periodo de limpieza de 62.5 horas donde se comenzó con una frecuencia de bomba de 43 Hz durante 3 horas y luego a 45 Hz, donde se produjeron 4665 barriles. Después se puso en flujo natural hasta completar este periodo, produciendo 1744 barriles de fluido.

Finalmente se volvió a cerrar el pozo durante 27.5 horas para restaurar la presión. Al final de la prueba se produjeron un total de 8252 barriles de petróleo y 700 barriles de salmuera de perforación.

**Tabla 4.** Resumen resultado prueba corta de producción LA-3X

Formación	Choke	CAUDAL DE PETRÓLEO (bopd)	WHP (psig)	CORTE DE AGUA (%)
<b>Cushabatay</b>	20/64 "	1360	275	0
<b>Cushabatay</b>	24/64 "	1570	250	0

**Figura 7.** Historia de presión y caudal en función de tiempo en la prueba corta de producción LA-3X



**2.3.3 LA-2CD.** Siguiendo los resultados exitosos del pozo LA-1X y el pozo LA-3X, se decidió realizar este tercer pozo confirmatorio desviado con objetivo en la formación Cushabatay. Se perforó atravesando las formaciones Terciario, Cretáceo y Mesozoico hasta alcanzar una profundidad total medida de 2287 m MD (-1711.01 mts TVDSS) en un total de 44.3 días. Desde la plataforma del pozo LA-1X. El objetivo del pozo fue confirmar el espesor de la columna de hidrocarburo observada en la formación Cushabatay (Cretaceo temprano) sobre el cierre de la estructura de la zona sur de la misma. Se realizó la apertura de las zonas a producir cañoneando los intervalos: 2144.7-2155 m MD (10.3 m), 2138 – 2143 m MD (5 m) y 2130.5 – 2136.5 m MD (6 m).

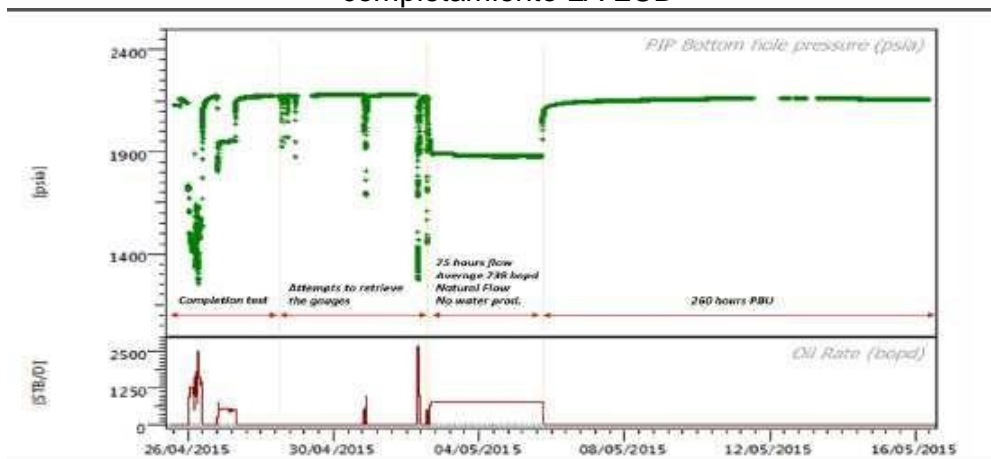
La prueba de completamiento del pozo empezó el día 26/04/2015 a las 00:00 am. La prueba consistió en una primera parte de limpieza donde se utilizó una bomba ESP para estimular el pozo debido a que la perforación se realizó con sobrepresión de lodo “overbalance”. El periodo de limpieza duró 6.5 horas y la ESP fue hasta los 43 Hz. Seguidamente hubo un periodo de comisionado de la bomba ESP que duro 3 horas a diferentes frecuencias (de 35 a 46 Hz).

A continuación, hubo un periodo de cierre intermedio en superficie o de restablecimiento de presión (PBU) de 10 horas. El pozo se volvió a abrir nuevamente en flujo natural por un periodo de 12 horas con una choke ajustable inicial de 20/64” y luego fue reduciéndose a 16/64” y finalmente a 12/64”. La prueba finalizó con un cierre en superficie de 24 horas.

**Tabla 5.** Resumen resultado prueba de completamiento LA-2CD

Formación	Choke	CAUDAL DE PETRÓLEO (bopd)	WHP (psig)	CORTE DE AGUA (%)
Cushabatay	20/64 "	785	171	0
Cushabatay	16/64 "	625	238	0
Cushabatay	12/64 "	540	319	0

**Figura 8.** Historia de presión y caudal en función de tiempo en la prueba de completamiento LA-2CD



### 3. IDENTIFICACION DE LOS MECANISMOS DE DAÑO EN EL CAMPO LOS ANGELES

#### 3.1 RESUMEN DE LA INFORMACIÓN GEOLOGICA

En el área del norte de la cuenca de Ucayali la estratigrafía comprende sedimentos de la edad precámbrica al Cuaternario. Esta Cuenca ha sufrido múltiples eventos tectónicos que controlan la distribución y la preservación de los sedimentos, particularmente durante el Paleozoico Tardío y el Mesozoico Temprano. Los sedimentos del Paleozoico temprano se depositaron tipo clastos carboníferos tempranos (formaciones Ambo y Cantayo), posteriormente cubierto por carbonato mixto y sedimentos clásticos del Carbonífero tardío al Pérmico (formaciones Tarma y Copacabana). En el Cretácico temprano y el Paleógeno tardío, los clásticos y carbonatos cubrieron toda la cuenca del Ucayali durante un cambio de la configuración de la placa tectónica generándose las formaciones Cushabatay, Raya, Agua Caliente y Chonta.

El pozo exploratorio LA-1X encontró la formación Cushabatay a una profundidad de 1841 m MD, registrando excelentes shows de agua, petróleo y gas durante la perforación de la sección superior. La interpretación petrofísica indica la presencia de hidrocarburo en arenas de porosidad promedio 15%. Otras evidencias como: altos valores de gas detectado a lo largo de estas arenas (TG max. peak: 38.8 %), un gradiente de presión de alrededor 0.28psi/ft (característico de petróleo medio a liviano) medido de los puntos de presión con la herramienta de registro MDT y la muestra tomada con esta misma herramienta @ 1875.5 m MD (44°API) fueron parte de la confirmación de la existencia de petróleo en la formación mencionada.

La formación Cushabatay en su sección superior es principalmente una arenisca con intercalaciones de arcillas color marrón oscuro a gris verdoso, terroso, limoso, firme a moderadamente firme. La arenisca se caracteriza por un color gris claro, grano medio a fino y sub-redondeado, matriz arcillosa y cemento silíceo. En la sección intermedia hasta la base de la formación Cushabatay, los cuerpos de arena se vuelven más gruesos, intercalados con arcilla fina y gris oscura. Arenisca de 25 metros de espesor según los registros eléctricos. Granulado de cuarzo de grano medio a gris claro, translúcido, fino a grueso y conglomerado, con cemento silíceo y matriz localmente arcillosa, bien consolidado.

**3.1.1 Descripción Mineralógica<sup>13</sup>.** El estudio SEM (sus siglas en ingles que significan microscopía electrónica de barrido) realizado a las muestras de roca de unos de los pozos del campo Los Angeles se detalla a continuación:

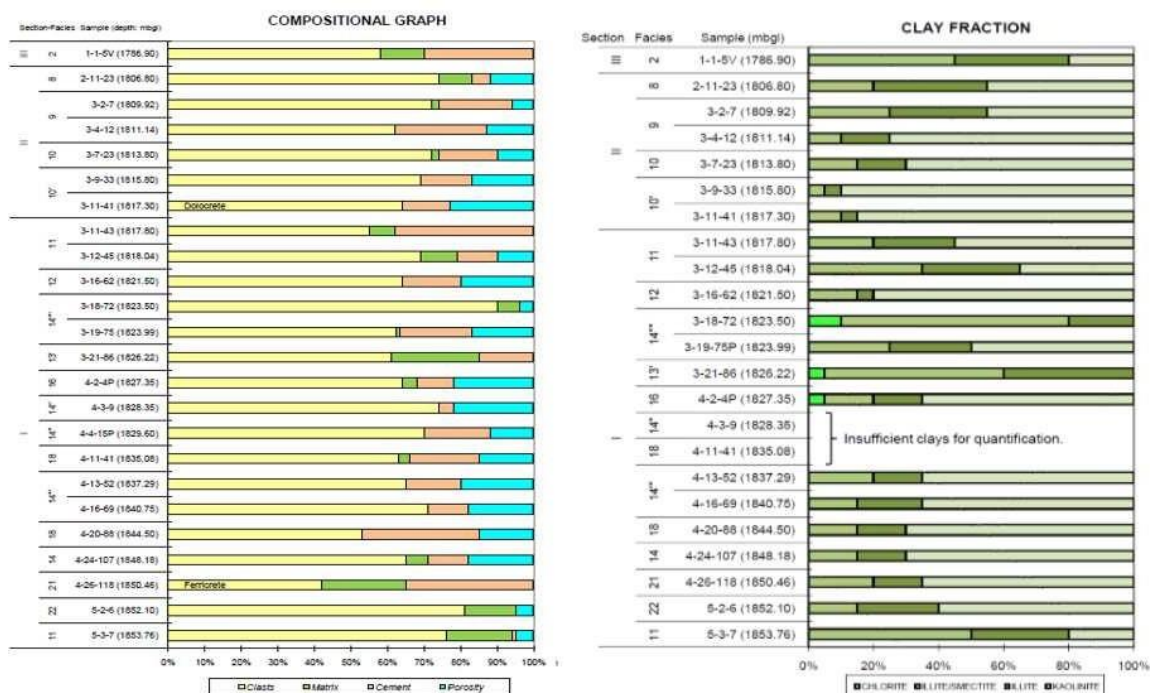
---

<sup>13</sup> Informe análisis SCAL Campo Los Angeles – Corelab.

**Tabla 6.** Descripción litológica roca reservorio campo Los Ángeles

PROFUNDIDAD	COMPOSICIÓN MINERALÓGICA	TAMAÑO DE GRANO	CEMENTO
1814 m	Feldespato: 30%. Feldespatos de potasio (orthosa, microcline) son dominantes y plagioclasa es escasa. Son frescos o moderadamente alterados a minerales de arcilla. Cuarzo: 70%. Monocristalino dominante con extinción recta y escasa de undulosa. Presencia de policristalino.	Arena fina (0.15-0.20 mm).	12% - abundante caolinita como relleno de poros. Adicionalmente 1% dolomita, 1% sobrecrecimiento de feldespato secundario, 1% sobrecrecimiento de cuarzo secundario. Gargantas de poro de tamaño pequeño.
1818 m	Litoclastos: 10%. Metamórfico: metacuarzita. Feldespato: 22%. Feldespatos de potasio (orthosa, microcline) son dominantes y plagioclasa es escasa. Son frescos o moderadamente alterados a minerales de arcilla. Cuarzo: 68%. Monocristalino dominante. Policristalino común.	Muy fina a arena gruesa	Dolomita con heterogeneidad de texturas dado por diferentes tamaños de cristal, siendo la dolomicrita la dominante. La textura más gruesa sigue patrones tubulares a redondos que a veces muestran un centro lleno de caolinita.
1824 m	Litoclastos: 5% Dominante sedimentario: fangosas limosas. Metamórfico: metaquartzites. Volcano clastos: masas vítreas alteradas y desvitrificadas Feldespato: 32%. Feldespatos de potasio (orthosa, microcline) son dominantes y plagioclasa es escasa. Alteración de arcilla es escaso. Disolución e grano es dominante.	Arena medio (0.35-0.50 mm) Escasa arena fina (0.15-0.25 mm)	0.5% recubrimiento de arcilla. 4% sobrecrecimiento de cuarzo secundario. 4% sobrecrecimiento de feldespato secundario. 2% de yeso/anhidrita con distribución irregular. Poros con caolinita 4% y granos de recubrimiento. 5% de dolomita.
1835 m	Litoclastos: 10%. Volcano clastos comunes: masas vítreas alteradas y desvitrificadas. Feldespatos: 16%. Feldespatos potásicos altamente fracturados (microcline, orthose). plagioclasa es escasa. Cuarzo: 74%. Monocristalino dominante con extinción recta y escasa de undulosa. Presencia de policristalino.	Conglomerado fino (2-4mm) Arena muy gruesa (1.50 mm)	16% de yeso / anhidrita, mosaico cristalino grueso con textura poikilotópica y distribución irregular. 2% sobrecrecimiento de cuarzo secundario. 1% sobrecrecimiento de feldespato secundario.
1850 m	Litoclastos: 7%. Metamórfico: metacuarzita. Feldespato: 5%. Feldespatos de potasio. Cuarzo: 88%. Monocristalino dominante, con extinción directa a undulosa. Escaso policristalina.	Arena gruesa (0.55-0.20 mm); Arena fina - medio (0.25-0.50 mm) Escaso tamaño muy grueso	Hematita alterando la roca. La muestra muestra el contacto irregular pero agudo de la impregnación de hematita.

**Figura 9.** Composición de la roca y de la fracción de arcilla roca reservorio campo Los Ángeles



**Fuente:** Análisis de corazones, pozo LA-3X - Corelab

En las dos secciones identificadas de las muestras a lo largo de Cushabatay se reconoce la composición de la fracción de arcilla como se describe a continuación: caolinita, de 60 a 80% con muy buena cristalinidad, illita del 5 al 40% con buena cristalinidad; illita / esmectita desde 15 hasta 70% y rastros hasta 10% de clorito en pocas muestras. En algunos casos, la caolinita y la illita actúan como cementos reduciendo la porosidad.

### 3.2 RESUMEN DE LAS PROPIEDADES DEL LODO DE PERFORACION

La formación Cushabatay en los pozos LA-1X, LA-2CD y LA-3X fueron perforadas con lodo Polytraxx de 10 lb/gal con un pH de 9.6, porcentaje de solidos del 12 al 13.5% y un porcentaje de agua alrededor del 88%.

De acuerdo a lo informado por la compañía proveedora del lodo usado en los pozos mencionados, el fluido cuenta con ciertas características que son benéficas para la perforación de pozos con litologías como las identificadas y descritas anteriormente para el campo Los Angeles. El fluido cuenta con un componente (TRAXX Block) que actúa suprimiendo la hidratación de las arcillas reduciendo el espacio entre las

partículas de arcilla de tal manera que las moléculas de agua no puedan penetrar entre ellas causando hinchamiento.

Se llevó a cabo la caracterización del filtrado del lodo a nivel del laboratorio identificando las siguientes propiedades:

**Tabla 7.** Propiedades filtrado lodo pozo LA-1X

Filtrado lodo POLYTRAXX Muestra No 1 pozo LA-1X	
Propiedades del Fluido	
Ph	8,60
Conductividad (mS/cm)	37,7
Cl- (mg/l)	1950
Dureza Ca (mg/l)	200
Alcalinidad Pf	0,2
Alcalinidad Mf	4,3
MBT	0

Los sólidos analizados dentro del filtrado del lodo tienen un tamaño entre 25 a 150 micras.

### 3.3 RESPUESTA DE LOS PERFILES ELÉCTRICOS

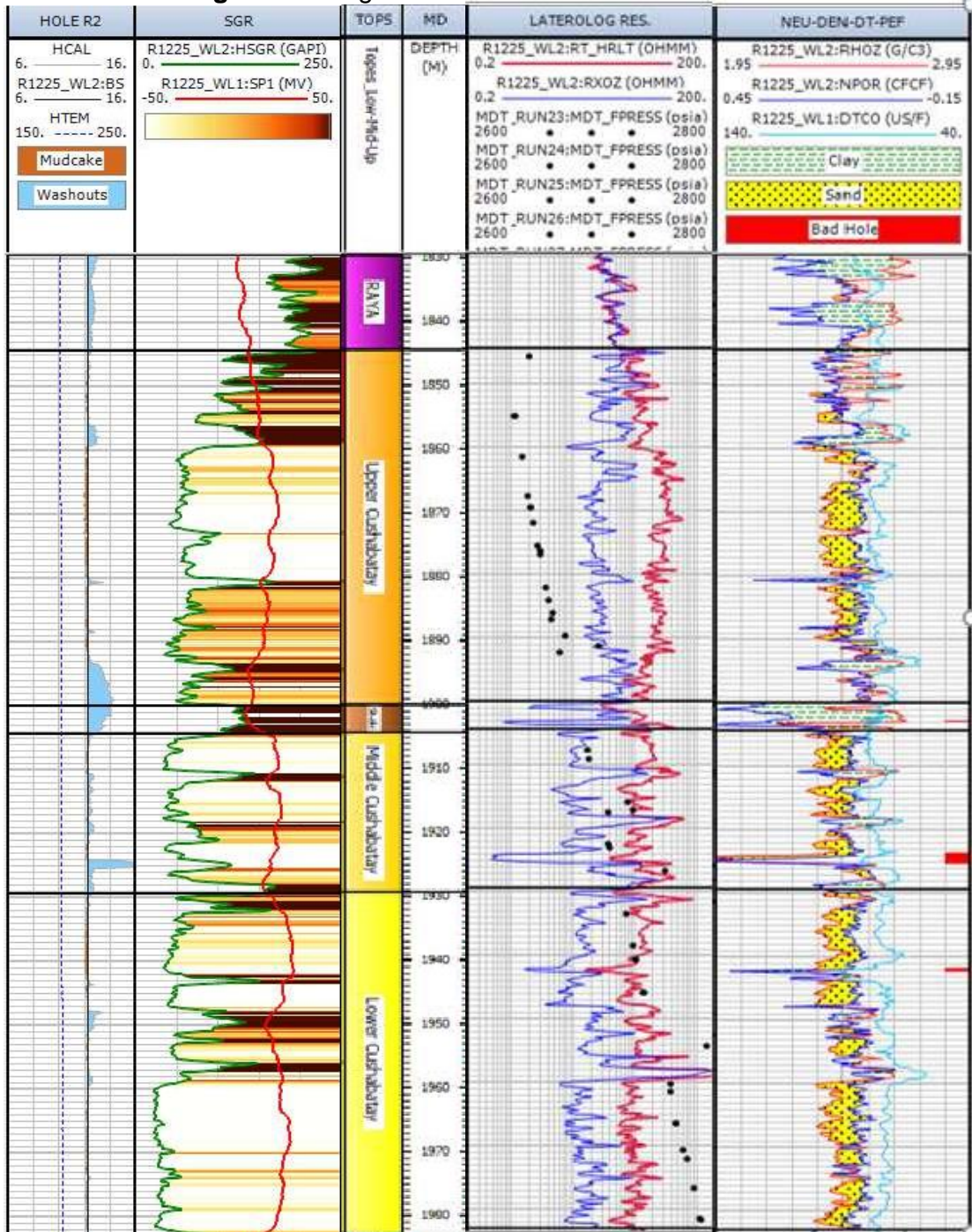
En las figuras 10, 11 y 12 se muestra los perfiles de pozo abierto registrados en los pozos LA-1X, LA-2CD y LA-3X respectivamente en el tramo correspondiente a la formación Cushabatay.

