



UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA

**Evaluación de la técnica de consolidación  
química usando resinas como alternativa para  
control de arenas en yacimientos poco  
consolidados – Caso colombiano cuenca llanos**

**Yused Jesus Obeid Méndez**

Universidad Nacional de Colombia

Facultad de Minas, Departamento de Procesos y Energía

Medellín, Colombia

2017

# **Evaluación de la técnica de consolidación química usando resinas como alternativa para control de arenas en yacimientos poco consolidados – Caso colombiano cuenca Llanos**

**Yused Jesus Obeid Méndez**

Trabajo de grado presentado como requisito parcial para optar al título de:

**Magister en Ingeniería - Ingeniería de Petróleos**

Director (a):

MSc. Guillermo Álzate Espinosa

Codirector (a):

MSc. Alejandra Arbeláez Londoño

Universidad Nacional de Colombia

Facultad de Minas, Departamento de Procesos y Energía

Medellín, Colombia

2017

## *Dedicatoria*

*A Dios, por darme la oportunidad de cumplir mis sueños.*

*A mi esposa e hijos, por estar a mi lado y brindarme su apoyo incondicional siempre.*

*A mi madre, por creer en mí y motivarme día a día a seguir adelante.*

*A todas aquellas personas que colaboraron e hicieron posible lograr este sueño.*



# Agradecimientos

A la Universidad Nacional de Medellín por brindarme la oportunidad de realizar mis estudios de Maestría y por recibir siempre su apoyo.

Al M.Sc. Guillermo Alzate Espinosa por su dirección, paciencia y valiosos consejos que me permitieron alcanzar los objetivos de esta tesis.

Al M.Sc. Alejandra Arbelaez Londoño por sus valiosas asesorías y comentarios.

Al Grupo de Investigación en Geomecánica Aplicada “GIGA” de la Universidad Nacional de Medellín por su constante apoyo y colaboración.

A Cepsa Colombia por facilitarme acceso a la información requerida para la culminación de esta tesis.

Finalmente, a todas aquellas personas, colegas y amigos que me brindaron su apoyo para el logro de mis objetivos.



## Resumen

Yacimientos poco consolidados en Colombia, tienen como acompañante durante su vida productiva la producción de arena de formación. Esto es un problema que requiere de estudios para determinar la mejor alternativa para controlarlo. Existen diversos mecanismos de control de arena, entre ellos la consolidación química de la arena en formación, que consiste en inyectar fluidos resinados que permiten incrementar la resistencia de la roca y por ende disminuir el riesgo de producir arena.

El objetivo de este trabajo es analizar y evaluar desde la geomecánica la implementación de un tratamiento químico base resina como alternativa para prevenir la producción de arena en pozos de yacimientos poco consolidados. La evaluación será realizada mediante el modelamiento geomecánico que busca predecir el *onset* de producción de arena basado en el concepto de presión crítica de fondo (CBHP), posteriormente se realiza un aumento en el parámetro de resistencia a la compresión del material (UCS) con el fin de simular los efectos de la consolidación química. Finalmente, se realiza un modelamiento del comportamiento en producción de los pozos, en este modelamiento se realiza una disminución de la permeabilidad entre el 10 y el 30%, con el fin de modelar el comportamiento de la producción posterior a la implementación del tratamiento de consolidación química.

**Palabras clave:** Producción de arena, modelamiento geomecánico, consolidación química, yacimientos poco consolidados.

## Abstract

Non - consolidated reservoirs in Colombia, have as accompanist during his productive life the production of sand of formation. This is a problem that it needs of studies to determine the best alternative to control it. There exist diverse mechanisms of control of sand, between them the chemical consolidation of the sand in formation, which consists of injecting resins fluids that allow to increase the resistance of the rock and then to decrease the risk of producing sand.

The aim of this work is to analyze and to evaluate from the geomechanics the implementation of chemical treatment base resins as alternative to anticipate the production of sand in wells that produce of little consolidated deposits. The evaluation will be done by predicting the onset of sand production based on critical borehole pressure (CBHP), and then the compressive strength will rise simulating the resin consolidation. Finally, the well production is simulated with a reduction in the permeability (10 – 30%) to simulate the production after the implementation of a sand consolidation treatment.

**Keywords:** Sand production, geomechanic modelling, chemical consolidation, reservoirs poor consolidated.



# Contenido

	Pág.
<b>Resumen</b> .....	<b>VII</b>
<b>Lista de figuras</b> .....	<b>XI</b>
<b>Lista de tablas</b> .....	<b>XIII</b>
<b>Lista de Símbolos y abreviaturas</b> .....	<b>XIV</b>
<b>Introducción</b> .....	<b>1</b>
<b>1. Fundamento teórico</b> .....	<b>3</b>
1.1 Generalidades .....	3
1.2 Producción de arena .....	7
1.2.1 Condiciones necesarias para la producción de arena .....	8
1.2.2 Causas de arenamiento .....	9
1.3 Métodos de control de arena .....	10
1.3.1 Consolidación química .....	12
<b>2. Generalidades del campo Caracara</b> .....	<b>15</b>
2.1 Descripción geológica .....	15
2.2 Modelo estructural .....	16
2.3 Modelo y columna estratigráfica del área .....	16
2.4 Descripción de los yacimientos .....	20
2.4.1 Propiedades de los fluidos .....	20
2.4.2 Pruebas de pozo .....	22
2.4.3 Factor de recobro .....	22
2.4.4 Permeabilidades relativas .....	23
2.4.5 Empuje hidráulico en el bloque Caracara .....	24
2.4.6 Propiedades petrofísicas del yacimiento en el bloque Caracara .....	24
2.4.7 Presión inicial de yacimiento .....	26
<b>3. Metodología</b> .....	<b>27</b>
<b>4. Resultados</b> .....	<b>30</b>
4.1 Pozo CCS A - 10 .....	30
4.1.1 Modelo geomecánico .....	30
4.1.2 Producción de arena .....	30
4.1.3 Impacto en producción debido al tratamiento de consolidación con resina .....	37
4.2 Pozo NFE 2.1 .....	38
4.2.1 Modelo geomecánico .....	38
4.2.2 Producción de arena .....	39
4.2.3 Impacto en Producción .....	43
4.3 Pozo CCS A - 19 .....	44
4.3.1 Modelo geomecánico .....	44
4.3.2 Producción de Arena .....	45
4.3.3 Impacto en Producción .....	52