En la pista 1 se muestran las curvas de tamaño del pozo, donde se observa: para el caso del pozo LA-1X una estabilidad en el diámetro en general muy buena ya que el diámetro del hueco coincide con el diámetro de la broca usada, a excepción de la arcilla ubicada entre las unidades Cushabatay Superior y Medio donde se observan agrandamientos en el tamaño de hueco como resultado del lavado de arcillas en un tramo no mayor a 15 pies; para el caso del LA-2CD la cantidad de zonas lavadas presentándose hacia el mismo punto como el pozo LA-1X. Finalmente el pozo LA-3X es el que mejor muestra su condición de diámetro respecto a la broca, ya que solo hay un punto de lavados hacia la sección inferior no mayor a 7 pies.

La pista 2 muestra la curva de GR – perfil litológico donde se observa en general una arena con contenido considerable de arcilla, tal como se describe en la sección anterior. EL volumen de arcilla hacia la sección Cushabatay superior es del orden

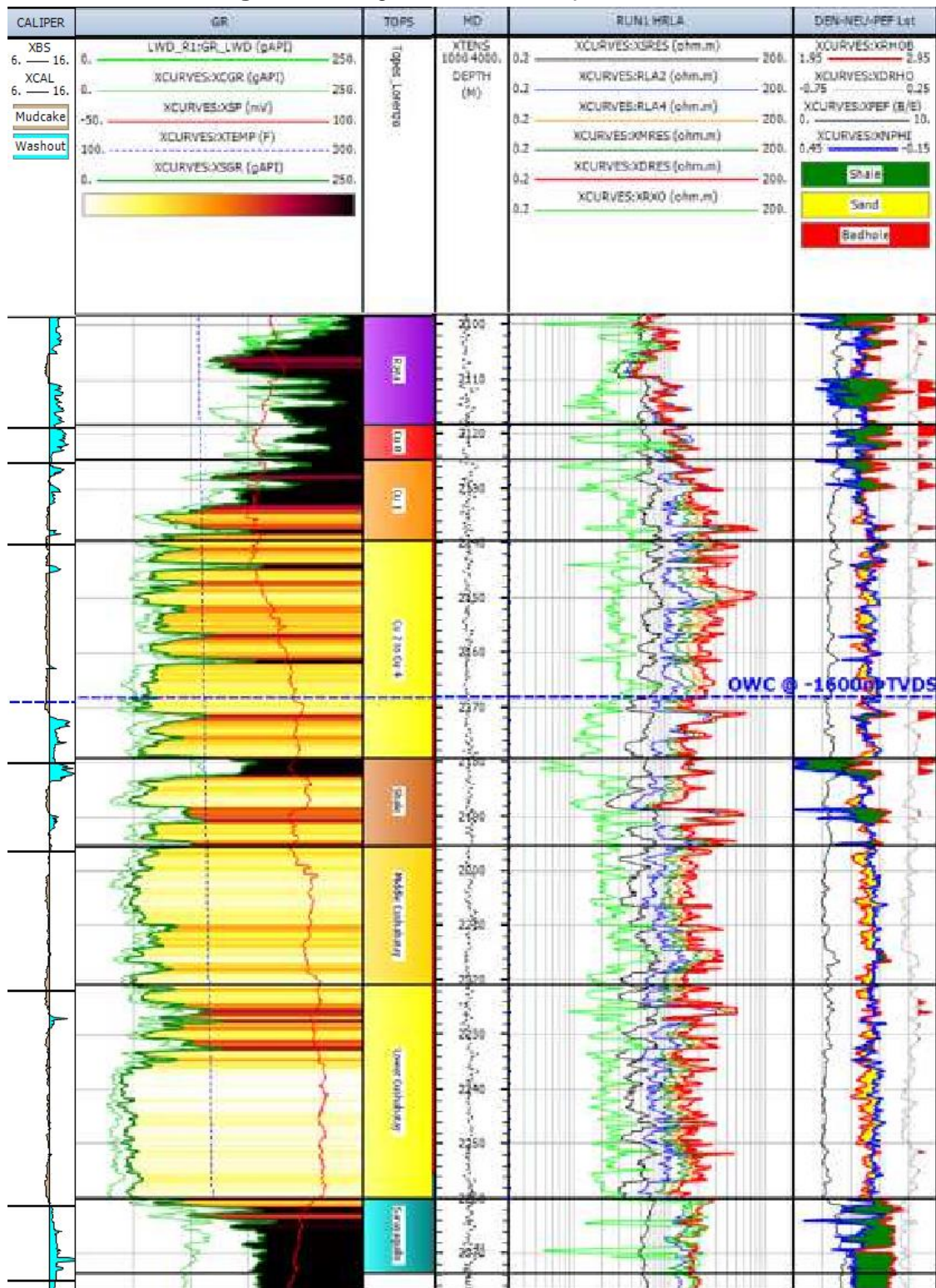
de 15 a 20%, sin embargo, a medida que esta se profundiza los valores bajan incluso alrededor de 7% clasificándose como areniscas limpias, esto en general para los tres pozos.

**Figura 10. Registros eléctricos pozo LA-1X**



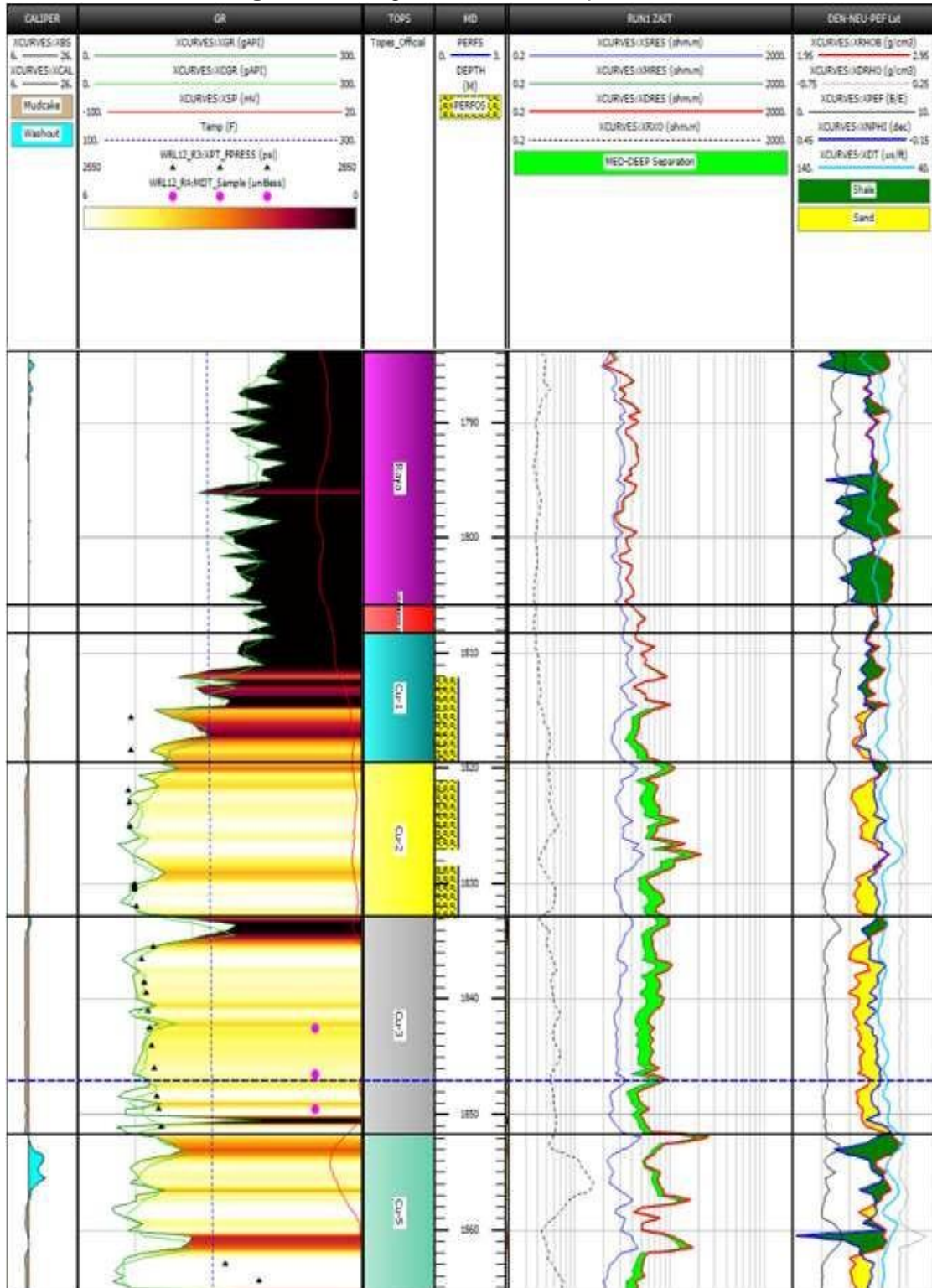
Fuente: Informe análisis SCAL Campo Los Angeles – Corelab.

Figura 11. Registros eléctricos pozo LA-2CD



Fuente: Informe análisis SCAL Campo Los Angeles – Corelab.

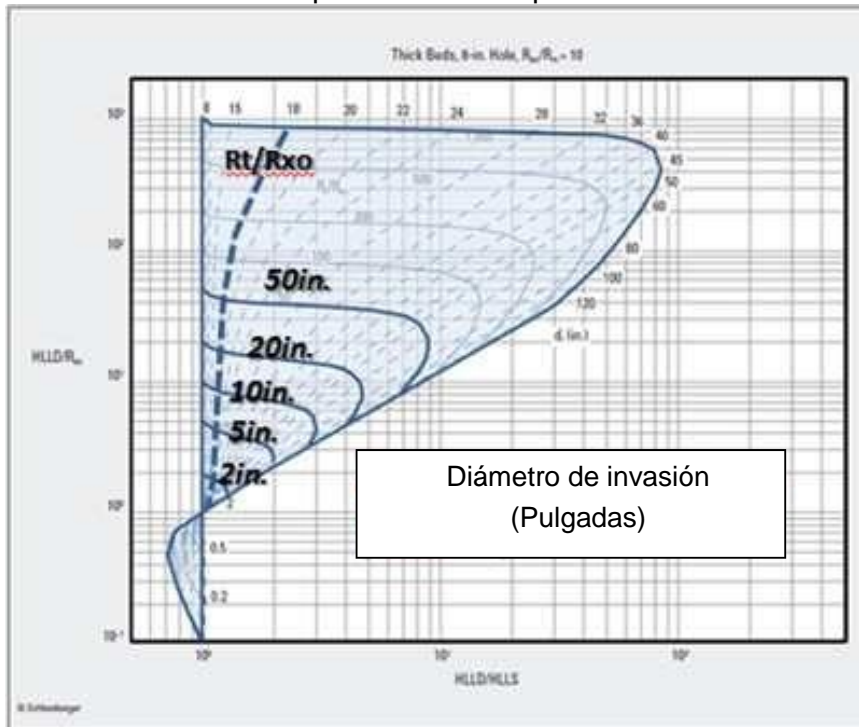
Figura 12. Registros eléctricos pozo LA-3X



Fuente: Informe análisis SCAL Campo Los Ángeles – Corelab.

La empresa proveedora del servicio de registros eléctricos corrige automáticamente todas las mediciones realizadas con sus herramientas por efectos ambientales, sin embargo las resistividades tomadas a través de la formación Cushabatay para los pozos LA-1X, LA-2CD y LA-3X parecieron afectadas por la invasión y en consecuencia se realizó la corrección para este efecto utilizando el método de las curvas de tornado.

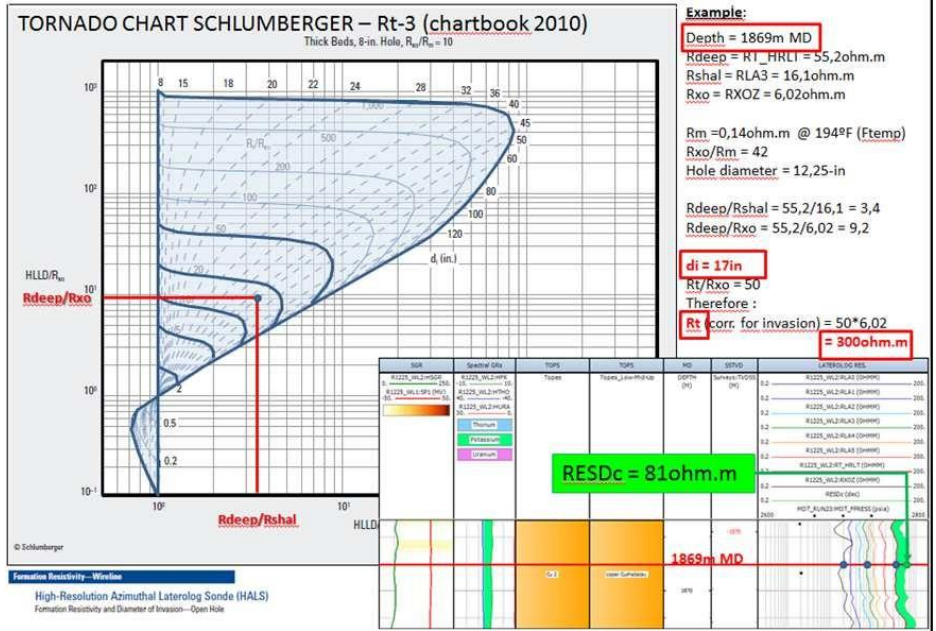
**Figura 13.** Curva de tornado para corrección por invasión de filtrado de lodo



**Fuente:** Interpretación de Registros de hueco abierto - Schlumberger

El diámetro del hueco es de 12.25 pulgadas y la relación entre la resistividad de la zona somera y la resistividad del lodo para los tres pozos es aproximadamente de 40, valores diferentes a los usados en la figura 14, por lo tanto, este grafico es usada como una guía cualitativa para estimar la invasión. Esta corrección fue realizada por el proveedor del servicio usando programas de su propiedad con el que es posible visualizar como ejemplo la determinación del diámetro de invasión para uno de los puntos de interés en el pozo LA-1X.

**Figura 14. Determinación zonas de invasión**



**Fuente:** Interpretación de Registros de hueco abierto - Schlumberger

Aplicando el ejercicio mostrado anteriormente en la figura 14 se realizó la determinación de los diferentes puntos de interés a lo largo de las secciones cañoneadas en los pozos LA-1X, LA-2CD y LA-3X encontrando que las zonas invadidas en las secciones de Cushabatay se encuentran en los rangos que se muestran a continuación.

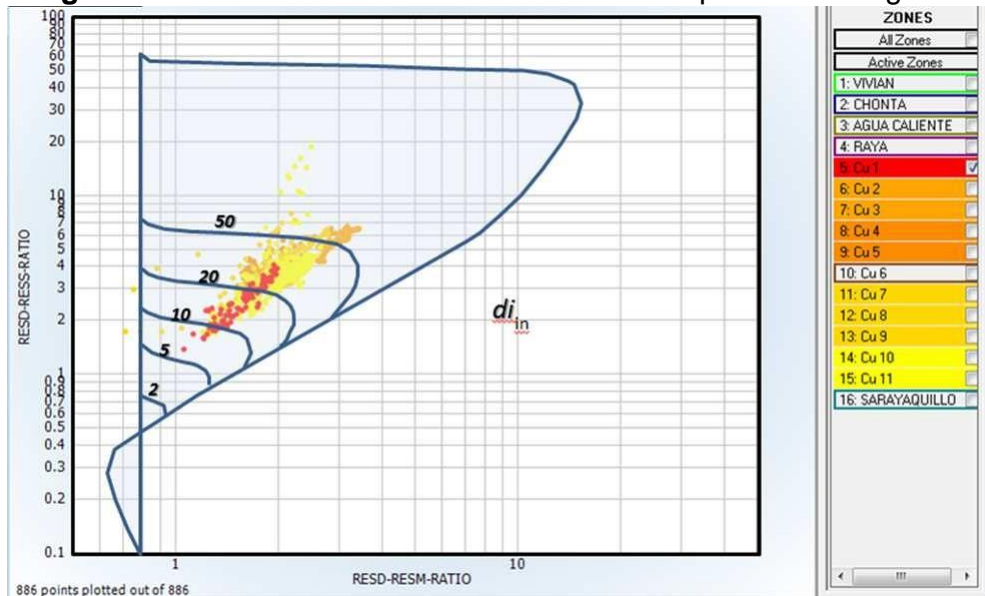
**Tabla 8.** Diámetros de invasión formación Cushabatay pozos Los Ángeles

Sección	Diámetros de invasión (pulg.)		
	LA-1X	LA-2CD	LA-3X
Cushabatay Superior	10-25	7-18	17-32
Cushabatay Medio	21-49	25-52	21-50
Cushabatay Inferior	31-62	25-50	50-65

**Fuente:** Interpretación de Registros de hueco abierto - Schlumberger

Para los tres pozos del campo Los Angeles se evidenció que la diferencia entre los valores de RLA1 y RLA5 es considerable lo que indica invasión profunda, dado que no fue posible hacer una cuantificación exacta para estos pozos y que el método utilizado aunque da un valor numérico es tan solo una forma cualitativa para expresar el rango promedio de pulgadas de invasión que posiblemente ocurrió.

**Figura 15.** Determinación diámetros de invasión pozos Los Ángeles



**Fuente:** Interpretación de Registros de hueco abierto - Schlumberger

### 3.4 EVALUACION DE DAÑO POR INVASION DE FILTRADO

Existen varios mecanismos por los cuales puede restringirse el flujo desde el yacimiento hasta el pozo. En primer lugar, existen aquellos mecanismos que producen precipitados que alteran los poros y la matriz de la roca, y aquellos que alteran la estabilidad química entre los fluidos. También existen daños de origen puramente mecánicos y otros de origen biológico, que no serán tenidos en cuenta. El presente numeral está relacionado solamente con la pérdida de permeabilidad causada durante la etapa de perforación, a fin de ser tenido en cuenta en el daño total obtenido a partir de las pruebas de presión.

**3.4.1 Hinchamiento de Arcillas.** El intercambio catiónico con los fluidos invasores a la formación altera o destruye la estructura cristalina del mineral arcilloso y genera fragmentos que migran y bloquean las vías de flujo. Las principales partículas finas que se hallan en el medio poroso son las arcillas autógenas (caolinita, illita, esmectita y clorita), seguidas por cuarzo, sílice amorfo, feldespatos y carbonato (calcita, dolomita y siderita).