# Lista de figuras

	<b>Pág.</b>
Figura 2 - 1. Columna estratigráfica generalizada de la cuenca de los Llanos.....	17
Figura 2 - 2. Curvas tipo de permeabilidades relativas. ....	23
Figura 3 - 1. Modelo geomecánico pozo CCS A – 10. ....	30
Figura 3 - 2. Perfil de presión crítica de fondo para el pozo CCS A – 10.....	31
Figura 3 - 3. Envoltente de producción de arena, Grupo 1 (4,706 pies) pozo CCS A – 10. .....	32
Figura 3 – 4. Envoltente de producción de arena, Grupo 2 (5,111 pies) pozo CCS A – 10. .....	33
Figura 3 - 5. Cambio de UCS pozo CCSA – 10. ....	34
Figura 3 - 6. Perfiles de producción de arena al considerar aumento en el parámetro UCS, pozo CCS A – 10. ....	35
Figura 3 - 7 Envoltente de producción de arena pozo CCS A – 10. a) gráfica base. b) con aumento de 20% en el UCS. ....	36
Figura 3 - 8 Envoltente de producción de arena pozo CCS A – 10. a) gráfica base. b) con aumento de 30% en el UCS. ....	36
Figura 3 - 9. Envoltente de producción de arena pozo CCS A – 10. a) gráfica base. b) con aumento del 40% en el UCS.....	36
Figura 3 - 10. Pronostico de producción de fluidos sin cambios en la permeabilidad de la formación, pozo CCS A – 10. ....	38
Figura 3 - 11. Pronostico de producción de fluidos con reducción del 50 % en la permeabilidad de la formación como resultado del tratamiento de consolidación química, pozo CCS A – 10.....	38
Figura 3 - 12. Modelo geomecánico Pozo NFE 2.01.....	39
Figura 3 - 13. Perfil de presión crítica de fondo para el pozo NFE 2.1. ....	40
Figura 3 - 14. Envoltente de producción de arena pozo NFE 2.1.....	40
Figura 3 - 15. Cambio de UCS pozo NFE 2.1.....	41
Figura 3 - 16. Perfiles de producción de arena con cambios en el UCS pozo NFE 2.1... 41	
Figura 3 - 17. Envoltente de producción de arena pozo NFE 2.1. a) gráfica base. b) con aumento de UCS 20%.....	42
Figura 3 - 18. Envoltente de producción de arena pozo NFE 2.1. a) gráfica base. b) con aumento de UCS 30%.....	42
Figura 3 - 19. Envoltente de producción de arena con aumento pozo NFE 2.1. a) gráfica base. b) con aumento de UCS 40% ....	43
Figura 3 - 20. Pronostico de producción de fluidos sin cambios en la permeabilidad pozo NFE 2.1.....	43
Figura 3 - 21. Pronostico de producción de fluidos con reducción en la permeabilidad (30%) pozo NFE 2.1.....	44
Figura 3 - 22. Modelo geomecánico pozo CCS A – 19. ....	45
Figura 3 - 23. Perfil de presión crítica de fondo para el pozo CCS A – 19.....	45

Figura 3 - 24. Envoltente de producción de arena, Grupo 1 (4,642 pies) pozo CCS A – 19.....	46
Figura 3 - 25. Envoltente de producción de arena, Grupo 2 (4,706 pies) pozo CCS A – 19.....	46
Figura 3 - 26. Envoltente de producción de arena, Grupo 3 (4,816 pies) pozo CCS A – 19.....	46
Figura 3 - 27. Cambio de UCS pozo CCS A – 19.....	47
Figura 3 - 28. Perfiles de producción de arena con cambios en el UCS pozo CCS A – 19. ....	48
Figura 3 - 29. Envoltente de producción de arena Grupo 1 (4,642 pies). a) gráfica base b) aumento de UCS 20% pozo CCS A – 19. ....	49
Figura 3 - 30. Envoltente de producción de arena Grupo 1 (4,642 pies). a) gráfica base. b) aumento de UCS 30% pozo CCS A – 19. ....	49
Figura 3 - 31. Envoltente de producción de arena Grupo 1 (4,642 pies). a) gráfica base. b) aumento de UCS 40% pozo CCS A – 19. ....	49
Figura 3 - 32. Envoltente de producción de arena Grupo 2 (4,706 pies). a) gráfica base. b) aumento de UCS 20% pozo CCS A – 19. ....	50
Figura 3 - 33. Envoltente de producción de arena Grupo 2 (4,706 pies). a) gráfica base. b) aumento de UCS 30% pozo CCS A – 19. ....	50
Figura 3 - 34. Envoltente de producción de arena Grupo 2 (4,706 pies). a) gráfica base. b) aumento de UCS 40% pozo CCS A – 19. ....	51
Figura 3 - 35. Envoltente de producción de arena Grupo 3 (4,816 pies). a) gráfica base. b) con aumento de UCS 20% pozo CCS A – 19. ....	51
Figura 3 - 36. Envoltente de producción de arena Grupo 3 (4,816 pies). a) gráfica base. b) aumento de UCS 30% pozo CCS A – 19. ....	51
Figura 3 - 37. Envoltente de producción de arena Grupo 3 (4,816 pies). a) gráfica base. b) con aumento de UCS 40% pozo CCS A – 19. ....	52
Figura 3 - 38. Pronostico de producción de fluidos sin cambios en la permeabilidad pozo CCS A – 19.....	52
Figura 3 - 39. Pronostico de producción de fluidos con reducción en la permeabilidad (20%) pozo CCS A – 19.....	53

## Lista de tablas

	<b>Pág.</b>
Tabla 1 - 1. Tipo de completamiento de pozos según el tipo de yacimiento. ....	12
Tabla 2 - 1. PVT's referencia por Campo/Intervalo. ....	20
Tabla 2 - 2. Propiedades del petróleo del bloque Caracara .....	21
Tabla 2 - 3. <i>End points</i> para la construcción de las curvas de permeabilidad relativa.....	24
Tabla 2 - 4. Propiedades petrofísicas en el bloque Caracara.....	25

# Lista de Símbolos y abreviaturas

## Símbolos con letras latinas

Símbolo	Término	Unidad SI
$A$	Área transversal	$m^2$
$c'$	Cohesión	$N/m^2$
$P_p$	Presión de poro	$N/m^2$
$Q$	Tasa de flujo	$m^3/s$
$E$	Módulo de Young	$N/m^2$
$K$	Módulo <i>Bulk</i>	$N/m^2$
$CBHP$	Presión crítica de fondo	$N/m^2$
$G$	Módulo de cizalla	$N/m^2$
$T_0$	Resistencia a la tensión	$N/m^2$

## Símbolos con letras griegas

Símbolo	Término	Unidad SI
$\alpha$	Constante de Biot	-----
$\nu$	Razón de Poisson	-----
$\mu$	Viscosidad	$N \cdot s/m^2$
$\rho$	Densidad	$kg/m^3$
$\sigma'$	Esfuerzo efectivo	$N/m^2$
$\sigma_H$	Esfuerzo horizontal máximo	$N/m^2$
$\sigma_h$	Esfuerzo horizontal mínimo	$N/m^2$
$\sigma_m$	Esfuerzo promedio	$N/m^2$
$\sigma_n$	Esfuerzo normal	$N/m^2$
$\sigma_v$	Esfuerzo vertical	$N/m^2$
$\tau$	Esfuerzo de cizalla	$N/m^2$
$\phi$	Porosidad	-----
$\varphi$	Ángulo de fricción interna	-----

# Introducción

Los yacimientos de areniscas no consolidadas son más susceptibles a la producción de arena y finos, especialmente aquellos con permeabilidad entre 0.5 a 8 Darcies. La producción de arena de tales depósitos puede comenzar durante el primer flujo o más tarde, cuando la presión del yacimiento ha disminuido o cuando el agua irrumpe. La mayor parte de los hidrocarburos del mundo se encuentran en yacimientos no consolidados. Estas rocas son por lo general relativamente jóvenes en edad geológica, y no están consolidadas, porque los procesos naturales no han cementado lo suficiente los granos de la roca. La producción de arena se da con diferentes grados de severidad, no todos los cuales requieren una acción de remediación y/o mitigación.