El análisis del daño de la formación se basa en la composición y el contenido de las arcillas y rocas enteras obtenidas del análisis XRD. Los porcentajes se refieren a la composición de roca completa.

- Sensibilidad al ácido HCl. La dolomita se encuentra en cantidad significativa en algunas muestras. Dado que podría ser rico en hierro, por lo que tendería a ser problema porque las interacciones de HCl con compuestos que contienen hierro pueden dar como resultado la precipitación de hidróxido férrico. Siderita está presente como trazas hacia la sección superior del intervalo central.
- Sensibilidad al ácido HF. La dolomita es común en muchas muestras, pero es más abundante hacia la parte superior, alcanzando el 42% en la muestra menos profunda. Los minerales que contienen calcio reaccionan negativamente con HF. La disolución de este mineral libera calcio que se precipita en forma de fluoruro de calcio.
- Migración de finos. Caolinita es notable en casi todas las muestras. Las placas de caolinita son susceptibles de migrar debido a su gran relación superficie-volumen y su unión suelta a las paredes de los poros. Illita también migra, presente en baja-media proporción en todas las muestras.
- Incrustamiento. La anhidrita se presenta en algunas muestras y alcanza hasta el 14% de la roca.

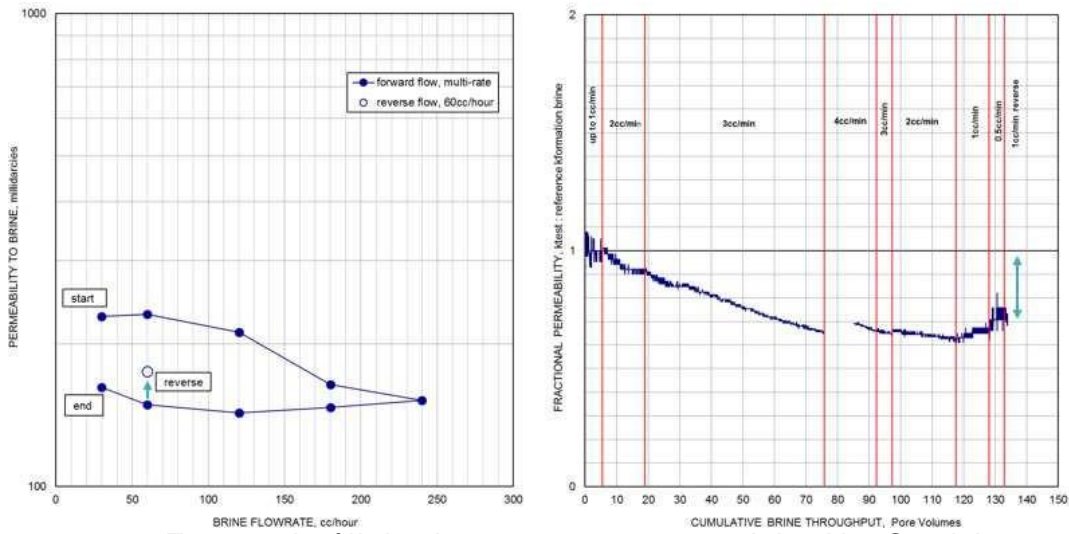
Adicionalmente se considera el efecto del pH del filtrado, teniendo en cuenta que en una formación las arcillas se hinchan al entrar en contacto con el filtrado del fluido de perforación, particularmente si tienen un alto pH. El informe final de lodos proporcionado por la compañía proveedora del servicio indica que el pH del filtrado en el tramo de la formación Cushabatay para los tres pozos de estudio varía entre 9 a 10.5.

En consecuencia, con lo anterior, se descarta el daño por hinchamiento de arcillas de tipo esmectita y montmorillonita que se alteran ante filtrado dulce. Probablemente, en prevención a este fenómeno, la formación Cushabatay fue perforada con lodo salado.

**3.4.2 Migración de Finos.** Respecto al mecanismo de daño por efecto de migración de finos (partículas de 2 a 40 micras) este es de impacto considerable de acuerdo a lo expuesto a continuación:

Las pruebas de velocidad crítica a tasas de laboratorio típicas mostraron reducciones en la permeabilidad por encima de 120 cc/hr con una ligera recuperación a la reducción de las tasas de flujo, como también un ligero aumento en la permeabilidad debido al flujo en reversa, como lo visualiza las flechas azules de la figura 16. Este comportamiento sugiere cierto grado de movilización de finos, la mayoría de los cuales causa daño irreversible a las muestras a nivel de laboratorio.

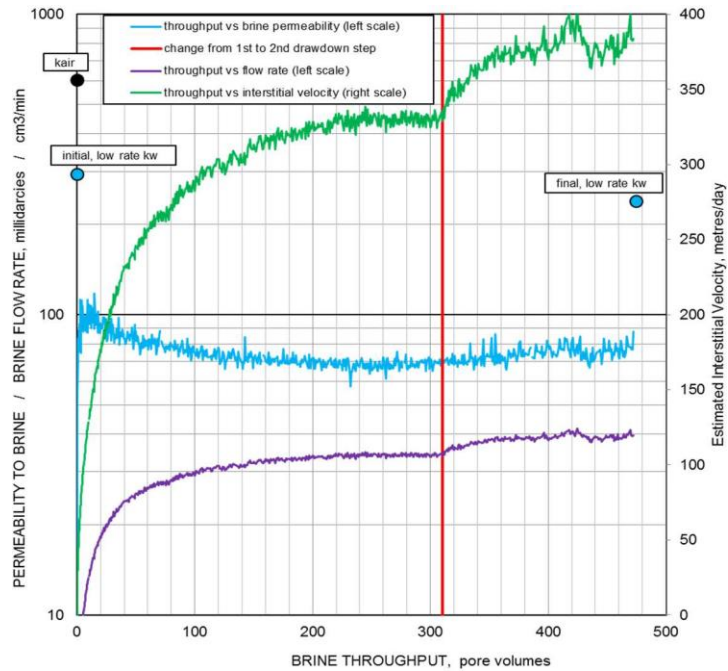
**Figura 16.** Resultados pruebas de velocidad crítica muestra LA-3X



**Fuente:** Análisis de corazones, pozo LA-3X - Corelab

Las pruebas de altas caídas de presión (drawdown) tuvieron un éxito limitado debido a la alta permeabilidad de la roca muestra y a la imposibilidad de alcanzar las caídas de presión deseadas a lo largo de la prueba. Sin embargo los resultados de la prueba arrojaron los siguientes resultados:

**Figura 17.** Resultados pruebas de drawdown muestra LA-3X

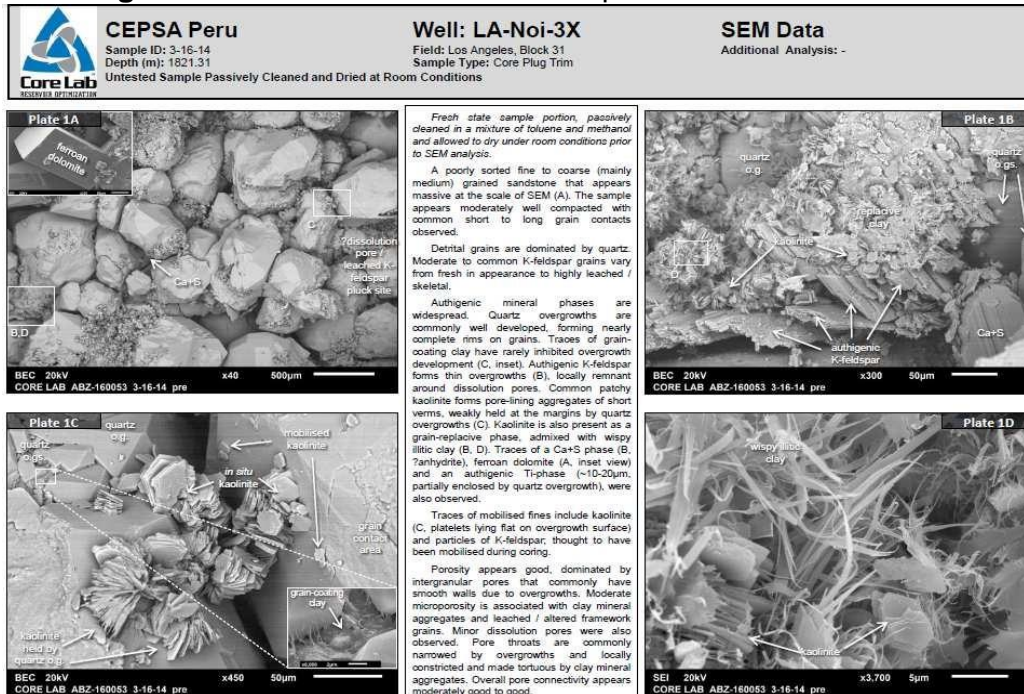


**Fuente:** Análisis de corazones, pozo LA-3X - Corelab

- El máximo DD obtenido bajo condiciones de flujo estable fue de 20 psi.
- La permeabilidad específica a la salmuera bajo condiciones iniciales fue de 293 mD.
- La permeabilidad específica a la salmuera posterior a la prueba de caída de presión fue menor de 100mD, lo cual significa que la pérdida de permeabilidad es alrededor del 65%.
- La permeabilidad específica a la salmuera bajo condiciones finales fue de 238 mD (20% menos que a condiciones iniciales).
- Las altas tasas de flujo obtenidas (@ DD=20 psi) no dañaron o destruyeron la roca muestra.

En la figura a continuación se observa las fotografías como resultado del análisis SEM anterior a las pruebas. La descripción corresponde a la tabla 6, para destacar la caolinita se encuentra como material entre los granos y muy poca cantidad en forma de plaquetas individuales lo cual sería indicativo de finos móviles. La porosidad es buena, dominada por poros intergranulares que tienen paredes lisas debido a los sobre crecimientos. Micro porosidad es moderada y está asociada con alteración de los minerales de arcilla. Las gargantas de poro se observan estrechas debido al sobre crecimiento lo que hace los caminos de flujo más tortuoso por los minerales de arcilla agregados, sin embargo la conectividad global de los poros es de moderado a bueno.

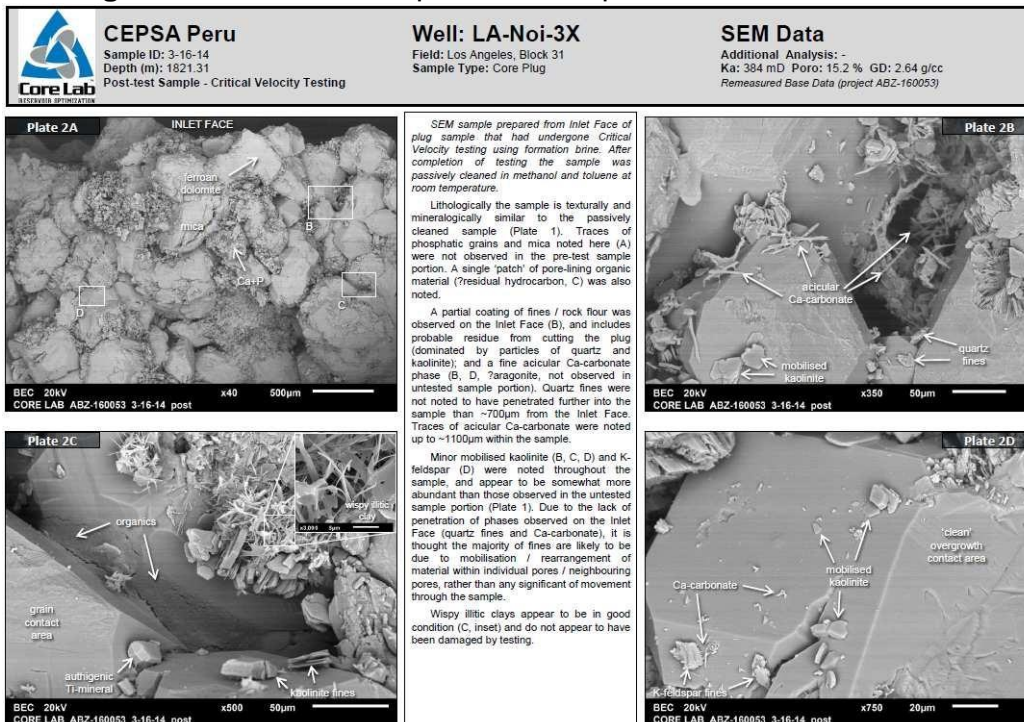
**Figura 18. Análisis SEM anterior a la prueba de velocidad critica**



Fuente: Análisis de corazones, pozo LA-3X - Corelab

Litológicamente el análisis SEM evidencia resultados similares en textura y mineralogía a la muestra anterior a la prueba de flujo. Se observaron trazas de granos fosfáticos, adicionalmente caolinita y feldespatos a lo largo de la muestra en mayor cantidad que los observados en la muestra virgen. Debido a la falta de penetración de las fases observadas en la cara de entrada del fluido de prueba (finos de cuarzo y carbonato de calcio) se piensa que la mayoría de los finos probablemente serian debido a la movilización o reorganización del material dentro de los poros individuales o vecinos y también bajo movimiento significativo a través de la muestra.

**Figura 19. Análisis SEM posterior a la prueba de velocidad critica**



**Fuente: Análisis de corazones, pozo LA-3X - Corelab**

Como se observó en las fotografías del análisis SEM (figuras 18 y 19) durante las pruebas de velocidad crítica a altas tasas se evidencio una reducción en la permeabilidad. En estas imágenes se mostraron muy pocos finos móviles pre-pruebas pero presencia considerable de finos móviles (caolinita en su mayoría) después de la prueba. Por lo tanto se sugiere de las pruebas analizadas que la movilización de finos será un problema a altas tasas de flujo.

**3.4.3 Taponamiento de Poros e Invasión de Partículas.** En la tabla 12 se muestra el resumen del cálculo del diámetro de la garganta poral en micras calculado a

diferentes profundidades para los pozos del campo Los Angeles a partir de la permeabilidad y la porosidad efectiva. La garganta poral o radio hidráulico se calculó con la ecuación utilizada por LEONTARITIS K.J.<sup>14</sup>

**Tabla 9.** Calculo diámetro garganta poral pozo LA-1X

DIAMETRO GARGANTA PORAL LA-1X			
MD m	Porosidad	Permeabilidad	rH
1855	0,18	205	10,60
1870	0,17	110	7,99
1875	0,16	95	7,65
1886	0,14	82	7,60

**Tabla 10.** Calculo diámetro garganta poral pozo LA-2CD

DIAMETRO GARGANTA PORAL LA-2CD			
MD m	Porosidad	Permeabilidad	rH
2135	0,15	20	3,63
2140	0,13	29	4,69
2145	0,17	95	7,42
2150	0,15	100	8,11

**Tabla 11.** Calculo diámetro garganta poral pozo LA-3X

DIAMETRO GARGANTA PORAL LA-3X			
MD m	Porosidad	Permeabilidad	rH
1815	0,15	390	16,01
1822	0,18	1010	23,52
1825	0,16	350	14,69
1830	0,17	450	16,16

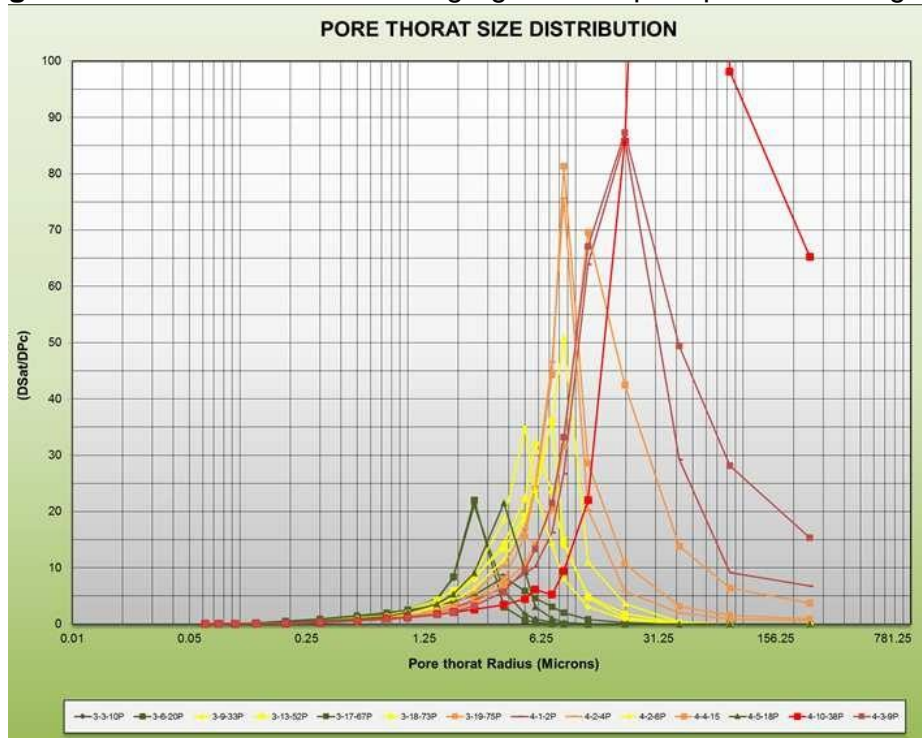
<sup>14</sup> K.J. Leontaritis, A Systematic Approach for the Prevention and Treatment of Formation Damage Caused by Asphaltene Deposition, 1994.

**Tabla 12.** Resumen diámetros garganta poral pozos Los Ángeles formación Cushabatay

DIAMETRO PROMEDIO DE LA GARGANTA PORAL (micras)					
Prof (m)	LA-1X	Prof (m)	LA-2CD	Prof (m)	LA-3X
1855	10,60	2135	3,63	1815	16,01
1870	7,99	2140	4,69	1822	23,52
1875	7,65	2145	7,42	1825	14,69
1886	7,60	2150	8,11	1830	16,16

Las figuras 20 y 21 que se muestran a continuación hacen parte del estudio realizado por el laboratorio contratado para el análisis de los corazones, donde se puede concluir que los radios hidráulicos o diámetros promedio de garganta de poro calculados que se presentan en la tabla 12 se encuentran dentro de los rangos medidos a nivel de laboratorio.

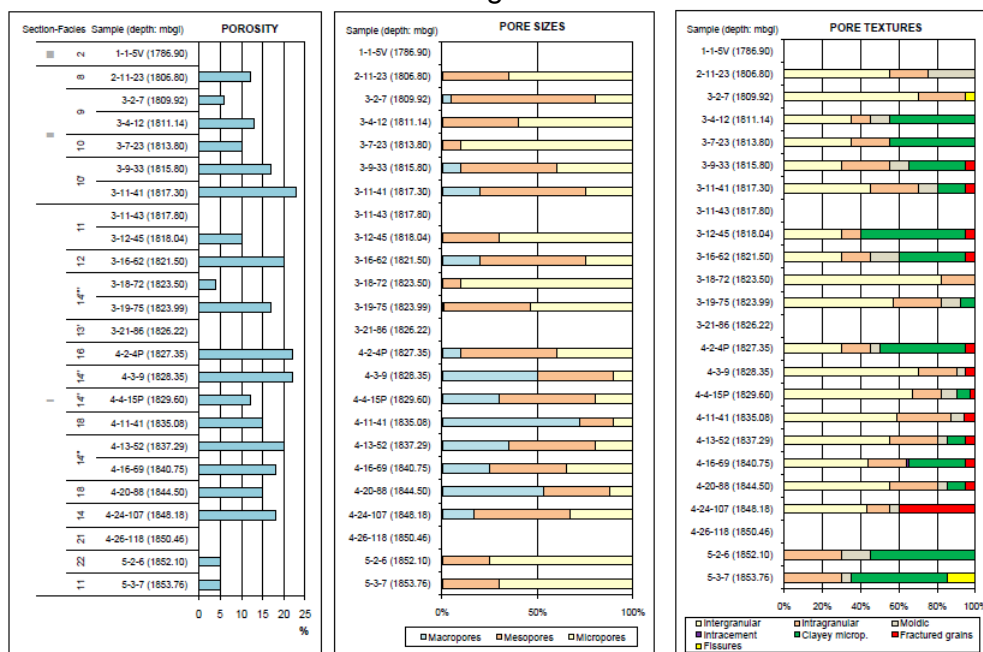
**Figura 20.** Distribución diámetros gargantas de poro pozos Los Ángeles



**Fuente:** Análisis petrofísico pozo LA-3X - Schlumberger



**Figura 22.** Gráficos descriptivos sistema poral formación Cushabatay campo Los Angeles.



**Fuente:** Análisis de corazones, pozo LA-3X - Corelab

Teniendo en cuenta que el diámetro de la garganta poral, calculado a partir de la permeabilidad y la porosidad para toda la zona de interés en los tres pozos, se encuentra en un rango entre 4 y 24 micras, se concluyó que el tamaño de las partículas densificantes (CaCO<sub>3</sub>) utilizadas en el lodo POLYTRAXX no puedan ingresar a la formación.

En los tres pozos, las partículas densificantes son mayores a 1/3 de la garganta poral (4 – 24 micras), hecho que descarta el daño a la formación por taponamiento, dado que dichas partículas se puentean y forman revoque externo.

### 3.5 EVALUACION DE DAÑO POR FRACTURAMIENTO DURANTE LA PERFORACION

La información disponible resulta insuficiente para estimar de manera confiable la presión de fractura en los tres pozos del campo Los Angeles, debido a que los métodos existentes para evaluarla, requieren de los perfiles gamma ray, densidad y sónico de toda la secuencia perforada y no se cuenta con la totalidad de esta información. El perfil de densidad, necesario para calcular la presión de sobrecarga, cubre únicamente el intervalo de la formación Cushabatay. Esto obliga a suponer valores de densidad de la secuencia por encima de la zona de interés hasta superficie.

El perfil sónico, necesario para calcular la presión de poro solo se tomó en uno de los pozos y cubre únicamente parte del intervalo determinado. Otro parámetro necesario para calcular la presión de poro que se desconoce, es el exponente “a” incluido en el modelo de Eaton, el cual es característico para cada cuenca. Finalmente, aunque se dispone de un valor de densidad de fractura dado por el Leak Off Test (LOT), las presiones de poro y de sobrecarga obtenidas no son confiables y por tanto también resulta no confiable la presión de fractura.

### 3.6 EVALUACIÓN DE DAÑO POR PRECIPITACIÓN DE ORGÁNICOS

**3.6.1 Estabilidad de los Componentes Asfálticos Campo los Ángeles.** El proceso para la determinación del impacto en la producción en el daño de formación debido a la presencia de orgánicos se llevó a cabo incluyendo el análisis PVT de los fluidos, análisis de presiones, análisis fisicoquímicos y termodinámicos de los fluidos, modelamiento de compuestos orgánicos (asfaltenos y parafinas) e inorgánicos (escamas) y análisis detallado de la información de campo disponible.

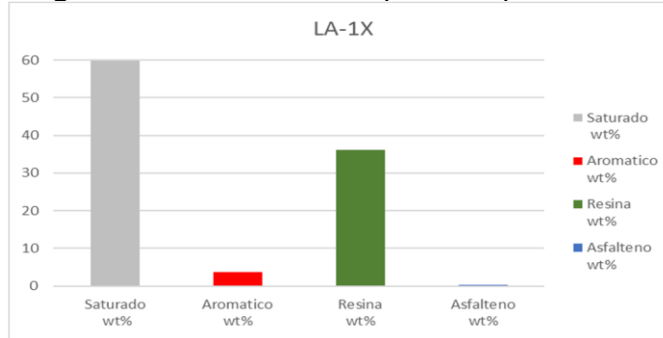
**Tabla 13.** Resultados análisis SARA pozo Los Ángeles

Pozo	Saturado wt%	Aromatico wt%	Resina wt%	Asfalteno wt%	Total wt%
LA-1X	59,8	3,7	36,1	0,4	100
LA-2CD	44,3	6,6	48,7	0,4	100
LA-3X	88	10,1	1,4	0,5	100

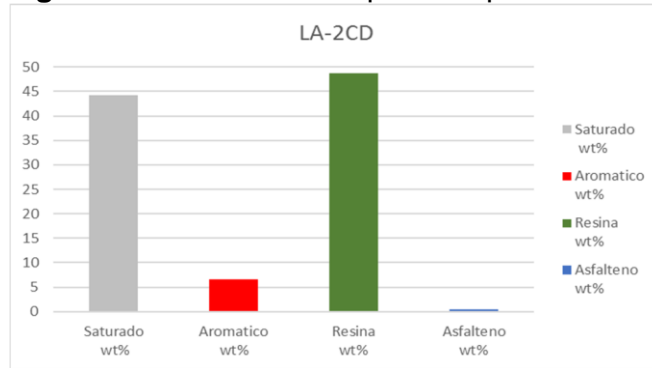
**Fuente:** Informe Análisis Laboratorio - Laboratorio Proasem

Los datos presentados en la tabla anterior fueron tomados del informe del laboratorio que suministro el servicio de toma de muestra y análisis de la información arrojada durante la evaluación de fluido tipo SARA. De los pozos del campo el que mayor contenido de asfaltenos muestra es el LA-3X y con mucho mayor contenido de saturados igualmente. Como se puede observar en el siguiente grupo de gráficos, este crudo tiene un alto contenido de saturados, condición desfavorable para la estabilidad de los asfaltenos.

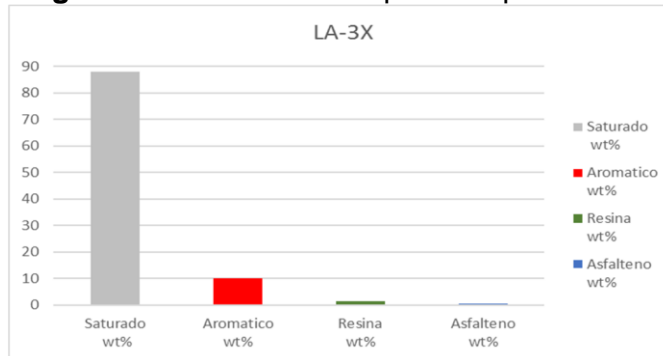
**Figura 23.** Análisis SARA petróleo pozo LA-1X



**Figura 24.** Análisis SARA petróleo pozo LA-2CD



**Figura 25.** Análisis SARA petróleo pozo LA-3X

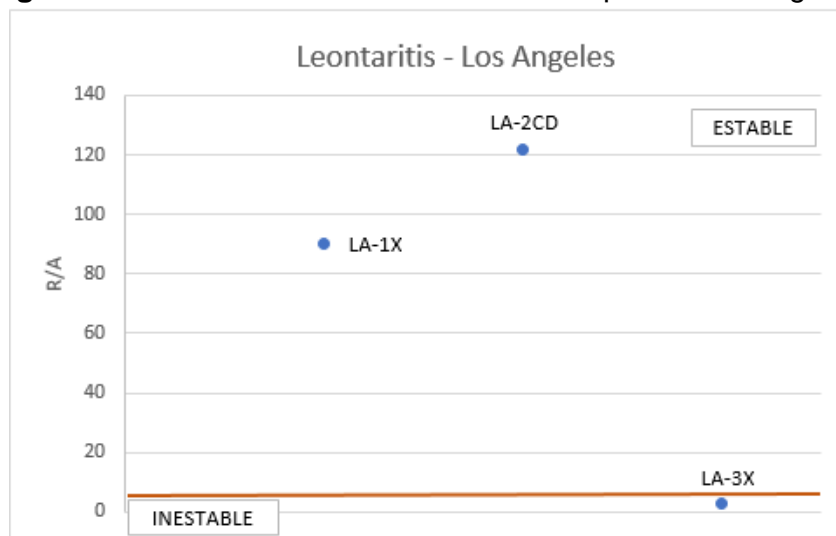


La estabilidad de los asfaltenos se evaluó por los métodos de Leontaritis (R/A), Índice de Inestabilidad Coloidal (CII) y STANKIEWICZ.

En la figura 26 se tiene el resultado al aplicar el criterio Leontaritis; se puede observar que los crudos de los pozos LA-2CD y LA-1X presentan condición estable mientras que el LA-3X se encuentra en la zona inestable. Este criterio indica que hay la suficiente cantidad de resinas para estabilizar los asfaltenos presentes en los casos del LA-2CD y LA-1X. Los rangos de la gráfica son los siguientes:

- R/A > 3.0 Estado Estable
- 2.0 < R/A < 3.0 Estado Metaestable
- R/A < 2.0 Estado Inestable

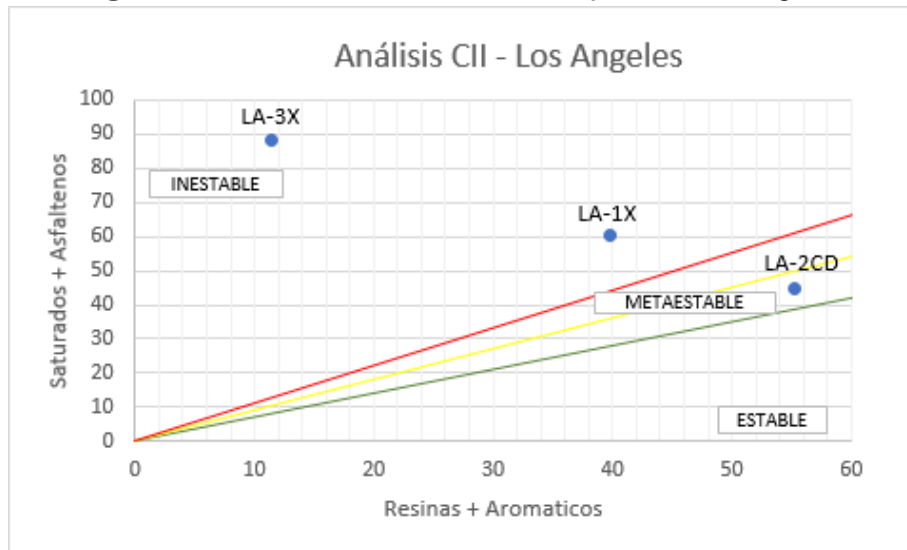
**Figura 26.** Análisis de estabilidad Leontaritis pozos Los Ángeles



El segundo criterio aplicado es el Índice de Inestabilidad Coloidal – CII. El Índice de Inestabilidad Coloidal (CII), es un parámetro para medir la inestabilidad de los asfaltenos en el crudo. Se define como la relación:

$$C.I.I = \frac{\text{Saturados} + \text{Asfaltenos}}{\text{Resinas} + \text{Aromáticos}}$$

**Figura 27.** Análisis de estabilidad CII pozos Los Ángeles



Los rangos de la gráfica son los siguientes:

$CII > 1.1$  Estado Inestable

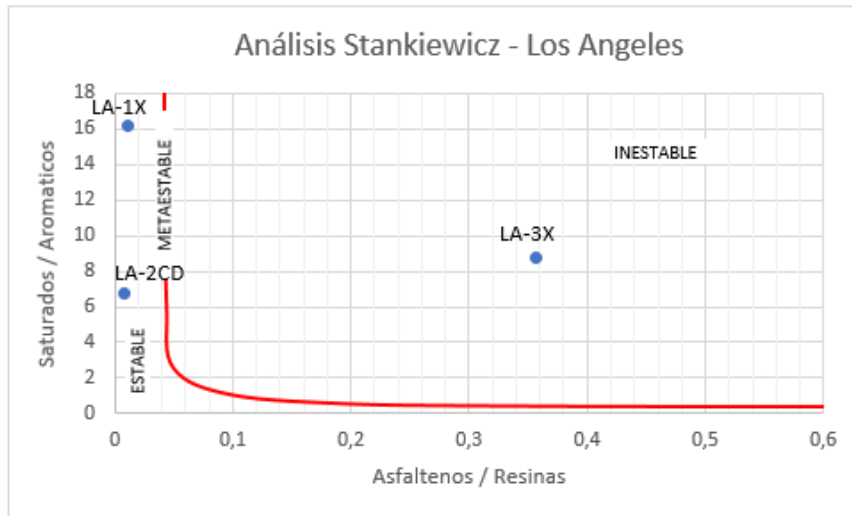
$0.7 < CII < 1.1$  Estado Metaestable

$CII < 0.7$  Estado Estable

El valor del CII está fuertemente influenciado por el alto contenido de saturados en la muestra y la baja concentración de aromáticos. Por dicha razón se observa que, aunque en el primer método empleado el LA-2CD una condición que metaestable, lo que significa que no es predecible y puede no ocurrir problemas de inestabilidad. Sin embargo, respecto al LA-3X este definitivamente confirma de nuevo bajo este método la condición inestable.

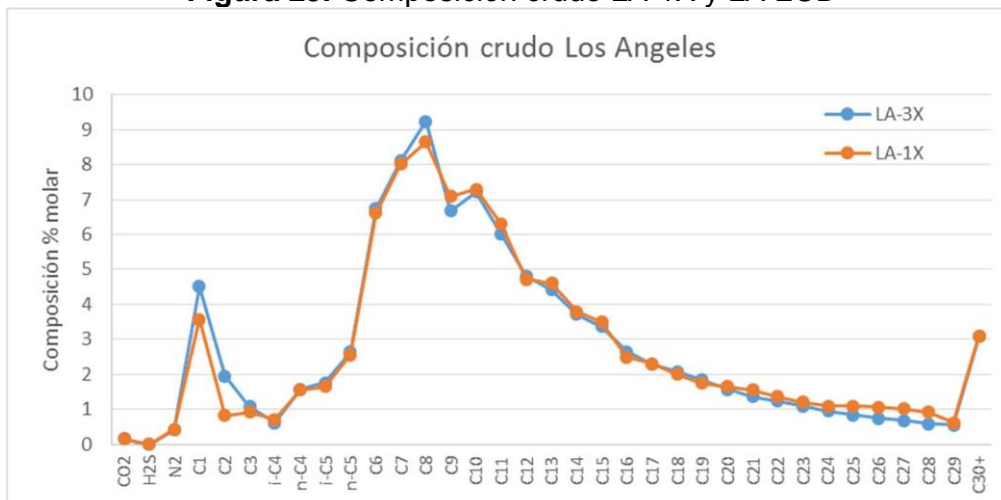
El tercer método empleado para analizar la estabilidad de los asfaltenos es el de STANKIEWICZ PLOT. El correlaciona los saturados y aromáticos con las resinas y los asfaltenos. En la figura 28 se tiene el resultado al aplicar este criterio; se puede observar que el crudo del pozo LA-3X nuevamente aparece en la zona inestable debido al bajo contenido de resinas y la gran cantidad de saturados que ocasiona la inestabilidad de los asfaltenos.

**Figura 28.** Análisis de estabilidad Stankiewicz pozos Los Ángeles



De Boer et al, (de Boer, 1995) propusieron diferentes criterios para distinguir crudos que presentan problemas de asfaltenos de aquellos que no presentan. Experiencias de campo indican que los asfaltenos son más estables en crudos pesados que en crudos livianos con poco contenido de asfaltenos. De Boer encontró que los problemas de inestabilidad de asfaltenos generalmente se presentan en crudos livianos con una alta concentración en C1-C3 y con un bajo contenido de C7+, con puntos altas presión de burbuja y una alta compresibilidad. Estos crudos tienen generalmente un bajo contenido de asfaltenos.

**Figura 29.** Composición crudo LA-1X y LA-2CD



En este caso, los crudos de Los Angeles son fluidos de API alto (43.5 °API), con una concentración baja de componentes livianos menor al 40% molar (N<sub>2</sub>, CO<sub>2</sub>, C<sub>1</sub>- C<sub>3</sub>), un contenido de C<sub>7</sub>+ del 10 %, una Pb de 256 Psia y Pyto de 2650 Psia; indicándonos que la probabilidad de que los asfaltenos estén a condiciones de yacimiento inestables es baja.

**3.6.2 Estabilidad de los Componentes Parafínicos Campo Los Ángeles.** La estabilidad de las parafinas en el crudo está influenciada principalmente por la temperatura a la que se encuentra el fluido. La temperatura promedio del yacimiento en los pozos LA-1X, LA-2CD y LA-3X es de 195 °F, muy por encima de los puntos de fluidez (Cloud Point) de estos crudos, indicando que los compuestos Parafínicos que contiene el crudo de los pozos del campo Los Ángeles están en solución en condición estable.

**Tabla 14.** Contenido de parafina crudos campo Los Ángeles

<b>Crudo</b>	<b>Temp Ycto °F</b>	<b>Aparición ceras °F</b>	<b>Cont parafina %W</b>	<b>Condición</b>
LA-1X	195	84.2	6.5	Estable
LA-2CD	195	85.1	9.3	Estable
LA-3X	195	90.6	16.9	Estable

**3.6.3 Estabilidad de los Naftenatos de Calcio del Crudo Campo Los Ángeles.** La evaluación y estimación de la cantidad de naftenatos de calcio depositados a condiciones de yacimiento se realizó con base al modelo de Murtala A. Mohammed (Thermodynamic modelling of calcium naphthenate formation: Model predictions and experimental results), el cual utiliza los volúmenes de aceite y agua, pH, temperatura y presión del yacimiento, para su estimación.