El movimiento de arena y finos en la cara de la formación es un problema recurrente en los pozos de la cuenca Llanos de Colombia, donde los yacimientos están principalmente formados de areniscas muy permeables y pobremente consolidadas de la formación Carbonera. Las estrategias de completamiento para el control de arena requeridas son las de usar un método mecánico para controlar la producción de arena y un método químico para la migración de finos. Técnicas tales como “*High Rate Water Pack*” (screen con un empaque de grava) han sido extensivamente usadas para evitar y/o controlar la producción de arena y finos. Sin embargo, el daño post tratamiento puede ser más alto comparado con el potencial del hueco entubado solamente, lo que resulta en una significativa pérdida en productividad del pozo. Una alternativa a los métodos mecánicos y algunos químicos de baja efectividad es la consolidación química de la roca usando resinas. Con este método, la producción de arena y finos puede ser detenida artificialmente, mediante el enlace y fijación de los granos de la formación.

En este proyecto se evalúa la viabilidad de la técnica de consolidación química como control de arenas en un campo de estudio de la cuenca Llanos Colombiana. Esto será logrado mediante el análisis de información especializada de campo disponible y de pruebas de desplazamiento con un tratamiento de consolidación química en corazones del campo en mención. El uso de un simulador comercial (CMG) permitirá determinar el impacto en productividad que podría generar esta tecnología para control de arenas en el campo de estudio, basándose en la variación y/o alteración de propiedades mecánicas de

la formación, más específicamente, el aumento de la resistencia a la compresión uniaxial (UCS) a partir de procesos de consolidación química.

El objetivo de este trabajo es analizar y evaluar desde la geomecánica la implementación de un tratamiento químico base resina como alternativa para prevenir la producción de arena en pozos que producen de yacimientos poco consolidados. Para ello se:

- Se elaboró un estado del arte sobre la sobre los métodos de control y mitigación de producción de arena a partir de la consolidación química. Se revisó información y antecedentes de aplicación de tratamientos químicos para control de arena en yacimientos poco consolidados.
- Se analizó global e integralmente la información de campo disponible de los pozos con producción de arena para identificar elementos geográficos, otros como la saturación de agua sobre producción de arena, etc.
- Se investigó y documentó la variación en propiedades mecánicas y petrofísicas de la roca a causa de tratamientos de consolidación química.
- Se integró los parámetros resultantes del trabajo experimental a un modelo de simulación tipo *single well model* que permita el análisis de productividad y de diferentes escenarios de producción de arena en función de los cambios en las propiedades mecánicas, especialmente el UCS, al igual que los cambios en las propiedades petrofísicas.



# 1. Fundamento teórico

## 1.1 Generalidades

Los finos son partículas de minerales sólidos que se adhieren a las paredes de los poros en las rocas. Con la palabra finos se definen aquellas partículas que pasan a través del tamiz # 200, que son partículas con tamaño menor a 0.074 mm (74 micras). Los finos están compuestos por limos, partículas con tamaños entre 0.074 mm y 0.002 mm, y por arcillas, partículas con tamaños menores de 0.002 mm. La migración de finos tiene lugar cuando estas partículas se desprenden de la superficie del sólido, se dispersan y fluyen hacia espacios porosos muy pequeños, donde se acumulan. Esto provoca un gran nivel de obstrucción y, como consecuencia, la reducción de la permeabilidad en el medio poroso. Ejemplos de finos incluyen arcillas autigeníticas como caolinita, ilita, esméctica y clorita; silicatos como cuarzo, sílice y feldespato; y carbonatos como calcita, dolomita y siderita (Muecke, 1979).

Las arcillas autigeníticas que se forman en los espacios porosos, constituyen las más comunes en los yacimientos. Estos minerales son sumamente pequeños, presentan una microestructura en capas y grandes áreas superficiales. Por lo tanto, tienden a reaccionar muy rápidamente con el fluido que entra al medio poroso. Si el fluido no es compatible con el tipo de arcilla que se encuentra en el yacimiento, un 2% del contenido de arcilla será suficiente para obstruir o dañar la formación (Gruesbeck & Collins, 1982; Muecke, 1979). Por lo tanto, los fluidos inyectados deben ser de igual concentración y composición que el agua original de la formación o, si esto no fuera posible, deben contener cationes que servirán para estabilizar los finos.

Por lo general, la migración de finos se produce en dos etapas consecutivas (Thomas & Crowe, 1981). Durante la primera etapa, las partículas se desprenden debido a su sensibilidad a los fluidos (efecto químico) y, durante la segunda, son arrastradas por el fluido (efecto físico). El efecto químico tiene lugar cuando un fluido incompatible ingresa en la formación, por lo general durante las operaciones de perforación. Las partículas sueltas se ponen en movimiento y/o las arcillas se hinchan. El hinchamiento ocurre cuando el agua es absorbida por las capas de arcilla debido a la capacidad de intercambio de cationes, y

luego las arcillas hinchadas cubren parte del volumen poroso. En consecuencia, la permeabilidad se reduce. El efecto físico tiene lugar cuando las partículas sueltas son llevadas por la fuerza de arrastre de los fluidos. En esta situación, la influencia más significativa está ejercida por fuerzas hidrodinámicas, cuya potencia arrastra partículas de mayor tamaño (Colmenares, Padron, Boggio, & Montoya, 1997; Muecke, 1979). Por otra parte, el efecto físico se ve afectado por la tasa de flujo y la viscosidad del fluido. Ahora bien, cualquiera sea el tipo de mecanismo producido, el resultado es la reducción de la permeabilidad de la formación provocada por la obstrucción de los poros.

(Hibbeler, Garcia, & Chavez, 2003) proporcionan una excelente revisión de los mecanismos de migración de finos. Muchos investigadores han examinado los factores que afectan la reducción de la permeabilidad debido a la migración de finos e hinchamiento de arcillas, incluyendo los cambios de salinidad, pH, y de velocidades de flujo (Gruesbeck & Collins, 1982; Muecke, 1979). La migración de finos de formación se sabe que causa daños considerables a la formación durante la producción, limitando la producción potencial del pozo.