Los crudos de los pozos Los Angeles: LA-1X, LA-2CD y LA-3X presentan un bajo valor en el TAN (Total Acid Number) siendo 0.04 mgKOH/Kg, 0.07 mgKOH/Kg y 0.02 mgKOH/Kg respectivamente, lo que indica menores probabilidades de producir y precipitar naftenatos de calcio en el medio poroso a partir de la interacción de los ácidos nafténicos con los cationes libres. Las presiones de fondo y sus bajas caídas de presión a lo largo de la producción impiden la liberación del CO<sub>2</sub> gaseoso y por lo tanto la reducción del pH del sistema acuoso, actuando negativamente en la producción de naftenatos de calcio. Sin embargo este comportamiento negativo en la generación de naftenatos de calcio está relacionado directamente con problemas de precipitación de carbonato de calcio, debido a que el descenso de la presión genera una disminución en la solubilidad del carbonato de calcio generando la precipitación del mismo.

En la tabla 15 se muestran los cálculos realizados para el pozo LA-1X teniendo en cuenta la producción diaria antes de la primera prueba de restauración de presión durante la fase de prueba extensa de producción, el cual presenta algunas condiciones más críticas que puedan alterar el comportamiento de los ácidos nafténicos, tales como el corte de agua y el pH. Al disminuir la presión en el yacimiento, la solubilidad del carbonato de calcio disminuye ocasionando posteriormente su precipitación y consecuentemente su depositación formando escamas.

**Tabla 15.** Estimación de la solubilidad del (CaCO<sub>3</sub>) y formación de naftenatos de calcio a condiciones de yacimiento

Presión psi	Temp Ycto °F	CaCO <sub>3</sub>	Ca <sup>++</sup>	Naftenato grs
2650	195	0.03	0.0121	-
2450	195	0.029	0.0118	-
2200	195	0.028	0.0114	-

Al presentar una baja concentración en el dióxido de carbono, es menos probable una disminución en el pH in-situ, y producir las condiciones adecuadas para que los radicales libres de los tetracarboxilatos de los ácidos nafténicos se unan con los cationes libres como el Ca<sup>+2</sup>. La alta temperatura de yacimiento y los bajos valores en el TAN (Total Acid Number) generan pocas probabilidades para la formación y precipitación de los naftenatos de calcio.

Teniendo en cuenta lo anterior, podemos concluir que a condiciones de yacimiento en los pozos LA-1X, LA-2CD y LA-3X no hay formación de naftenatos de calcio.

### **3.7 COMPORTAMIENTO DE LA VISCOSIDAD DE LOS CRUDOS DE LOS POZOS LOS ANGELES A DIFERENTES CORTES DE AGUA DE FORMACIÓN A CONDICIÓN DE YACIMIENTO**

Una emulsión es una suspensión cuasi-estable de finas gotas de un líquido dispersas en otro. El líquido presente como pequeñas gotas es la fase dispersa o interna, mientras que el líquido que lo rodea es la fase continua o externa. Las emulsiones algunas veces son clasificadas de acuerdo con el tamaño de las gotas dispersas; considerándose como macro emulsión cuando el rango de las gotas es de 10 a 150 micras y como micro emulsión o micela cuando el tamaño de gotas varía de 0.5 a 50 micras.

Una emulsión normal es aquella en la cual la fase continua es el aceite y la fase dispersa es el agua; la fracción de agua en la emulsión puede estar entre 10 y 35%. Se le llama emulsión normal porque es la más común y está presente en la mayoría de los campos petroleros. La presencia de emulsiones es un problema bastante común en campos petroleros y romperlas, o sea separar las fases componentes, es a veces tan costoso que puede representar un alto porcentaje del costo de producción de un barril de crudo.

Para evaluar el impacto del corte de agua sobre la formación de emulsiones a condición de yacimiento se utilizó la correlación de Taylor.

$$\frac{\mu_{eff}}{\mu_o} = 1 + \left( \frac{\mu_o + \frac{5}{2}\mu_l}{\mu_o + \mu_l} \right) \phi$$

$\mu_{eff}$  = Viscosidad efectiva, cp

$\mu_o$  = Viscosidad de la fase continua, cp

$\mu_l$  = Viscosidad de la fase dispersa, cp

$\phi$  = fracción en volumen de la fase dispersa

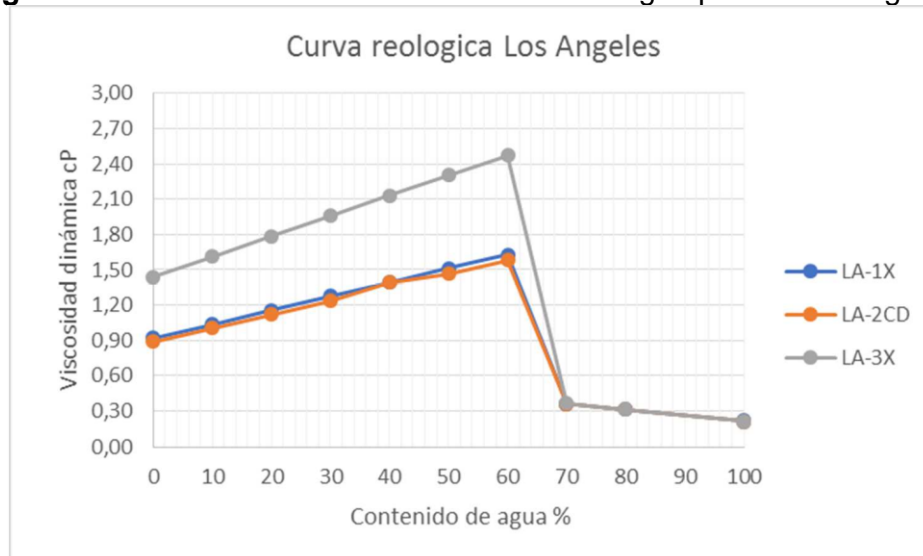
Los datos utilizados para evaluar el comportamiento de la viscosidad de la mezcla crudo-agua de formación a diferentes cortes de agua y a diferentes temperaturas para los crudos de los pozos Los Ángeles se listan en la tabla 16.

**Tabla 16.** Propiedades reológicas fluidos pozos Los Ángeles

<b>Crudo</b>	<b>Temp Ycto °F</b>	<b>Presión Ycto psi</b>	<b>Viscosidad crudo - cP</b>	<b>Viscosidad agua - cP</b>
LA-1X	195	2650	0.92	0.216
LA-2CD	195	2650	0.89	0.216
LA-3X	195	2650	1.44	0.216

El comportamiento de la viscosidad de la mezcla crudo –agua a diferentes cortes de agua a condición del yacimiento, para los pozos Los Ángeles se ilustra en la figuras 30.

**Figura 30.** Análisis viscosidad Vs contenido de agua pozos Los Ángeles



Se observa que la viscosidad efectiva se incrementa con el aumento del corte de agua, esto significa que a medida el corte de agua se va incrementando con el tiempo de producción, el daño por emulsiones en el medio poroso (bloqueo por emulsiones) va en aumento generando un detrimento en el potencial de producción de crudo. Para los crudos de LA-1X y LA-2CD con un corte de agua del 60% el incremento de la viscosidad efectiva es del orden del 78 y para el LA-3X está en el orden del 72%.

### 3.8 EVALUACIÓN DE DAÑO POR PRECIPITACIÓN DE INORGÁNICOS

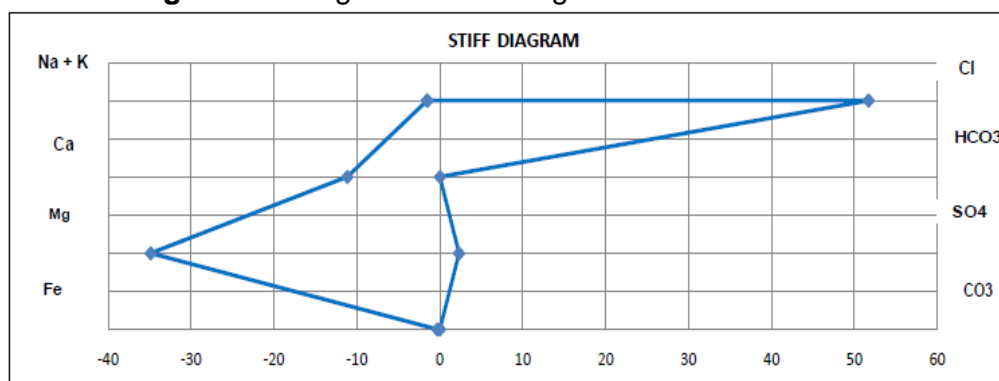
En esta sección se realizará la descripción del comportamiento termodinámico de la fracción acuosa del yacimiento para estimar la estabilidad de los compuestos inorgánicos que contiene el agua de formación, determinar las condiciones de precipitación de las escamas, la formación y/o interacción en el medio poroso para evaluar el daño de formación ocasionado y su impacto en la producción de los pozos del campo Los Angeles a partir de los análisis realizados al agua de formación del pozo LA-3X muestreado en cabeza como se detalla en las siguientes tabla y figura.

**Tabla 17.** Caracterización fisicoquímica agua de formación LA-3X

Componentes	Método	Resultado	Unidad	meq / L
<b>CATIONES</b>				
Sodio	S.M 3111 B	100,7	mg Na /L	4,38
Potasio	S.M 3111 B	7,75	mg K /L	0,20
Calcio	S.M 3500-Ca B	100,6	mg Ca /L	5,02
Magnesio	S.M 3500 Mg- B	16,89	mg Mg /L	1,40
Bario	S.M. 3111 D	0,058	mg Ba /L	0,00
Hierro Total	S.M 3030 E - S.M. 3111 B	81,872	mg Fe /L	2,93
<b>ANIONES</b>				
Cloruros	S.M 4500 Cl-B	1100	mg Cl-/L	31,03
Sulfatos	S.M 4500-SO4 E	289,9	mg SO4 /L	6,04
Carbonatos	S.M 2320-B	3,0	mg CaCO3/L	0,10
<b>COMPONENTES ADICIONALES</b>				
Alcalinidad	S.M 23220 B	28	mg/ L CaCO3	
Bicarbonatos	S.M 2320- B	28	mg CaCO3/ L	
Estroncio	S.M 3500 Sr-B	0,010	mg/L	
Acidez Total	S.M 2310 B	30	mg CaCO3/L	
Hidroxidos	S.M 2320	3	mg CaCO3/L	
Color real	S.M 2120 C	6	U pt-Co	
Dureza Calcica	S.M 3500 Ca B	251	mg CaCO3/ L	
Dureza Magnesica	S.M 3500 Mg B	70	mg CaCO3/ L	
Dureza Total	S.M 2340 C	321	mg/L CaCO3	
Salinidad	S.M 2520-B	1,83	mg /L	
Olor Cualitativo	Cualitativo	Acceptable		
Sabor Cualitativo	Cualitativo	Acceptable		
Manganeso	S.M 3030 E - SM 3111 B	0,375	mg Mn/L	
Turbiedad	S.M 2130-B	1458,00	NTU	
Indice Langelier	Aquachem 5.1	-0,77	Corrosiva	
Indice Ryznar	Aquachem 5.1	9,20	Corrosiva	

**Fuente:** Informe Análisis Laboratorio - Laboratorio Proasem

**Figura 31.** Diagrama de Stiff agua de formación LA-3X



**Fuente:** Informe Análisis Laboratorio - Laboratorio Proasem

Para la predicción de la formación de incrustaciones se utiliza el valor de índice de saturación; el índice de saturación está dado en función de las propiedades fisicoquímicas del agua; valor positivo del índice de saturación indica que se precipitan las sales analizadas porque se tiene una solución sobresaturada en esas especies; valor negativo indica que la solución formada es insaturada y por tanto puede mantener las especies en solución; valor cero corresponde a una solución en equilibrio.

**Tabla 18.** Índice de saturación y capacidad de incrustamiento agua de formación LA-3X a condiciones de cabeza de pozo (31.8 °C – 115 psi)

Compuestos	Índice de Saturación	Cap. Incrustamiento mg/L
CaCO <sub>3</sub>	-0,872	No presenta saturación
CaSO <sub>4</sub> *2H <sub>2</sub> O	-1,807	No presenta saturación
CaSO <sub>4</sub> *0,5H <sub>2</sub> O	-1,544	No presenta saturación
CaSO <sub>4</sub>	-2,408	No presenta saturación
BaSO <sub>4</sub>	0,312	0,045
SrSO <sub>4</sub>	-3,785	No presenta saturación

**Tabla 19.** Índice de saturación y capacidad de incrustamiento agua de formación LA-3X a condiciones de yacimiento (90.6 °C – 2650 psi)

Compuestos	Índice de Saturación	Cap. Incrustamiento mg/L
CaCO <sub>3</sub>	-0,453	No presenta saturación
CaSO <sub>4</sub> *2H <sub>2</sub> O	-1,947	No presenta saturación
CaSO <sub>4</sub> *0,5H <sub>2</sub> O	-1,779	No presenta saturación
CaSO <sub>4</sub>	-2,005	No presenta saturación
BaSO <sub>4</sub>	-0,076	No presenta saturación
SrSO <sub>4</sub>	-3,764	No presenta saturación

La figura anterior muestra los índices de saturación calculados según el modelo de Jhon Odo & Thompson del cual se puede concluir que el agua de formación del campo Los Angeles es insaturada para la mayoría de los minerales dado su carácter negativo en la determinación de los índices de saturación. Únicamente se observa tendencia a la precipitación del sulfato de bario con una capacidad de incrustamiento de 0.045 mg/L a condiciones de cabeza y en cuanto a las condiciones de yacimiento este compuesto no se presenta. La precipitación de la barita se incrementa con la disminución de la temperatura y la presión.

**Tabla 20.** Parámetros de solubilidad de minerales formadores de escamas

	<b>Incremento Temperatura</b>	<b>Incremento Presión</b>	<b>Incremento Salinidad</b>	<b>Incremento pH</b>	<b>Incremento Pco2</b>
Calcita (CaCO <sub>3</sub> )	Disminuye	Aumenta	Aumenta	Disminuye	Aumenta pero menos pronunciado a medida que la temperatura aumenta
Yeso (CaSO <sub>4</sub> .2H <sub>2</sub> O)	Aumenta hasta 38°C luego disminuye ligeramente	Aumenta	Aumenta hasta 150 g/L	Ninguno	Ninguno
Barita (BaSO <sub>4</sub> )	Aumenta hasta 100°C	Aumenta	Aumenta	Ninguno	Ninguno
Celestita (SrSO <sub>4</sub> )	Disminuye	Aumenta	Aumenta hasta 175 g/L	Ninguno	Ninguno
Silice (SiO <sub>2</sub> )	Aumenta	Aumenta	Disminuye	Ninguno	Ninguno

## 4. CUANTIFICACIÓN DE LA PRODUCCIÓN COMO CONSECUENCIA DE LOS MECANISMOS DE DAÑO IDENTIFICADOS PARA LOS POZOS DEL CAMPO LOS ANGELES

Para el campo Los Ángeles se cuentan con reportes de registros de presión y producción a lo largo de la historia de cada uno de los pozos. Estas pruebas fueron interpretadas como se describe a continuación para cada uno de los pozos.

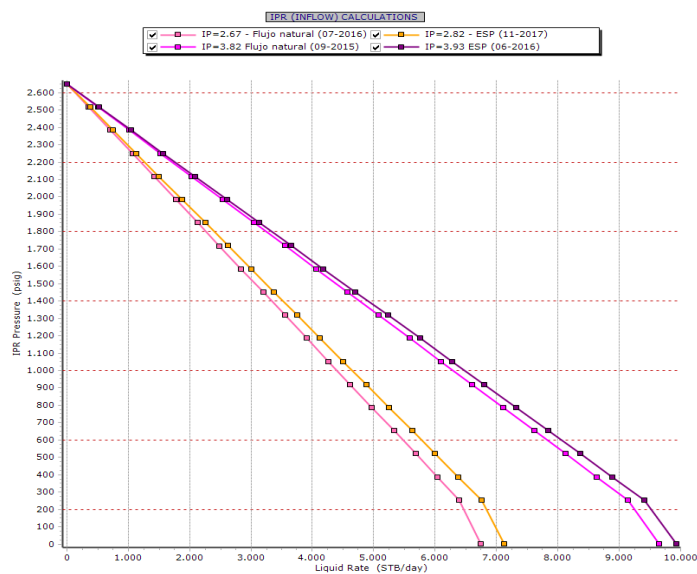
### 4.1 DETERMINACIÓN DEL DAÑO TOTAL

Para el caso del pozo LA-1X se han realizado un total de 3 pruebas de restauración de presión a lo largo de la historia de producción. La primera corresponde al DST No 2 realizado al mismo intervalo que se probó en los análisis de abril 2014 y 2016.

**Tabla 21.** Pruebas de presión analizadas para el pozo LA-1X

Fecha	P Ycto (psi)	IP actual (bpd/psi)	IP ideal (bpd/psi)	Qf (bfpd)	Skin	$\Delta P$ Skin (psi)	$\Delta P$ Total (psi)
Ene-14	2597	5.3	7.7	1440	4.4	73	272
Abr-14	2595	4.4	6.5	1070	4.7	89	243
Abr-16	2562	3.9	7.8	1665	9	171	427

**Figura 32.** Evolución del índice de productividad en LA-1X



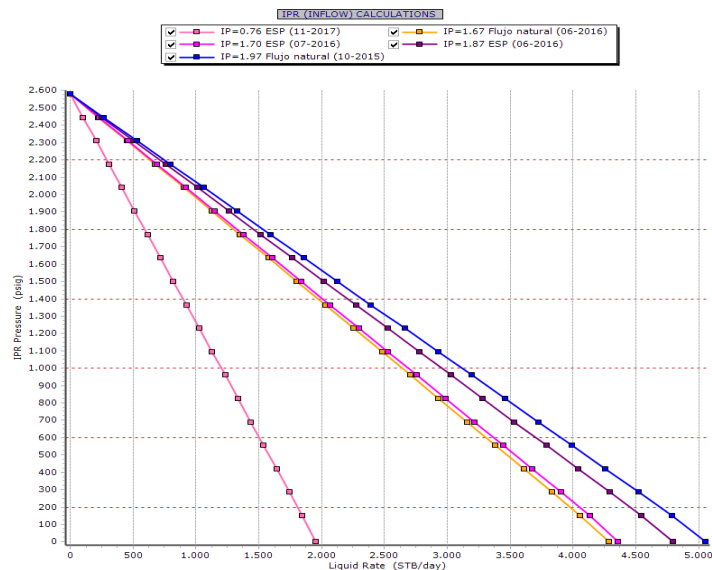
Se evidencia una pérdida de productividad de enero 2014 a noviembre 2017 de 5.3 bpd/psi a 3.1 bpd/psi equivalente a una pérdida en la productividad del 45% respecto al valor inicialmente determinado para el pozo. Con el objeto de mantener la tasa de aporte de petróleo el diferencial de presión en fondo se ha aumentado desde 272 psi hasta 720 psi. El corte de agua durante noviembre 2017 se reporta en 10.1%

En el pozo LA-2CD se han realizado un total de 3 pruebas de restauración de presión a lo largo de la historia de producción desde la prueba inicial en el 2015, donde ha sido posible determinar el daño de formación en cada una de las etapas de producción y como este ha evolucionado incluso durante el mismo periodo de producción para el caso de los PBU de marzo 2016 y 2017.