Diversas técnicas se han desarrollado en la industria durante los años como solución para la estabilización de finos para superar los efectos de la migración de finos (Muecke, 1979). La acidificación a menudo se ha utilizado para disolver finos por "desbloqueo" y ampliación de la geometría de garganta de poros en la formación cerca del pozo para aumentar la permeabilidad de la formación. El desempeño de producción en los pozos que se han acidificado o fracturado a menudo ha sido decepcionante. Las tasas de producción altas suelen durar sólo un tiempo corto, seguido por una caída drástica en la producción debido a los daños causados por taponamiento con finos. Otros tratamientos químicos, tales como la inclusión de surfactantes para estabilización de arcillas como parte de los fluidos de completamiento, o polímeros en las operaciones remediales, han sido aplicados en un esfuerzo por minimizar la migración de finos y mejorar así la productividad (Kalfayan & Watkins, 1990; McLaughlin, Elphingstone, & Hall, 1976; McLaughlin & Weaver, 1982). Estos tratamientos comúnmente requieren que los fluidos de tratamiento sean inyectados profundamente en la matriz de la formación, permitiendo que las superficies de los finos y

poros se contacten e interactúen con el fluido de tratamiento. A menudo grandes volúmenes de tratamiento se requieren para lograr los resultados deseados. Muchos de estos fluidos de tratamiento ofrecen sólo soluciones temporales porque tienden a desorberse con el tiempo y con la producción de fluidos desde el pozo.

Los métodos para el tratamiento de los daños causados por los finos de formación incluyen floculación química o el uso de polímeros orgánicos catiónicos, polímeros inorgánicos y surfactantes humectables al aceite (McLaughlin et al., 1976). Estos tratamientos químicos son referenciados a veces como "permanentes" y/o bien se centran en la floculación o aglomeración de finos de arcilla para el tratamiento de la formación, o implican el cambio en propiedades de humectabilidad de las superficies para reducir la tendencia a migrar en fluidos acuosos. Todas estas tecnologías existentes se basan en el tratamiento y puesta en contacto con las partículas que pueden llegar a ser móviles. Otra solución implica estabilizadores de arcilla temporales, los cuales minimizan la tendencia natural a dispersarse o desflocularse que ocurre con los finos dentro de la matriz de la formación. Tales sistemas químicos pueden incluir sales mono/divalentes o aminas cuaternarias de bajo peso molecular (Sharma & Sharma, 1994).

En un esfuerzo por controlar la migración de finos y arena, se ha experimentado el uso de polímeros. Películas ultra delgadas de polímeros han reportado dar buenos resultados (Sharma & Sharma, 1994). Agentes aglomerantes basados en agua y agentes viscosos ultra delgados (Nguyen, Weaver, Rickman, Dusterhoft, & Parker, 2006) también han reportado tener éxito. Otros estabilizadores de arcilla que han sido experimentados y que se ha encontrado como buenos son los compuestos de aluminio (Sharma & Sharma, 1994) y los compuestos de aluminio y circonio en combinación. La eficacia de estos compuestos en la estabilización de arcillas también se ha estudiado (Sharma & Sharma, 1994). La capacidad de níquel recubriendo arena para resistir la desintegración en la presencia de vapor de agua y solución de pH alto se ha estudiado y los resultados muestran que las arenas revestidas de níquel tienen una alta estabilidad y resistencia mecánica. El éxito de organosilanos en la unión de partículas de formación también se ha reportado sobre todo

sus propiedades visco-elásticas que mantienen los granos de arena juntos (Haavind et al., 2008).

La consolidación química ha estado en uso desde la década de 1940. Los métodos tradicionales de consolidación química de arena intentan aumentar la tasa de producción libre de arena mediante la unión de los granos de arena junto con la restauración de la resistencia de la matriz en gran medida, pero se ha demostrado que esto podría reducir la permeabilidad en las cercanías del pozo.

Los métodos químicos tienen varias ventajas importantes sobre los métodos mecánicos, pero el alto costo de las resinas y las dificultades en la obtención de una inyección lo suficientemente uniforme de los productos químicos ha limitado la aplicación a intervalos perforados relativamente cortos. En algunos yacimientos no consolidados donde la producción es marginal, el alto costo del control químico de arena y finos ha impedido la aplicación en pozos del petróleo o el gas (Obeid, Sepúlveda, Campos, Campo, & Usuriaga., 2013). Una baja presión de inyección, el corto tiempo de curado antes de restaurar la producción, la alta resistencia a la compresión de la matriz resultante, la resistencia al deterioro por parte de los fluidos del pozo y la alta permeabilidad retenida son características deseables para un proceso de consolidación.

Usar una resina para unir partículas entre sí es una manera eficaz para detener partículas que fluyen desde un pozo que requiere control de arena (Nguyen et al., 2006). Este método de control de arena se conoce en la industria como el método consolidación química. Agentes químicos líquidos se utilizan para cubrir y unir las partículas. Después de un breve periodo de cierre a la temperatura del yacimiento, la resina se endurece y las partículas se adhieren para permanecer juntas. Las partículas que se unen entre sí ya no fluirán, eliminando así el problema.

En el pasado, los fluidos de consolidación se han utilizado ampliamente como medio principal para controlar o prevenir la producción de arena y finos de formación. Podría

decirse que el proceso fue un gran éxito en los años 1960 y 1970, cuando era una de las soluciones más utilizadas para la prevención de la producción de arena de formación (Marfo, Bank, Centre, & Appah, 2015). Desde entonces, sin embargo, problemas asociados con costos, dificultades de colocación, intervalos productivos muy largos, fiabilidad de los tratamientos de consolidación y desarrollo de nuevas tecnologías han dado lugar a la preferencia de la industria a emplear controles de arena mecánicos. A pesar de ello, la consolidación de arena y finos todavía se utiliza con éxito en muchos completamientos de intervalos cortos donde las soluciones de control de arena mecánico no son rentables (Marfo et al., 2015).

Varios tipos de resinas se utilizan actualmente para el control de arena y finos. Ejemplos de resinas orgánicas que son adecuados para el uso de acuerdo con este tema son las resinas epóxicas, las resinas de poliéster, resinas de fenol-formaldehído, las resinas de urea-formaldehído, las resinas de furano, las resinas de uretano y las mezclas de tales resinas (Kruse, Puliti, Millan, & Best, 2015). El uso de resinas resulta en la polimerización causada por catalizadores o agentes de curado. Las resinas son inyectadas a la formación a través de presiones aplicadas instantáneamente cuando las perforaciones se forman en la cara de los pozos. Entre los procesos disponibles comercialmente para la consolidación de formaciones poco consolidadas, algunos son desarrollados por empresas de servicios y algunos desarrollados por las filiales de investigación de las empresas, cuyo principal negocio es la producción, refinación y comercialización de petróleo.

## 1.2 Producción de arena

La predicción del arenamiento es una herramienta importante que permite evaluar la alternativa de implementar un sistema de control para su exclusión o si por el contrario tal opción representaría pérdidas debido a la reducción de la productividad y a los costos asociados a la tecnología. Del mismo modo, si se conocen los delta de presión crítico se puede analizar la relación costo beneficio de producir aceite a altas tasas con las implicaciones de producir arena o si se mantienen caudales no tan grandes con el fin de disminuir los eventos por arenamiento.

Se estima que el 70 % de las reservas de hidrocarburos se encuentran en yacimientos que en algún punto de su vida llegarán a producir arena (Dusseault, 2001). Los principales problemas asociados con éste fenómeno son: la erosión de los equipos de producción, el taponamiento de las líneas de flujo, la desestabilización de la formación que en el peor de los casos puede terminar con el colapso del pozo.

El arenamiento surge cuando los esfuerzos desestabilizadores (esfuerzos generados por el arrastre de los fluidos, los gradientes de presión y los esfuerzos in-situ) resultan mayores que la resistencia mecánica de la formación provocando el desprendimiento de las partículas. Cabe explicar que el proceso de desprendimiento no ocurre instantáneamente, éste es progresivo hasta llegar a un punto de estabilización (Nouri, Kuru, & Vaziri, 2007).

### **1.2.1 Condiciones necesarias para la producción de arena**

La producción de arena puede ocurrir si la roca en la vecindad de los perforados es no consolidada o ha sido fallada debido a la concentración de esfuerzos. Aunque este estado de no consolidación es necesario, ciertamente no es una condición suficiente para que ocurra el fenómeno. Después de una etapa de producción inicial de arena, existe una estabilización de la cavidad cañoneada, es decir se genera una nueva configuración de arco, esto implica una redistribución de los esfuerzos locales lo que permite la producción de fluidos con un delta de presión más alto y una cantidad de arena estable (Bianco & Halleck, 2001). Al aumentar una vez más el delta de presión, se vuelve a desestabilizar el arco y como resultado se genera un pico en la producción de arena hasta que nuevamente ocurre la estabilización.

Cuando las condiciones exceden el límite de estabilidad de la estructura cañoneada, la arena definitivamente se producirá. La estabilidad de los arcos está controlada por los esfuerzos locales, delta de presión y la resistencia de la roca (Bianco & Halleck, 2001).

## 1.2.2 Causas de arenamiento

- **Consolidación:** se relaciona con la capacidad que tienen los granos de mantenerse unidos, se supone que los sedimentos más jóvenes son los que presentan menor consolidación debido a que no cuentan con la suficiente columna litológica para la acomodación de los granos. Una manera de medir la consolidación es a partir de la resistencia uniaxial compresiva UCS (Jaeger, Cook, & Zimmerman, 2007).
- **El material cementante:** Las rocas productoras se encuentran unidas por varios materiales cementantes, cualquier tratamiento ácido podría disolverlo dejando débil el armazón de la roca lo que llevaría a una mayor posibilidad de que los granos se desprendan.
- **Presión de poro:** los fluidos que se encuentran dentro de la roca productora soportan parte del esfuerzo total aplicado sobre la formación, por tal motivo a medida que se depleta el yacimiento, el armazón de las rocas estará expuesto a mayores esfuerzos efectivos hasta el punto que supere su resistencia.
- **Permeabilidad:** La heterogeneidad en la permeabilidad de un yacimiento puede generar velocidades de producción de fluidos extremadamente altas que sobrepasan la velocidad crítica y derrumban la formación, principalmente en las que son poco consolidadas (Sanfilippo, Brignoli, Giacca, & Santarelli, 1997).
- **Tipos de fluidos producidos:** Cuando existen cortes de agua asociados a la producción de aceite, se puede alterar el material cementante de la formación lo que genera una pérdida de la resistencia del material (Sanfilippo et al., 1997).
- **Viscosidad de los fluidos producidos:** Las fuerzas de arrastre sobre los granos de arena están relacionadas con la velocidad de flujo y la viscosidad del mismo. Altas viscosidades del fluido generan mayores fuerzas de arrastre (Sanfilippo et al., 1997).
- **La perforación del pozo:** causa daño en resistencia mecánica de la formación y es directamente proporcional a la tasa de penetración. Adicionalmente fluido de perforación usado puede generar fracturas debido a su excesivo peso como también problemas de filtrado generando un factor skin que proporciona una caída de presión extra por perforado. (Sanfilippo et al., 1997)

- **La cementación:** una mala cementación crearía zonas de baja resistencia en la vecindad del pozo debido a la concentración de esfuerzos. Si se dejan canales entre la formación y la tubería, estos se volverán canales preferenciales de flujo donde las velocidades serán altas.
- **Cañoneo:** Las actividades de cañoneo deben ser planificadas y ejecutadas para producir cavidades estables a largo plazo. Los parámetros de diseño de las perforaciones tales como diámetro, longitud o penetración, densidad, ángulo de fase y presiones de desbalance, deberán ser especificados en función de las propiedades mecánicas de la formación (Rahmati, Nouri, Vaziri, & Chan, 2012).
- **Tasas de producción:** cuando se requieren mayores tasas de flujo lo que se hace es disminuir la presión de fondo fluyente. Esto puede resultar en altas caídas de presiones que llegan a superar los niveles críticos.
- **Los cortes de agua:** La mayoría de las rocas almacenadoras de hidrocarburos se encuentran preferiblemente mojadas por agua, parte de la cohesión de los granos está dada por la tensión interfacial liquido-grano. Cuando se empiezan a presentar altos cortes de agua las fuerzas capilares disminuyen provocando una reducción en la cohesión (Alireza Nouri, Vaziri, Belhaj, & Islam, 2006).

### 1.3 Métodos de control de arena

Antes de iniciar un proceso de control de producción de arena, se debe identificar si realmente es necesario llevar a cabo el control de arena, por ejemplo si el pozo es inyector de agua, y durante este proceso hay producción de arena, para este caso específico no debería realizarse un proceso de control de arena, para este caso ya se habla de manejo de arena. Luego entonces, para hablar de manejo de arena, se debe tener en cuenta el diseño de equipos tanto de fondo como de superficie en el pozo para no tener costo adicionales durante la producción y/o inyección del pozo (Willson S.M, 2002). Mientras que el método de control de arena se deben utilizar completamientos de tal forma que permite que los finos pase, pero que la arena se quede en la formación (Byrne Michael, 2010).



En cuanto a los métodos de control de producción de arena se han identificado diferentes métodos como: gravel pack, consolidación, producción por debajo de la tasa crítica, perforaciones selectivas, frac pack o combinación de estos métodos. Agrupados en los siguientes

- **Restricción de la producción.**

Cuando los fluidos de formación son producidos, generan un esfuerzo sobre el material que mantiene unidos los granos de la arena. Este esfuerzo puede ser reducido disminuyendo las tasas de flujo o producción. En algunos casos, esto podría ser una alternativa exitosa a los otros métodos disponibles hoy día. Sin embargo, en la mayoría de los casos, esta no es una solución económica durable para controlar la producción de arena de una formación. El grado de consolidación de la formación, el tipo y cantidad presente del material cementante y la cantidad de agua que está siendo producida también son factores significativos que contribuyen a la producción de arena. Estos otros factores pueden generar que un pozo produzca arena aun cuando los caudales de producción están siendo restringidos. Aun cuando se logra restringir la producción de arena en un inicio, este éxito puede durar poco cuando otros factores comienzan a jugar un papel importante durante la vida del pozo.

- **Mecánicos.**

De los tres grandes grupos que intentan proveer algún medio para control de la producción de arena, el más usado comúnmente es el método mecánico. Los métodos mecánicos para control de arena consisten de diversas herramientas para puentear o filtrar la arena que arrastra los fluidos producidos. Estas herramientas o mecanismos pueden ser camisas ranuradas, mallas y mallas pre-empacadas. Estos son comúnmente usados en conjunto con algún método de empaquetamiento con grava.