**Tabla 22.** Pruebas de presión analizadas para el pozo LA-2CD

Fecha	P Ycto (psi)	IP actual (bpd/psi)	IP ideal (bpd/psi)	Qf (bfpd)	Skin	$\Delta P$ Skin (psi)	$\Delta P$ Total (psi)
Nov-15	2295	2.15	1.68	937	-2.3	-	435
Mar-16	2275	2.35	2.87	390	2.8	100	165
Mar-17	2237	0.76	1.06	700	17	505	925

**Figura 33.** Evolución del índice de productividad en LA-2CD



Se evidencia una pérdida de productividad de noviembre 2015 a noviembre 2017 de 2.2 bpd/psi a 1.1 bpd/psi equivalente a una pérdida en la productividad del 50% respecto al valor inicialmente determinado para el pozo. Con el objeto de mantener la tasa de aporte de petróleo el diferencial de presión en fondo se ha aumentado

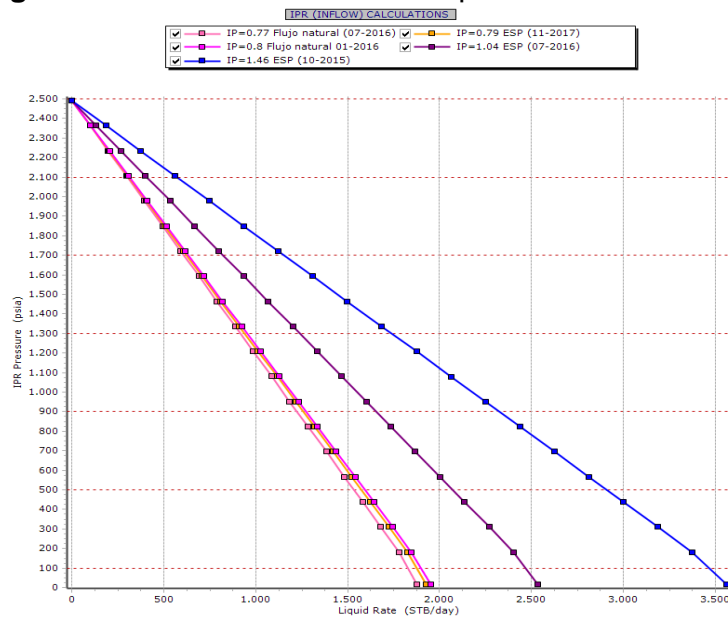
desde 430 psi hasta 920 psi. El corte de agua durante noviembre 2017 se reporta en 22.5%

Finalmente, en el pozo LA-3X se han realizado un total de 2 pruebas de restauración de presión a lo largo de la historia de producción evidenciando en el término de un año un aumento en el daño de más del 500%.

**Tabla 23.** Pruebas de presión analizadas para el pozo LA-3X

Fecha	P Ycto (psi)	IP actual (bpd/psi)	IP ideal (bpd/psi)	Qf (bfpd)	Skin	$\Delta P$ Skin (psi)	$\Delta P$ Total (psi)
Feb-15	2499	3.95	5.61	1570	3.5	102	398
Feb-16	2489	0.89	1.96	280	22	246	315

**Figura 34.** Evolución del índice de productividad en LA-3X



En la tabla 23 se evidencia un diferencial de presión muy similar para las dos pruebas analizadas, sin embargo, esto se debe a la diferencia de caudal previo al cierre entre la prueba de febrero de 2015 y 2016. Para ser comparativo en termino de caudal de fluido, en caso hipotético de producir alrededor de 1500 bfpd el diferencial de presión necesario estaría del orden de 1760 psi lo cual es más de 4 veces el diferencial de presión que se necesitó para producir ese caudal en febrero de 2015.

Como se detalló en las tablas 21, 22 y 23 se cuenta con reporte de registros de presión y producción de varias pruebas donde fue posible estimar el diferencial de presión total, el daño total y la evolución del índice de productividad con el tiempo para cada uno de los pozos. Sin embargo, como parte de los objetivos del presente proyecto, es necesario discriminar el daño en cada uno de los pseudo componentes, de tal manera que se determine de manera exitosa cual es la mejor propuesta de intervención que mitigue y/o ataque los mecanismos de daño que están afectando la producción de los pozos del campo los Ángeles, a saber:

- DD scale = Caída de presión debido al daño por depósitos inorgánicos en la formación y los perforados.
- DD emulsión= Caída de presión por bloqueo por emulsiones.
- DD asfaltenos= Caída de presión por depósitos de asfaltenos.
- DD filtrado lodo= Caída de presión por invasión del filtrado del lodo.
- DD satgas= Caída de presión por cambio en la saturación de gas, permeabilidades relativas.
- DD finos= Caída de presión por migración de finos – arcillas.
- DD mecgeom= Daño mecánico/geométrico por completamiento, perforados y penetración parcial.

#### **4.2 DAÑO POR DEPOSITOS DE ESCAMAS EN LOS PERFORADOS**

El DD scale corresponde al daño ocasionado por los depósitos de compuestos orgánicos en la formación y los perforados. La metodología propuesta consiste en: el primer término se estima aplicando el modelo de Fadairo que calcula la cantidad de escamas precipitadas y depositadas en la formación y el segundo término se estima evaluando el taponamiento de los disparos por depósitos de escamas inorgánicas, para lo cual es necesario tener a la mano la información del completamiento (disparos o cañoneo) y terminación de los pozos en la formación Cushabatay.

De acuerdo con lo evaluado a condiciones de yacimiento con las muestras de agua analizadas por el laboratorio Proasem descrito en el capítulo 3 numeral 3.8, no se presentará ningún tipo de precipitación inorgánica, sin embargo, el compuesto sulfato de bario o comúnmente llamado barita tiene una mínima tendencia a precipitar a condiciones de superficie lo cual debería ser removido de manera mecánica ya que este compuesto es insoluble en agua.

Dentro del objeto de este trabajo no se encuentra el análisis de depositaciones y sus consecuencias a nivel de superficie, sino únicamente a condiciones de yacimiento, por lo cual solo se tendrán en cuenta ciertas recomendaciones a mencionar en el capítulo 5 dado el hallazgo de un índice de saturación positivo para la barita.

### 4.3 DAÑO GENERADO POR BLOQUEO POR EMULSIONES

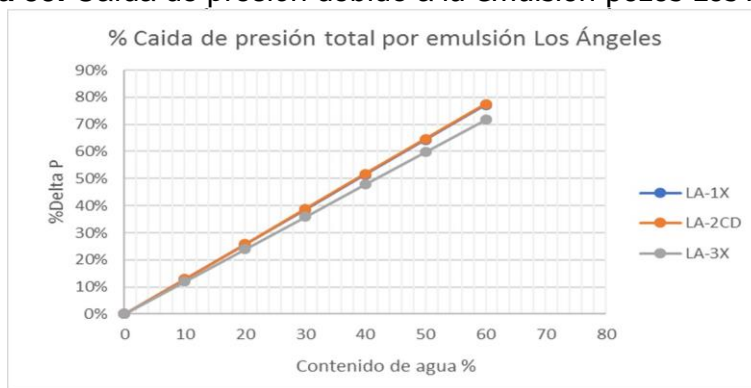
Los pozos de Los Ángeles en la formación Cushabatay, se perforó con lodo Polytraxx de 10 lb/gal con un pH de 9.6 y se completaron con formiato de sodio cuya densidad es 8.4 lb/gal. Se presentó una invasión de filtrado de fluidos profunda para los tres pozos de acuerdo con lo que se determinó en el capítulo 3 tabla 8.

Sin embargo, para la cuantificación del daño generado por una posible emulsión como consecuencia de los fluidos externos filtrados a la formación solo fue posible determinarlo para el pozo LA-1X el cual tuvo pruebas DST y la evaluación del comportamiento de la presión durante la etapa del completamiento se realizó únicamente a este pozo. En la figura 32 se observa cómo se redujo la productividad entre el antes y después del completamiento, disminuyendo la productividad en 0.9 bpd/psi lo cual es equivalente a un skin adicional de 0.3 o 16 psi adicionales en la caída de presión.

Esta invasión en la zona alrededor del wellbore lo cual actúa desplazando el crudo hasta niveles bajos de saturación. Una vez el pozo inicia producción, parte del fluido de invasión fluye con el crudo producido lo cual fue físicamente evidenciado al medirse el pH y los cloruros del agua que acompañaba el petróleo durante las pruebas iniciales de completamiento en el pozo LA-1X, presentando inicialmente un daño grande el cual fue determinado entre el primer PBU (corto) y el segundo PBU durante el DST No 2 del pozo LA-1X. Luego, el daño disminuye quedando en la formación una emulsión remanente (supuesto), que no fluye y presenta una restricción permanente al flujo, generando un skin de bloqueo por emulsión.

El skin por emulsión es función del corte de agua, de las viscosidades del crudo seco y de la mezcla de los fluidos producidos (agua-aceite), y de la caída de presión total. En la figura 35 se presentan los porcentajes de caída de presión total debido a la emulsión para los diferentes cortes de agua en el pozo LA-1X.

**Figura 35.** Caída de presión debido a la emulsión pozos Los Ángeles



**Tabla 24.** Caída de presión debido al daño por emulsión pozos Los Ángeles

Fecha	Qf (bfpd)	%BSW	Skin	$\Delta P$ Skin (psi)	$\Delta P$ emulsión (psi)
<b>LA-1X</b>					
Ene-14	1440	12.2%	4.4	73	11
Abr-14	1070	0.10%	4.7	89	0.12
Abr-16	1665	0.20%	9	171	0.22
<b>LA-2CD</b>					
Nov-15	937	0.10%	-2.3	-	-
Mar-16	390	0.10%	2.8	100	0.13
Mar-17	700	16.9%	17	505	101
<b>LA-3X</b>					
Feb-15	1570	0.10%	3.5	102	0.12
Feb-16	280	0.10%	22	246	0.30

Es importante tener en cuenta que el corte de agua es un parámetro que se debe tener bajo control durante la vida productiva de los pozos; si el corte de agua aumenta, el skin por emulsiones se incrementa afectando negativamente el potencial de producción de los pozos de Los Ángeles. Para el crudo de este campo con un corte de agua del 60 %, la caída de presión por emulsión corresponde a un 70% a 75% de la caída de presión total.

#### 4.4 DAÑO POR DEPOSITACIÓN DE ASFALTENOS

Teniendo en cuenta los resultados de los análisis SARA, los asfaltenos contenidos en el crudo de los pozos Los Ángeles se muestran en la tabla resumen a continuación.

**Tabla 25.** Resumen análisis de estabilidad de asfaltenos pozos Los Ángeles

Método	Pozo	Condición
Leontaritis (R/A)	LA-1X	Estable
Leontaritis (R/A)	LA-2CD	Estable
Leontaritis (R/A)	LA-3X	Inestable
Índice Inestabilidad coloidal (CII)	LA-1X	Inestable
Índice Inestabilidad coloidal (CII)	LA-2CD	Metaestable
Índice Inestabilidad coloidal (CII)	LA-3X	Inestable
Stankiewicz	LA-1X	Estable
Stankiewicz	LA-2CD	Estable
Stankiewicz	LA-3X	Inestable

Tan solo el LA-3X están en condición inestable a condición del yacimiento bajo los tres métodos analizados. El LA-2CD no muestra inestabilidad bajo ningún método analizado y el LA-1X muestra inestabilidad en uno de los tres métodos analizados por lo que no se considera para efectos de cálculo.

Tres posibles mecanismos de daño de formación inducido por asfaltenos se han discutido en la literatura. Los asfaltenos pueden reducir la movilidad efectiva de los hidrocarburos por a) bloqueo de las gargantas de los poros reduciendo la permeabilidad de la roca - K, b) adsorbiéndose sobre la superficie de la roca alterando la mojabilidad de la formación de mojada por agua a mojada por aceite disminuyendo así la permeabilidad efectiva al aceite –  $K_o$ , y c) incrementando la viscosidad del fluido en el yacimiento -  $\mu$ , nucleando emulsiones agua en aceite.

Para efectos de cálculo en el pozo LA-3X se considerará el escenario menos conservador, que a condiciones del yacimiento se tiene presencia de asfaltenos precipitados. El impacto sobre el daño se calculará por defecto cuando se evalúen todos los pseudo componentes del daño, pero solo se considerará para el caso del LA-3X.

#### **4.5 DAÑO POR INVASION DE FILTRADO Y PARTICULAS SOLIDAS DEL LODO DE PERFORACIÓN Y FLUIDO DE COMPLETAMIENTO.**

La profundidad de invasión del filtrado es un efecto no deseado de la perforación, además de alterar las condiciones originales del sistema roca y sus fluidos, puede causar daños a la formación.

La formación Cushabatay en los pozos LA-1X, LA-2CD y LA-3X fue perforada con lodo Polytraxx de 10 lb/gal con un pH de 9.6. Según el fabricante, el sistema Polytraxx está diseñado para perforar sin perjudicar la formación y el revoque de lodo formado durante la perforación se remueve fácilmente mediante tratamiento con ácido.

Por otro lado, de acuerdo con el análisis realizado en el capítulo 3 numeral 3.4.3 el rango determinado de las gargantas de poro es mucho más pequeño comparado frente al tamaño de solido del lodo de perforación por lo que estos no pueden ingresar a la formación por lo que el efecto de taponamiento por partículas sólidas proveniente de los fluidos externos se puede omitir.

Con respecto a la interacción del filtrado con el sistema yacimiento roca – fluido al igual que en el caso de los sólidos este se puede omitir según el análisis realizado en el capítulo 3 numeral 3.4.1 teniendo en cuenta que el hinchamiento de arcillas de tipo esmectita y montmorillonita que se alteran ante filtrado dulce no fueron afectadas dado que el lodo usado es de tipo salado.

#### 4.6 DAÑO POR CAMBIO EN LA SATURACIÓN DE FLUIDOS ALREDEDOR DE LA CARA DE LA FORMACIÓN

Las condiciones termodinámicas de los fluidos del yacimiento y la alta diferencia entre las presiones de fondo (estática y dinámica) y la presión de burbuja determinada mediante análisis PVT ( $P_b=290$  psi) indican que la probabilidad de tener acumulación de gas en la cara de la formación es mínima ya que grandes caídas de presión no serán viables como estrategia de producción. Siendo así, caídas de presión adicionales como consecuencia del incremento en la saturación de gas en la cara de la formación no se presentarán por lo cual se descarta el daño por bloqueo de gas.

Con respecto a la saturación de petróleo y agua, se modelaron las curvas de permeabilidad relativa al aceite y al agua para condiciones de flujo bifásico donde la presión de fondo fluyendo se encuentra por encima de la presión de burbuja. El modelo empleado fue el de Corey y teniendo en cuenta que solo se cuenta con un análisis PVT para el pozo LA-1X, se consideraron datos promedios para hacer el cálculo de la curva de permeabilidad relativa que se usará para la determinación del daño por cambio de saturación de fluidos en la cara de la formación alrededor del pozo. Los datos utilizados para los pozos Los Ángeles se muestran a continuación.

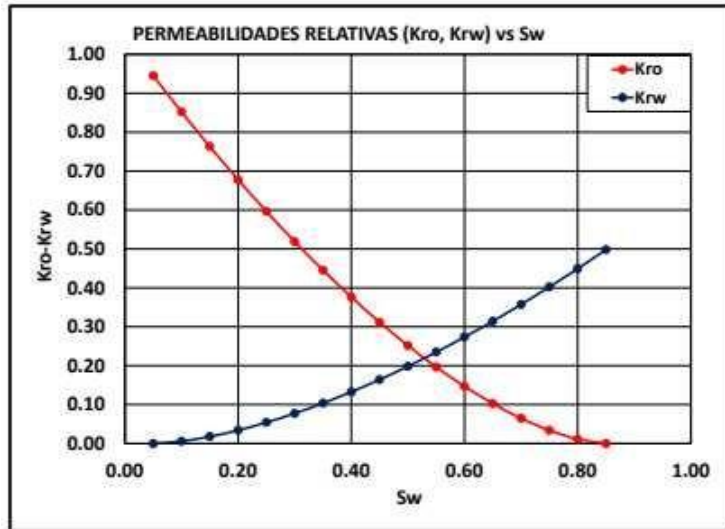
**Tabla 26.** Parámetros de entrada pozo y yacimiento para curvas de permeabilidad relativa pozos Los Ángeles

<b>K, md</b>	224.5	<b><math>\mu_w</math>, cP</b>	0.22
<b>P ycto, psi</b>	2480	<b><math>\mu_o</math>, cP</b>	1.08
<b>Re, ft</b>	1500	<b>Bo</b>	1.13
<b>Rw, ft</b>	0.354	<b>Bw</b>	1.05

**Tabla 27.** Parámetros de Corey ajustados

<b>No</b>	1.6	<b>Nw</b>	1.6
<b>Kro max</b>	0.944	<b>Krw max</b>	0.498
<b>Sor</b>	0.15	<b>Swc</b>	0.05

**Figura 36.** Curvas de permeabilidades relativas aceite y agua pozos Los Ángeles



**Fuente:** Análisis de corazones, pozo LA-3X - Corelab

Es un yacimiento de mojabilidad intermedia con una saturación de agua irreducible relativamente baja del orden del 15 % (promedio para el campo). A medida que el corte de agua en el pozo se incrementa, la saturación de agua aumenta y la permeabilidad relativa al aceite disminuye. Es decir, hay un cambio en la distribución de saturaciones alrededor de la cara de la formación con la vida productiva del yacimiento.

#### 4.7 DAÑO POR MIGRACIÓN DE FINOS

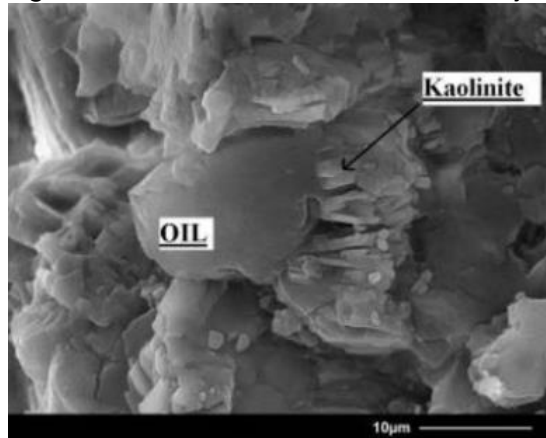
Como se ha detallado en la elaboración del presente proyecto, existen muchas causas del daño de formación, sin embargo, los mecanismos más difíciles de prevenir son aquellos que son causados por la combinación de la naturaleza del yacimiento y la producción del yacimiento. Estos mecanismos pueden ser considerados como naturales y afectan productividad aun si están presentes o no los fluidos de perforación y completamiento. Ejemplos de daños de formación naturales son las precipitaciones inorgánicas y orgánicas resultantes de la reducción de presión en la zona cercana a la cara de la formación o la migración de arcillas propias de la roca a lo largo de la formación que consecuentemente causan taponamiento de los poros.

<sup>15</sup>El estudio de la migración de finos y en particular la migración de la caolinita ha encontrado que el flujo de aceite causa mayor movilidad de esta arcilla y la razón

<sup>15</sup> An engineered solution to minimize near wellbore formation damage due to kaolinite mobilization SPE 112455

de esto es que este tipo de finos se mueven dentro de un rango de mojabilidad mixta a mojado por aceite. Los análisis SEM han podido determinar en varios yacimientos que la distribución de la caolinita dentro del yacimiento está altamente influenciada por la distribución del aceite. Esta relación se debe a la naturaleza parcial o total de ser mojada por el aceite, adicionalmente se reportó que los yacimientos que contienen arcillas en grandes superficies tales como la caolinita pueden inicialmente adsorber y retener los asfáltenos polares rápidamente, solo la superficie OH de la molécula de caolinita es sensible al contacto con los asfaltenos y que la parte de la molécula Si permanece insensible al contacto, lo cual significa que la superficie OH de la caolinita tiene a ser mojada por aceite mientras que el Si y Al en la caolinita e incluso en la illita no lo son.

**Figura 37.** Imagen SEM moléculas de caolinita mojadas por aceite



**Fuente:** An engineered solution to minimize near wellbore formation damage due to kaolinite mobilization SPE 112455

Por lo anterior, la caolinita puede tener una distribución de la mojabilidad inusual dado a los dos ambientes de mojabilidad en la superficie del mineral lo que hace que la prevención de la migración sea más compleja. La caolinita tiene una gran área superficial frente a su volumen y por esto es facialmente propensa a migrar por el medio poroso fluyendo en la fase de la cual es mojada.

La cuantificación de este mecanismo de daño se realizó con base en las pruebas de velocidad crítica a condiciones de yacimiento realizadas en los laboratorios de Corelab en el Reino Unido que están detalladas en el capítulo 3 numeral 3.4.2.

En estos análisis se determinó en tres muestras de roca tomadas del corazonamiento del pozo LA-3X el cambio de permeabilidad al fluido de muestra a ciertas tasas de flujo. Con estos deltas fue posible calcular un daño considerando una relación entre permeabilidades y que el tamaño de roca formación es igual a la distancia del límite determinado a partir de los (PBU). Una vez conocido el skin y los

cambios de permeabilidad en función de cambios de tasas de flujo se calculó la proporción de caída de presión (entre el 79% al 95%), factor que se utilizará por igual para los tres pozos, tal como se visualiza en la tabla a continuación.

**Tabla 28.** Caída de presión debido al daño por migración de finos pozos Los Ángeles

Fecha	Qf (bfpd)	%BSW	Skin	$\Delta P$ Skin (psi)	$\Delta P$ mfinos (psi)
<b>LA-1X</b>					
Ene-14	1440	12.2%	4.4	73	62
Abr-14	1070	0.10%	4.7	89	88.8
Abr-16	1665	0.20%	9	171	170.8
<b>LA-2CD</b>					
Nov-15	937	0.10%	-2.3	-	-
Mar-16	390	0.10%	2.8	100	92.6
Mar-17	700	16.9%	17	505	388.6
<b>LA-3X</b>					
Feb-15	1570	0.10%	3.5	102	97
Feb-16	280	0.10%	22	246	234

#### 4.8 DAÑO MECÁNICO / GEOMÉTRICO POR COMPLETAMIENTO Y PENETRACIÓN PARCIAL

Cuando se tratan con pozos parcialmente penetrados, restricciones al flujo pueden ocurrir debido a la dificultad en la zona completada para que el fluido fluya. Como las líneas de corriente de flujo convergen en el área perforada de manera efectiva, el fluido que fluye experimenta una caída de presión adicional que se conoce como daño por penetración parcial. Para el caso del completamiento de los pozos Los Ángeles, se evaluó el daño por penetración parcial obteniendo los valores que se describen en la tabla 28. El daño geométrico es un valor constante durante la vida productiva del pozo mientras no cambie el estado mecánico ni el completamiento.

**Tabla 29.** Daño de formación debido a penetración parcial pozos Los Ángeles

Pozo	Skin geométrico	$\Delta P$ geométrico
LA-1X	No presenta	N/A
LA-2CD	0.198	7.3 psi
LA-3X	No presenta	N/A

#### 4.9 ANÁLISIS GLOBAL DEL DAÑO DE FORMACIÓN PARA LOS POZOS LOS ANGELES

Al hacer el análisis global de los pseudo componentes del daño en los pozos Los Ángeles se obtienen los resultados en la tabla 29 y tabla 30.

**Tabla 30.** Caídas de presión debido al daño en los pozos Los Ángeles

Fecha	Qf (bfpd)	Skin	$\Delta P$ Skin (psi)	$\Delta P$ emul (psi)	$\Delta P$ mfinos (psi)	$\Delta P$ asfalt (psi)	$\Delta P$ geom (psi)
<b>LA-1X</b>							
Ene-14	1440	4.4	73	11	62	-	-
Abr-14	1070	4.7	89	0.12	88.8	-	-
Abr-16	1665	9	171	0.22	170.8	-	-
<b>LA-2CD</b>							
Nov-15	937	-2.3	-	-	-	-	-
Mar-16	390	2.8	100	0.13	92.6	-	7.3
Mar-17	700	17	505	101	388.6	-	15.4
<b>LA-3X</b>							
Feb-15	1570	3.5	102	0.12	97	4,8	-
Feb-16	280	22	246	0.30	234	11,7	-

**Tabla 31.** Caudal de petróleo afectado campo Los Ángeles

Fecha	Qf (bfpd)	$\Delta P$ Skin (psi)	IP ideal (bpd/psi)	$\Delta P$ Total (psi)	%BSW	Qo con skin (bopd)	Qo sin skin (bopd)
<b>LA-1X</b>							
Ene-14	1440	73	7,7	272	12.2%	1264	1345
Abr-14	1070	89	6,5	243	0.10%	991	1059
Abr-16	1665	171	7,8	427	0.20%	1632	1957
<b>LA-2CD</b>							
Nov-15	937	-	1.68	435	0.10%		
Mar-16	390	100	2.87	165	0.10%	185	386
Mar-17	700	505	1.06	925	16.9%	370	582
<b>LA-3X</b>							
Feb-15	1570	102	5,61	398	0.10%	1554	1644
Feb-16	280	246	1,96	315	0.10%	134	277

Como se observa en la anterior tabla la pérdida en términos de producción de petróleo para el caso del pozo LA-1X es del 20% en la última prueba evaluada, para el LA-2CD es del 57% y para el LA-3X es del 107%, lo cual es consecuente con los mecanismos identificados para cada uno de los tres casos y su corte de agua actual.

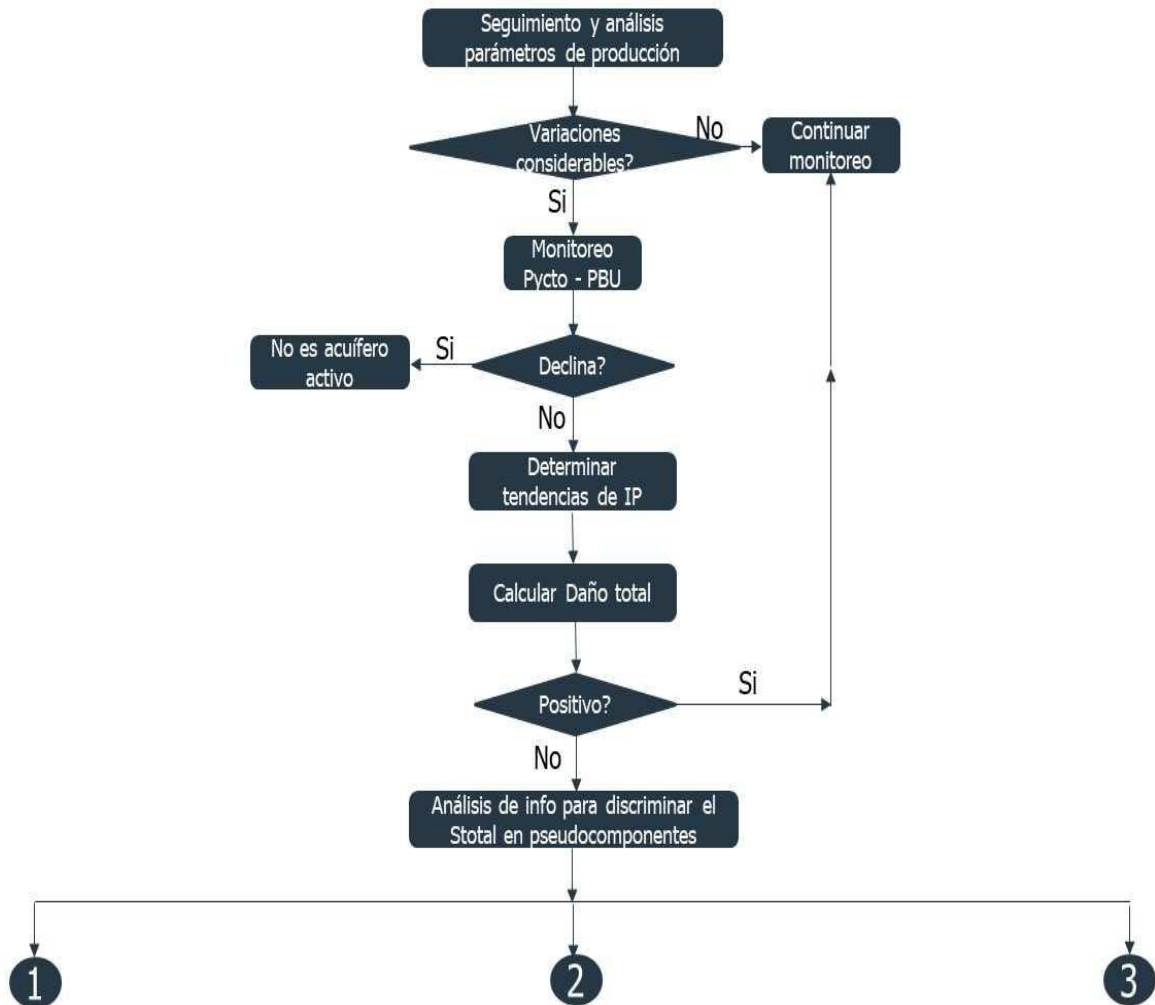
## **5. ESTRATEGIA METODOLOGICA COMO RECOMENDACIÓN PARA LA OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DEL CAMPO LOS ANGELES Y PROPUESTAS CONCEPTUALES DE TRATAMIENTO PARA LA INTERVENCIÓN A POZO**

La metodología o paso a paso que se propone para el personal encargado de la operación y monitoreo del campo Los Angeles en la realización de un proceso de identificación y diagnóstico del daño de formación se resume a continuación:

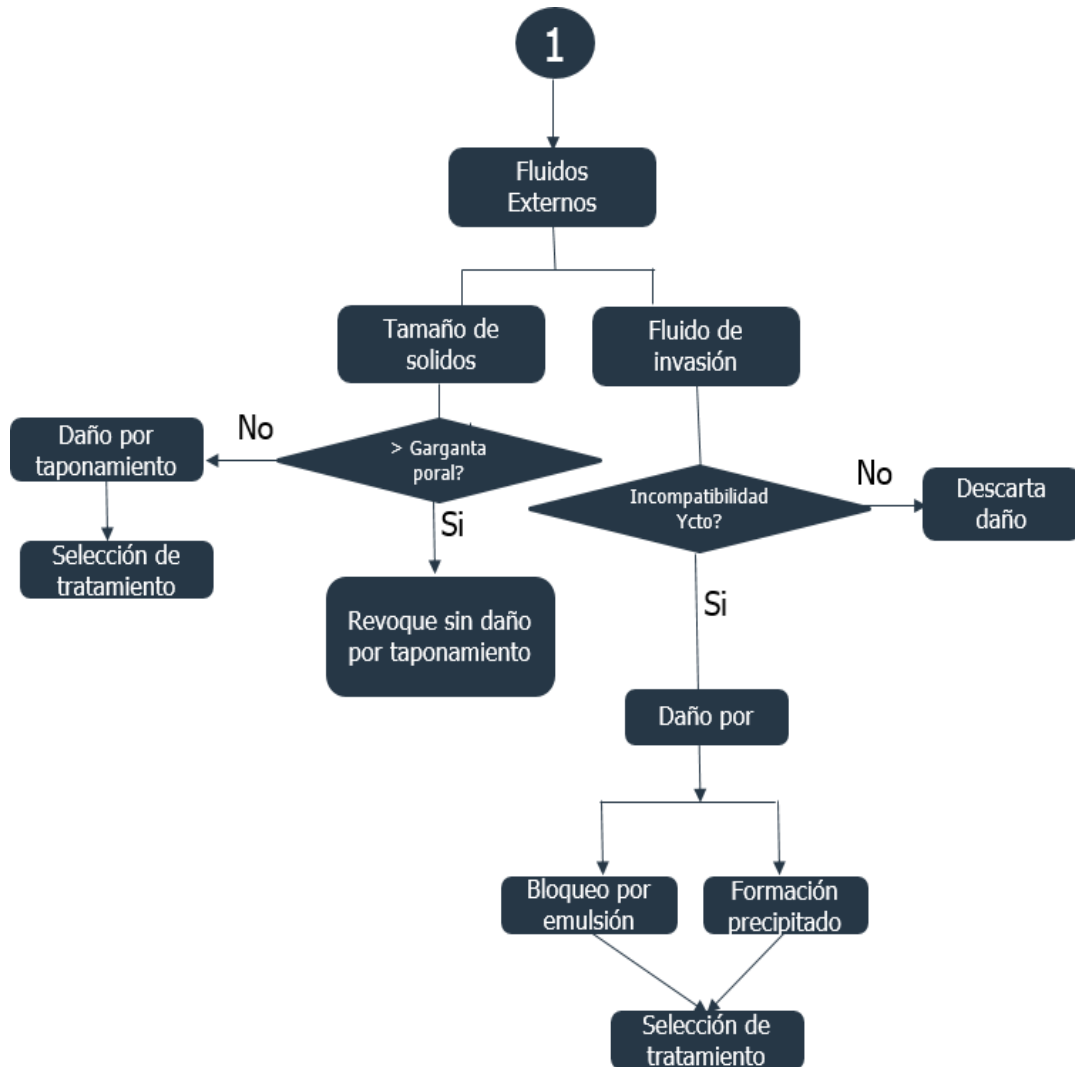
1. Seguimiento y análisis de los parámetros de producción principalmente: los caudales de fluidos, presiones de fondo y cabeza, cortes de agua y draw down histórico. También es importante registrar mediciones de calidad de fluidos, para el caso del petróleo la densidad API y en el caso del agua cloruros para monitorear salinidad del agua.
2. Determinación de los índices de productividad y programación de pruebas de restauración de presión para determinar tendencias históricas y así identificar y cuantificar daño total de formación.
3. En caso de ser positivo la presencia de daño, realizar los análisis de los diferentes mecanismos – pruebas de laboratorio, correlaciones y cálculos.
4. Cuantificación del impacto del daño de producción en términos de reducción de IP teniendo en cuenta los eventos de pozo los valores cuantificados antes y después, cambios de condiciones de producción (aumentos de frecuencia, cambios en el corte de agua, cierres, etc) y posteriormente determinar el caudal de petróleo afectado.
5. Una vez identificado el valor de la reducción de productividad, caída de presión adicional como consecuencia de cada uno de los mecanismos de daño presente y el aporte de petróleo que disminuyo, identificar las causas para no incurrir nuevamente en estas y definir cuáles son los regímenes y las estrategias adecuadas de producción a aplicar sin afectar el potencial del pozo.
6. Recomendaciones para la gestión de la operación del campo/pozos.
7. De haberse identificado el daño y su causal, seleccionar el tratamiento de estimulación adecuado para atacar y/o mitigar el daño.
8. Evaluación de los resultados del tratamiento/intervención realizado en el pozo para evaluarla periodicidad en la cual esta actividad debe ser repetida.