- **Múltiples métodos**

Son los métodos que combinan sistemas de consolidación química y un sistema mecánico de empaquetamiento con grava. En estos sistemas, se realiza un empaquetamiento con grava generalmente sin una malla en fondo, usando una resina curable que recubra los granos de la grava. La permeabilidad de la grava resulta más alta que la de la formación generalmente, lo que ayuda a minimizar las restricciones de flujo permitiendo que los fluidos se muevan con mayor facilidad hacia el pozo (Bellarby, 2009). Así mismo se puede pensar en una técnica de completar diferente el pozo como por ejemplo perforaciones selectivas y/o orientadas. Adicionalmente hay una guía para seleccionar el completamiento según la producción de arena y si se debe o no controlar arena, esta guía se muestra en Tabla 1 - 1 (Waltman B, 2010).

Tabla 1 - 1. Tipo de completamiento de pozos según el tipo de yacimiento.

<b>Tipo de Yacimiento</b>	<b>Posible Solución</b>	<b>Controlar arena</b>
No consolidado, existe una falla o pertenece a una zona de fallas	Mallas (gravel pack, fracpac, extensión pack). Mallas expandible	Si
Débilmente consolidada. Susceptible a producir arena durante la producción	Cañoneos orientados, perforación selectiva, pozos horizontales, pozos desviados, consolidación química, fractura hidráulica	Zona gris
Consolidada, frágil y/o Susceptible a producir arena con producción de agua	Cañoneos orientados, perforación selectiva, consolidación química, fractura hidráulica, control de influjo	Manejo de producción de arena

### 1.3.1 Consolidación química

El control de arena a través de la consolidación química involucra el proceso de inyectar químicos líquidos dentro de una formación naturalmente no consolidada para proveer un grado de cementación intergranular. El objetivo de la consolidación de arena de formación es cementar los granos de arena en un punto de contacto de manera que se pueda mantener un valor máximo de permeabilidad del sistema. Estas resinas curables epóxicas forman un lazo solido entre granos e incrementan la resistencia compresiva en las

cercanías de la cara del pozo. Muy a menudo, la consolidación mediante resinas es llevada a cabo en pozos donde los completamientos con mallas y/o trabajos de empaquetamiento con grava están dañados o donde económicamente es inviable hacer un trabajo similar nuevamente. De aquí que la consolidación con resinas sea empleada como un tratamiento remedial. A continuación se presenta la revisión bibliográfica sobre los diferentes casos de aplicación del método de consolidación química con el fin de remediar la producción de arena.

**(Haavind et al., 2008)** presentan los resultados de una prueba de consolidación química en el campo Heidrun en Noruega, a través del estudio los autores concluyen que la consolidación química puede ser una opción confiable para el control de la producción de arena. El estudio muestra que la correcta ubicación del tratamiento es crítica para el correcto funcionamiento del mismo, adicionalmente se nota una clara disminución en el índice de productividad de los pozos (10% promedio), la cual se asocia directamente a la reducción de permeabilidad que se presenta después del tratamiento. Finalmente, los autores concluyen que el tratamiento es exitoso, debido a la total reducción de la producción de arena la cual se atribuye directamente al aumento en la resistencia a la compresión de la formación, la cual aumenta aproximadamente un 25%.

**(Barragan, Pereira Suzart, Llerena, & Medina, 2013)** presentan el caso de un pozo que fue completado con empaques de arena en 1999, este pozo después de 10 años de operación el pozo empezó a producir arena de los empaques y de la formación; para solucionar este problema, los autores diseñan un tratamiento químico con el fin de consolidar el área cercana al pozo. El tratamiento se realiza a partir de la mezcla de dos (2) resinas, las cuales logran consolidar la arena de formación y reparar o consolidar la arena de los empaques, lo que logra eliminar por completo la producción de arena del pozo, los autores estiman que la cohesión del material aumenta aproximadamente 30%.

**(Songire, Hassan, Amer, Farid, & Luijckx, 2014)** muestran los efectos de consolidación química a partir de una resina base agua. El tratamiento muestra ser bastante eficaz para

intervalos largos, adicionalmente presenta una reducción del 95% en la producción de arena y la producción de hidrocarburos no presenta ninguna reducción asociada al tratamiento.

**(Marfo et al., 2015)** realizan una revisión de la consolidación química como método primario y como método remedial para el control de arena. Los autores resaltan las restricciones operaciones que se presentan durante su aplicación, las principales restricciones se refieren a la reducción en la permeabilidad de la formación, el intervalo de tratamiento, la resistencia a la compresión de la formación.

**(Othman et al., 2017)** muestran un caso de campo en Malasia en el cual se aplica un tratamiento de consolidación química en dos pozos. A partir del tratamiento se observa una reducción del 67% en la producción de arena y una reducción en permeabilidad del 13% del pozo de estudio 1, lo que indica un tratamiento exitoso. Sin embargo para el pozo de estudio 2, se muestra una caída de presión en fondo de 1450 a 261 psi, la cual se asocia a un taponamiento ocasionado por la resina, este taponamiento se debe al alto grado de inclinación del pozo (60°) y a la extensión de tubería lo que genero que el desplazamiento de la resina no fuera efectivo.

A partir de la revisión bibliográfica se observa que los tratamientos de consolidación química, son tratamientos efectivos para remediar el fenómeno de producción de arena, ya que estos tratamientos logran aumentar la resistencia mecánica del material, más específicamente la resistencia compresiva o UCS. Sin embargo, la implementación de este tipo de tratamientos implica una reducción en la permeabilidad del yacimiento lo cual implica directamente una reducción en la productividad del pozo. Este tipo de tratamientos deben evaluarse desde la intensidad de la producción de arena, y si su implementación justifica realmente una reducción en el nivel de productividad del pozo.

## **2. Generalidades del campo Caracara**

### **2.1 Descripción geológica**

El bloque Caracara se encuentra ubicado en la cuenca de Los Llanos, al este de la población de Puerto Gaitán, al extremo nororiental del Departamento del Meta. Esta cuenca tiene una extensión aproximada de 190.000 km<sup>2</sup> y corresponde a una región topográficamente plana, con una ligera inclinación hacia el este.

Geológicamente se trata una cuenca pericratónica, asimétrica, limitada al sur por el Arco de Guaviare o Saliente del Vaupés, al oeste por la Cordillera Oriental, al este por el Escudo de Guayana y al norte se prolonga más allá del río Arauca en Venezuela. Se extiende desde los afloramientos de rocas cristalinas del Pre-Cámbrico, en el Escudo de la Guayana (Río Orinoco-Río Guaviare), hasta el piedemonte de la Cordillera Oriental, en donde el basamento alcanza profundidades de 8500 pies aproximadamente.