Las figuras a continuación muestran a manera de flujo de proceso como se desarrolló el presente trabajo siguiendo la metodología que se describe en las siguientes figuras:

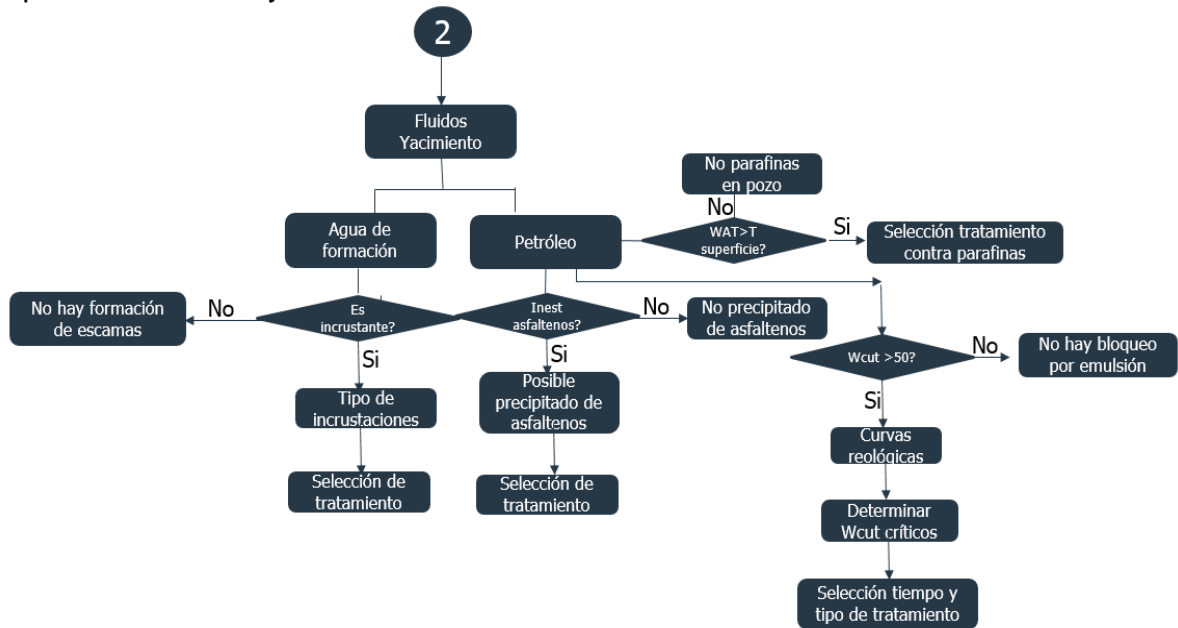
**Figura 38.** Metodología aplicada para la determinación del daño de formación en el campo los Ángeles



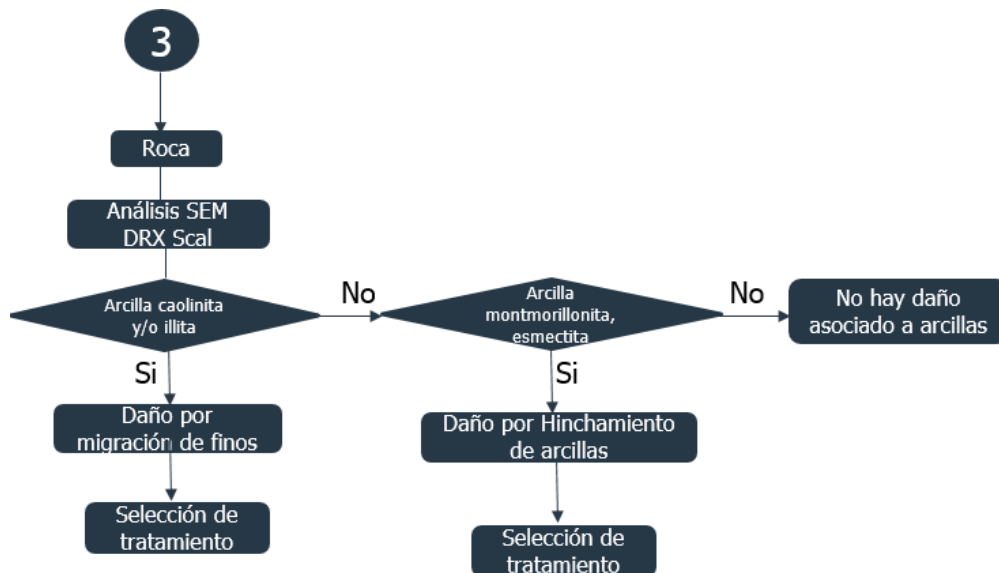
**Figura 39.** Metodología aplicada para la determinación del daño campo los Ángeles – parte 1 fluidos externos



**Figura 40.** Metodología aplicada para la determinación del daño Campo los Ángeles – parte 2 fluidos de yacimiento



**Figura 41.** Metodología aplicada para la determinación del daño Campo los Ángeles – parte 3 roca



De acuerdo con el análisis realizado en los capítulos 3 y 4 donde se sigue la metodología mencionada, se logró la identificación de los diferentes mecanismos de daño de formación que están afectando la producción de los pozos Los Ángeles y que tanta cantidad de petróleo se está dejando de producir como consecuencia de estos mecanismos que día a día actúan dentro del yacimiento. Dentro de los mecanismos de daño de formación identificados para los pozos los Ángeles se encuentran los siguientes:

Como mecanismo principal actuando en los tres pozos de estudio se encuentra la migración de finos en una proporción mayor al 75%, este es el mecanismo de daño que más ha afectado la productividad de los pozos ocasionando reducción significativa de la permeabilidad en la zona cercana a la cara de la formación generando caídas de presión adicionales.

Por otro lado, se determinó bajo el análisis realizado inestabilidad en los asfaltenos para el caso del pozo LA-3X, sin embargo, no es posible asegurar si a las condiciones de presión desde la zona inalterada en el yacimiento pasando por la cara de la formación y finalmente hasta el pozo se pueda estar presentando precipitaciones de asfaltenos, pues para esto es necesario realizar un análisis donde se establece la presión a la cual se empieza a precipitar los asfaltenos.

Las emulsiones son un tipo de mecanismo que si se presentará y este se agravará con el incremento en el corte de agua.

Finalmente se detectó de acuerdo con el análisis fisicoquímico del agua de formación del campo Los Ángeles a condiciones de yacimiento no se genera ningún tipo de generación de escamas, sin embargo, a condiciones de cabeza si es posible dado que los índices de saturación para el caso de la barita ( $BaSO_4$ ) son positivos a la presión y temperatura medida en cabeza. Esto mismo se presenta con las parafinas, dado que la temperatura registrada como aparición de ceras es la que se tiene a nivel de separadores y si ha sido visible durante los mantenimientos.

Los demás mecanismos como se explica a lo largo del capítulo 3 y 4 no están afectando el comportamiento de la producción del campo Los Ángeles, razón por la cual las recomendaciones de operación y los conceptuales de intervención a pozo a desarrollar en el presente capítulo solo se basarán en los tres mecanismos mencionados.

## **5.1 SEGÚN LAS CONDICIONES DE LA ROCA**

Según la descripción mineralógica se demostró que la composición de la roca tiene gran concentración de finos con tendencia a migrar y arcillas tipo caolinita e illita las cuales son los principales causantes de los problemas de reducción de la permeabilidad como consecuencia del movimiento de estas partículas hacia las gargantas de poro obstruyendo los canales o incluso cerrándolos por completo.

Estos dos tipos de arcillas también en ocasiones actúan como cementos reduciendo la porosidad.

Por lo tanto, respecto a la migración de finos, se demostró por análisis SEM, DRX y pruebas de velocidad crítica en laboratorio que efectivamente es el mecanismo de daño que mayor impacto tiene en la producción del campo Los Ángeles y en parte este es irreversible, por lo cual es vital una buena estrategia de producción y operación en la cual no se consideren altas tasas de flujo ya que a grandes caídas de presión el movimiento de arcillas será mucho mayor afectando de manera claramente perjudicial la permeabilidad y por ende la productividad del pozo.

La mejor forma de producir este tipo de pozos es a bajas caídas de presión, por ende, en el momento de evidenciar descensos en la productividad la estrategia más adecuada es la aplicación de algún tipo de tratamiento que ayude en la estabilización de los finos antes de empezar a aplicar mayores frecuencias en las bombas electrosumergibles que agravarían el problema.

Un punto que ayudaría con el tema de las caídas de presión es la producción de agua, como se observó en el capítulo 3 y 4 este fluido a condiciones de yacimiento no presentará precipitaciones y solo a presiones y temperaturas como las registradas en superficie se empezaría a evidenciar presencia de incrustaciones de tipo barita. Por lo tanto, a medida que se de la intrusión de os frentes de agua, la productividad tendrá a incrementarse lo cual sería una ventaja en los regímenes de presión a aplicar para la producción e hidrocarburo.

Por otro lado, el lodo usado para la perforación de los pozos fue una muy buena selección teniendo en cuenta una de sus características la cual actúa suprimiendo la hidratación de las arcillas reduciendo el espacio entre las partículas de arcilla de tal manera que las moléculas de agua no puedan penetrar entre ellas causando hinchamiento. Adicionalmente los sólidos contenidos (bajo alrededor del 12%) tienen un tamaño de partícula grande para el tamaño de gargantas determinadas de tal manera que, en los tres pozos, las partículas densificantes son mayores a 1/3 de la garganta poral (4 – 24 micras), hecho que descarta el daño a la formación por taponamiento, dado que dichas partículas se puentean y forman revoque externo.

Se descarta el hinchamiento de arcillas teniendo en cuenta el pH del filtrado del lodo, la composición y cantidad de las diferentes arcillas presentes y el tipo de filtrado el cual es salado. Este tipo de lodo se seleccionó por estudios previos realizados en la zona en pozos análogos arrojando este tipo de selección que en el presente trabajo se evidencia que fue una muy buena consideración el haber incluido este tipo de lodo en las operaciones de perforación de los pozos en Los Ángeles.

Siendo el caso de la selección del lodo un acierto considerando el tipo de fluido y litología de la zona, se recomienda para pozos futuros incluir este mismo tipo de formulación.

Un tratamiento alternativo que se podría utilizar es la salmuera de  $\text{CaCl}_2$  la cual reduce la sensibilidad del agua de los minerales de arcilla, ya que el calcio satura las arcillas sensibles previniendo extracción de cationes (Scheuerman y Bergersen) más lejos del pozo. Un buffer de NaCl o KCl es usado para eliminar la defloculación y la migración de finos. También son usados los estabilizadores de arcilla (por ejemplo, sales de Zr, hidróxido de Aluminio y cloruro de dimetildicocoamonio) que amarran la partícula de arcilla y otros finos al contacto con unas o con otras.

El tratamiento en superficie de los fluidos inyectados se debe realizar a través de filtros, químicos floculantes (tamaños de corte de 2-4 micrones), para prevenir taponamiento; igualmente secuestrantes de oxígeno en superficie para evitar oxidación de material reducido en el fondo del pozo.

Si no se utiliza estabilizadores de arcillas, según lo aconsejado por consultores y compañías de servicio, el impacto de la salinidad y defloculación de finos puede ser reducido mediante un cambio gradual en la salinidad y composición del agua que invade. La inyección de una solución buffer compatible con el agua de formación y el fluido inyectado también es un método que funciona.

Si la movilización de finos ocurre, bajar la velocidad del fluido ayuda a evitar que las partículas cierren los poros, disminuyendo tasas de flujo, o incrementando el número de perforaciones o la densidad de tiro, ya que los finos se forzarán a través de las gargantas, pero no las cerrarán.

## **5.2 SEGÚN LAS CONDICIONES DE LOS FLUIDOS DE YACIMIENTO**

La estabilidad de los asfaltenos se evaluó bajo tres metodologías: Leontaritis (relación resinas – asfaltenos), índice de inestabilidad coloidal y graficas de Stankiewicz de donde se determinó que el LA-3X es el único pozo con tendencia a la inestabilidad de asfaltenos, sin embargo, no es posible determinar si se presentarán precipitaciones en yacimiento por lo que a manera preventiva es conveniente la inclusión de productos que estén dirigidos a la prevención de los problemas con asfaltenos. En caso de realizar tratamientos al LA-3X es importante incluir productos tipo solventes aromáticos para la limpieza de estos posibles depósitos en los perforados y en la cara de la formación.

Respecto a las parafinas estas a condiciones de yacimientos no resultarán un problema que genere daño, sin embargo, a nivel de superficie si ocurrirá y de esta manera se ha evidenciado, por lo que se puede incluir algún tipo de dispersante en las líneas que ayude a evitar el taponamiento de equipos y/o líneas.

Por el lado del agua de formación, esta no presentará problemas de generación de incrustaciones a condiciones de yacimiento, pero si es de carácter corrosivo tal como se establece por los índices de Ryznar (9,20) y Langelier (-0,77) por lo que es

de tener en cuenta a nivel de superficie con los equipos a usar para su tratamiento y disposición. Es posible que se generen depósitos a condiciones de cabeza de barita, lo cual se puede remover únicamente de manera mecánica dado su insolubilidad con ácidos y agua.

Finalmente, para el tema de las emulsiones estas solo podrían evitarse manteniendo las condiciones de producción de agua por debajo de un 50%, sin embargo, esto no es posible ya que el mecanismo de producción del yacimiento es acuífero activo por lo tanto la estrategia de operación contempla el manejo de volúmenes de agua en ascenso con el tiempo. Para este caso, se puede incluir dentro de los tratamientos productos tipo agentes tensoactivos (surfactantes, solventes mutuales, demulsificantes, entre otros), que ayudan con las tensiones interfaciales disminuyendo la problemática del aumento de la viscosidad por las emulsiones agua – aceite.

## 6. CONCLUSIONES

- La composición de la roca yacimiento del campo Los Ángeles tiene gran concentración de finos con tendencia a migrar y arcillas tipo caolinita e illita las cuales son los principales causantes de los problemas de reducción de la permeabilidad como consecuencia del movimiento de estas partículas hacia las gargantas de poro. Las pruebas de laboratorio realizadas confirman que este es el mecanismo de daño que mayor impacto tiene en la producción del campo.
- La mejor forma de producir este tipo de pozos es a bajas caídas de presión, por ende, la estrategia más adecuada es la aplicación de algún tipo de tratamiento que ayude en la estabilización de los finos antes de empezar a aplicar mayores frecuencias en las bombas electrosumergibles que agravarían el problema.
- El lodo usado para la perforación de los pozos fue una muy buena selección considerando sus componentes y que los sólidos contenidos tienen un tamaño de partícula mayor a 1/3 de la garganta poral (4 – 24 micras), hecho que descarta el daño a la formación por taponamiento, ya que dichas partículas se puentean y forman revoque externo.
- Se descarta el hinchamiento de arcillas teniendo en cuenta el pH del filtrado del lodo, la composición y cantidad de las diferentes arcillas presentes y el tipo de filtrado salado. Nuevamente con esto se confirma la buena elección con el lodo usado en las operaciones de perforación de los pozos en Los Ángeles.
- Respecto al daño por fracturamiento no fue posible determinarlo ya que la información disponible resulta insuficiente para hacer un cálculo de manera confiable.
- La estabilidad de los asfaltenos se evaluó bajo tres metodologías: Leontaritis (relación resinas – asfaltenos), índice de inestabilidad coloidal y graficas de Stankiewicz de donde se determinó que el LA-3X es el único pozo con tendencia a la inestabilidad de asfaltenos.
- Las parafinas a condiciones de yacimientos no resultan un problema que genere daño, sin embargo, a nivel de superficie si ocurre y de esta manera se ha evidenciado, por lo que es necesario incluir algún tipo de dispersante en las líneas que ayude a evitar el taponamiento de equipos y/o líneas.
- El agua de formación no presentará problemas de generación de incrustaciones a condiciones de yacimiento, pero si es de carácter corrosivo

tal como se establece por los índices de Ryznar (9,20) y Langelier (-0,77) por lo que es de tener en cuenta a nivel de superficie con los equipos a usar para su tratamiento y disposición. Es posible que se generen depósitos a condiciones de cabeza de barita, lo cual se puede remover únicamente de manera mecánica dado su insolubilidad con ácidos y agua.

- Se descartan problemas por la formación y precipitación de naftenatos de calcio teniendo en cuenta la baja concentración de dióxido de carbono, la alta temperatura de yacimiento y los bajos valores en el TAN (Total Acid Number).
- La viscosidad efectiva se incrementa con el aumento del corte de agua, por lo tanto, a medida que el corte de agua se va incrementando el daño por emulsiones en el medio poroso (bloqueo por emulsiones). Para los crudos de LA-1X y LA-2CD con un corte de agua del 60% el incremento de la viscosidad efectiva es del orden del 78 y para el LA-3X está en el orden del 72%.
- De los tres pozos analizados el que presenta mayor daño afectando su productividad con el tiempo es el LA-3X el cual en un periodo de un año un aumento en el daño de más de 500% frente a los pozos LA-1X cuya pérdida es de 45% respecto al valor inicialmente determinado para el pozo y en el pozo LA-2CD con una pérdida equivalente a una disminución en la productividad del 50% respecto al valor inicialmente determinado para el pozo.
- El único pozo que presenta daño por penetración parcial y/o geométrico es el LA-2CD sin embargo el impacto es mínimo, pero este no se puede remediar a menos que se realice un cañoneo adicional sobre el intervalo evaluado.
- En términos numéricos el daño por migración de finos se determinó entre un 79 al 95% para los pozos de Los Ángeles, en una segunda proporción se encuentra el daño por emulsión el cual depende del corte de agua y la proporción de caída de presión adicional se encuentra en 1 al 12% según el corte de agua de cada uno de los pozos. En tercer lugar, se encuentra el daño asociado a la penetración parcial o geométrico únicamente para el pozo LA-2CD y en el LA-3X un pequeño porcentaje que se asume por defecto considerando la inestabilidad encontrada según los tres métodos evaluados.
- La pérdida en términos de producción de petróleo para el caso del pozo LA-1X es del 20% en la última prueba evaluada, para el LA-2CD es del 57% y para el LA-3X es del 107%, lo cual es consecuente con los mecanismos identificados para cada uno de los tres casos y su corte de agua actual

## BIBLIOGRAFIA

- ✓ CIVAN FARUK et all (1987, March) Effect of clay swelling and fines migration on formation. Society of Petroleum Engineers.
- ✓ CIVAN FARUK (1996, January). A multi-purpose formation damage model. In SPE Formation Damage Control Symposium. Society of Petroleum Engineers.
- ✓ CIVAN, FARUK. (2015). Reservoir formation damage. Gulf Professional Publishing.
- ✓ DENNEY D. (2000). Optimizing production in fields with multiple formation-damage mechanisms. Journal of petroleum technology, 52(03), 52-53.
- ✓ DI GIORGI, P. (1990, January). A Systematic Determination of Formation Damage Causes. In SPE Latin America Petroleum Engineering Conference. Society of Petroleum Engineers.
- ✓ BARLOW WATSON RUSSEL (2008). An engineered solution to minimize near wellbore formation damage due to kaolinite mobilization. Society of Petroleum Engineers.
- ✓ BONILLA FABIAN CAMILO, Desarrollo y evaluación del programa de estimulación a partir de análisis de daño a la formación para el campo Guando, Bucaramanga, 2011, Universidad Industrial de Santander, Escuela de Ingeniería de Petróleos
- ✓ CARO T. O. (2009). Aspectos Generales Del Daño De Formación Por Deposición De Asfaltenos En Yacimientos De Petróleos.
- ✓ LOPEZ Ruiz Yennifer, Metodología aplicada para el diagnóstico y evaluación de los mecanismos de daño de formación en los pozos pertenecientes a los campos Morrocroy, Caricare y Canaguey de occidental de Colombia, Llanos Norte, Bucaramanga, 2010. Universidad Industrial de Santander, Escuela de Ingeniería de Petróleos.
- ✓ UNAL, M. S., UNAL, J. Ú. U. J. M., & ENERGIA, A. R. E. Análisis híbrido probabilístico y determinístico aplicado al estudio de la evolución del daño de formación y su impacto económico en la producción del pozo.
- ✓ DENNEY, Dennis, et al. Optimizing production in fields with multiple formation-damage mechanisms. Journal of petroleum technology, 2000.

- ✓ YANG, Y., et al. Modelling of Slow Fines Migration and Formation Damage During Rate Alteration. SPE Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers, 2016.
- ✓ WILSON, Adam, et al. Laboratory Testing and Prediction of Asphaltene Deposition in Production Wells. Journal of Petroleum Technology, 2017.
- ✓ CHITALE, Ashish A., et al. A New Methodology To Safely Produce Sand-Controlled Wells With Increasing Skin. SPE Production & Operations, 2010.
- ✓ LEONTARITIS, K. J., et al. A systematic approach for the prevention and treatment of formation damage caused by asphaltene deposition. SPE Production & Facilities, 1994.
- ✓ WATSON, Russell Barlow, et al. Smart mud filtrate: an engineered solution to minimize near-wellbore formation damage due to kaolinite mobilization: laboratory and field experience, Oseberg Sør. En SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control. Society of Petroleum Engineers, 2008.