La columna sedimentaria depositada se adelgaza gradualmente hacia el este, formando un sucesivo cubrimiento (onlapping) de las unidades más jóvenes sobre el basamento Pre-Cámbrico. Se trata en general de formaciones clásticas. En cuanto a las formaciones que componen el sistema petrolífero de la cuenca, las rocas almacén las constituyen las abundantes areniscas de edad Eoceno Superior y Oligoceno (Fm. Carbonera). Las rocas madre son las arcillas Cretácicas y Terciarias, maduras térmicamente hacia el centro de la cuenca. Estas mismas arcillas, diseminadas a lo largo de toda la columna, constituyen también el sello.

El grado de deformación estructural decrece de oeste hacia este a través de la cuenca. Los pliegues de cabalgamiento que originan largos anticlinales cerca al piedemonte andino disminuyen en magnitud hacia el oriente, hasta convertirse en pequeñas estructuras anticlinales asociadas a fallas normales de poco desplazamiento.

## 2.2 Modelo estructural

La principal formación productora en el bloque Caracara es Carbonera, en sus intervalos C7 y C7-M, a una profundidad promedio de 4000 pies bajo nivel del mar.

Estos intervalos productores se encuentran en una zona de poca afectación tectónica, con comportamiento monoclinial de buzamiento general en dirección noroeste, cuya monotonía solo se interrumpe por fallas normales de poco desplazamiento, entre 50 y 100 pies de salto. Los planos de fallas presentan principalmente rumbo SW-NE, afectando las áreas de los campos Caracara-Sur, Peguita, Elisita, Rancho Quemado y Toro Sentado, se observa cierto desplazamiento entre campos, posiblemente transcurrente, en dirección NW-SE. En el área sur del bloque, se visualizan fallas principales con las mismas características pero de rumbo ENE-WSW.

Las acumulaciones de hidrocarburos se localizan mayoritariamente en los altos estructurales con cierre contra las fallas normales principales y en los altos estructurales con cierre propio en las cuatro direcciones. Aparentemente, la distribución de las fallas, aunque define la trampa principal de hidrocarburos, no incide mayormente en los compartimientos laterales de los yacimientos. No se han evidenciado casos de fallas secundarias que delimiten lateralmente los yacimientos, aunque de existir, serían de saltos pequeños y estarían por debajo de la resolución sísmica. La distribución de arenas (sedimentología) puede estar jugando un papel muy importante en la definición de estos compartimientos laterales de los yacimientos.

## 2.3 Modelo y columna estratigráfica del área

La estratigrafía general de la cuenca (Figura 2 - 1) ha sido definida a partir de los datos obtenidos en los diferentes pozos exploratorios y de desarrollo perforados en el área en años anteriores por las diferentes compañías que han operado en los Llanos.

		AGE	FORMATION	THICKNESS (m)	LITHOLOGY	RESERVOIR	SOURCE ROCK	SEAL	FIELDS	
TERTIARY	NEOGENE	PLIOCENE	Late	NECESIDAD	400-1500	[Lithology: Sandstone]			COROCORA PAMARITO LAS ABEJAS EL MIEDO CHAPARRITO REMACHE SUR TRINIDAD RUBIALES  APIAY-SURIA LA YUCA CAÑO LIMÓN CUSIANA CUPIAGUA	
			Early	GUAYABO						
		MIOCENE	Middle	LEON	300-500	[Lithology: Sandstone]				
			Early	CARBONERA	400-2300	[Lithology: Sandstone]	●	○		
		Late	C1							
		PALEOGENE	OLIGOCENE	Early	C2					
	Early			C3						
	EOCENE		Late	C4	100-250	[Lithology: Sandstone]	●	○		
			Middle	MIRADOR						
	PALEOCENE		Early	C5						
			Late	C6						
	PALEOCENE	Late	BARCO	0-350	[Lithology: Sandstone]	●	■	○		
Early		CUERVOS	0-100	[Lithology: Sandstone]	●	■	○			
MESOZOIC	CRETACEOUS	LATE	Maastrichtian	GUADALUPE	150-350	[Lithology: Sandstone]	●		CUSIANA CASTILLA CRAVO SUR CAPACHOS CAÑO DUYA LOS TROMPILLOS	
			Campanian	GACHETA	200-400	[Lithology: Sandstone]		○	CASTILLA CRAVO SUR MORICAL TOCARIA CAÑO VERDE CAÑO GARZA	
			Santonian			[Lithology: Sandstone]	●			
			Coniacian			[Lithology: Sandstone]				
			Turonian			[Lithology: Sandstone]				
			Cenomanian			[Lithology: Sandstone]				
		EARLY	Albian	UNE	800	[Lithology: Sandstone]	●		MORICAL CRAVO SUR EL PALMAR LA GLORIA	
			Aptian			[Lithology: Sandstone]				
			PALEOZOIC		FARALLONES GROUP QUETAME GROUP	Up to 20000	[Lithology: Sandstone]			

Figura 2 - 1. Columna estratigráfica generalizada de la Cuenca de los Llanos.

**Formación Los Cuervos.** Esta formación consiste de lutitas y arcillolitas de color gris, gris verdoso y pardo – amarillento con delgadas intercalaciones de limolitas, mantos de carbón y delgadas capas de areniscas con restos vegetales. Su contacto superior es discordante con la suprayacente formación Mirador y su base es concordante con la formación Barco. Se ha interpretado un ambiente de depósito continental / transicional a marino para esta unidad. En el área del contrato Caracara, la formación Los Cuervos ha desaparecido por pinchamiento o adelgazamiento progresivo. La edad de la formación Cuervos es Paleoceno. No presente en el bloque Caracara.

**Formación Mirador.** Está conformada por una secuencia gruesa de depósitos de canales de arenas fluviales amalgamados. Las arenas son de grano fino a grueso, localmente conglomeráticas y de color claro, limpias, masivas y con estratificación cruzada. Ocasionalmente se encuentran delgadas intercalaciones de arcilla y limonitas grises. Esta unidad se encuentra descansando en forma discordante sobre la formación Cuervos (sector del piedemonte) y sobre la formación Guadalupe en el sector oriental de la cuenca.

El espesor varía entre 450 pies (área del piedemonte) y 30 pies, con desaparición por pinchamiento o adelgazamiento progresivo, hacia el este. La edad de la formación Mirador es Eoceno. No presente en el bloque Caracara.

**Formación Carbonera.** La formación Carbonera consiste en una serie alternante de areniscas, arcillas grises a grises verdosas, marrón, limolitas y carbones. Las areniscas están en mayor proporción hacia la parte superior e inferior de la sección mientras que los lentes de carbón son comunes hacia la parte inferior. La amplia distribución de mantos de carbón y de fósiles vegetales indica un origen generalmente no marino. Esta formación ha sido dividida en ocho miembros (Carbonera C1 a C8) que forman cuatro pares. Cada par consiste en un miembro superior formado por intercalaciones de areniscas de origen fluvio-deltaico y arcillas, y un miembro inferior constituido por arcillas que fueron depositadas en un ambiente de planicies costeras. Esta formación presenta un acuñamiento en dirección este con espesores que varían entre 2600 y 1200 pies. En la zona de Caracara, el espesor presente aproximado es de unos 1500 pies.

La edad de la formación Carbonera ha sido determinada como Eoceno –Mioceno basados en estudios palinológicos a las faunas de moluscos que han sido recolectados en los sedimentos de ésta formación. Los estudios bioestratigráficos en el área del bloque Caracara en cortes de numerosos pozos han reportado fauna de edad Oligoceno (biozonas T09-T10, Jaramillo et al, 2010) para el miembro Carbonera C7.

El miembro C7 en la zona de Caracara es el yacimiento y está conformado por una secuencia de intercalaciones delgadas de arcillas, arenas y limolitas. Hacia la base se presenta una unidad de arena masiva (denominada C7-M). Las arenas son cuarzíticas, con tamaño de grano y selección variable, arcillosas y ocasionalmente carbonosas. Los cuerpos de arena son delgados, por lo general con espesores que oscilan entre los 10 y 20 pies, y son difíciles de correlacionar aunque sea entre pozos localizados a una corta distancia. Esparcidas por toda la sección se encuentran arcillas carbonosas con mantos de carbón intercalados. Esta formación ha sido considerada históricamente como de origen



puramente fluvial, siendo las arenas depósitos de canal y las arcillas y limolitas depósitos de superficie de inundación. Sin embargo en el área del bloque Caracara, a partir del estudio de los 7 testigos tomados, se observa una transición en los ambientes de depósito desde más fluviales (C7-M), deltaicos y con más influencia marina hacia el tope de la formación. El espesor de este miembro en el área es de aproximadamente 400 pies (incluyendo el miembro arenoso masivo inferior, C7-M).

**Formación León.** Representa el último pulso transgresivo del mar en la cuenca de los Llanos, y está constituida primordialmente por lutitas de color gris, gris verdoso, localmente las lutitas pasan a limolitas. La fauna encontrada dentro de esta formación permite asignarle una edad comprendida entre el Oligoceno Superior y el Mioceno Inferior. Su espesor varía de 1600 a 700 pies (aproximadamente 800 pies en la zona del bloque). Medio de sedimentación marino / marino somero.

**Formación Guayabo.** Corresponde a una secuencia monótona de gravas y arenas, con pequeñas intercalaciones de arcillolitas que reflejan un ambiente continental. Más precisamente, esta formación ha sido dividida en 2 miembros, el superior o formación Calzón, comprende una sucesión de areniscas de grano medio a grueso, blancas amarillas y arcillas rojo ladrillo, grises. El inferior o formación "Charte" consta de arcillas y lutitas rojas, grises y areniscas amarillentas en menor proporción, hacia la parte inferior localmente aparecen delgadas capas de lignito. En términos generales se considera Mioceno Medio- Superior, y su espesor varía de 9000 a los 3100 pies encontrados en Caracara.

**Formación Necesidad.** Secuencia de conglomerados poco consolidados, alternando con areniscas de grano fino a grueso, en menor proporción arcillas. No se conocen fósiles pertenecientes a esta unidad. Su edad es considerada Plioceno-Pleistoceno. No presente en el Bloque Caracara.

## 2.4 Descripción de los yacimientos

En los campos del contrato Caracara producen diferentes niveles de la unidad C7, de fondo a tope: C7-M, C7-3, C7-2, C7-1, C7-B y C7-A. La unidad C7-M es un yacimiento de arenas masivas principalmente, con espesores netos entre 20 y 40 pies, con permeabilidades altas, variando entre 500 a 5,000 mD, y donde el acuífero es de fondo. Las unidades superiores, C7-3, C7-2, C7-1, C7-B y C7-A, lo forman arenas de poco espesor (<20 pies de neto) con intercalaciones de arcillas y menor continuidad lateral que el C7-M. Las permeabilidades son algo inferiores, 500 a 2,500 mD, y la entrada del acuífero es lateral. La porosidades de todos estos yacimientos son altas, 25 a 30%, según evaluación petrofísica.

La evolución del corte de agua, el límite de presión constante observado en los pruebas de pozo (PBU), al igual que el mantenimiento de presión derivado de las pruebas de producción, confirman la presencia de un acuífero muy activo como principal mecanismo de empuje del yacimiento. En cuanto a la humectabilidad, según los resultados de los ensayos de permeabilidad relativa efectuados en los corazones se trataría de un yacimiento humectable al agua.

### 2.4.1 Propiedades de los fluidos

Las principales propiedades del aceite producido en los campos de la asociación Caracara son las siguientes: Se trata de un petróleo prácticamente muerto con  $R_s$  variando entre 7-50 scf/stb, la densidad varía entre 20-26°API, viscosidad a condiciones de yacimiento entre 6-14 cP y un  $B_o$  de alrededor de 1.05 rb/stb. El agua asociada que se produce en estos yacimientos es un agua dulce con salinidades totales que varían entre 200-2000 ppm. Como referencia los PVTs disponibles (Tabla 2 - 1 y Tabla 2 - 2) se asimilaron a todos los campos y yacimientos de la asociación Caracara de acuerdo a proximidad geográfica, conocimiento de los campos y análisis cromatográficos de los crudos.

Tabla 2 - 1. PVT's referencia por Campo/Intervalo.

Campo	Well	Fecha	Intervalo
Peguita	Jaguar-1	19/07/2003	C7-1
Peguita	Jaguar-9	16/03/2014	C7-1
Elizita	Bengala-6	31/05/2012	C7-A
CCS (C7-2, C7-3 & C7-M)	Jaguar-1	19/07/2003	C7-1
CCS (C7-A & C7-I)	CCS-A11	06/11/2009	C7-1
CCS (C7-A)	CCS-A19	13/03/2014	C7-A
CCS (C7-M)	CCS-B9H	17/03/2014	C7-M
Rancho Quemado	Rancho Quemado-D1	05/05/2007	C7-3
Rancho Quemado	Toro Sentado-7	31/10/2009	C7-3
Unuma	Jaguar-1	19/07/2003	C7-1
Jaguar SW	JSW-3	30/08/2012	C7-M
Toro Sentado	Toro Sentado-7	31/10/2009	C7-3
Toro Sentado Norte	Toro Sentado-7	31/10/2009	C7-3
Toro Sentado West	Toro Sentado-7	31/10/2009	C7-3

En lo referente a la caracterización de los fluidos, se tomaron como base muestras de fluido de diferentes pozos pertenecientes a cada uno de los campos del Bloque. Los análisis fueron efectuados por Core Laboratorios mediante un análisis ASSAY, en donde se evalúan las propiedades físicas del petróleo. Mediante pruebas PVT también se logra conocer la gravedad API del crudo, el punto de burbuja y viscosidades a las diferentes temperaturas. En la Tabla 2 - 2 se pueden visualizar las propiedades del crudo, distribuidas entre los diferentes campos del bloque Caracara.

Tabla 2 - 2. Propiedades del Petróleo del Bloque Caracara.

N	Campo	Gravedad API @ 60°F	Flash Point (°C)	Contenido de Sal (PTB)	Viscosidad (cP)			Parafinas (% Peso)	Asfaltenos (% Peso)
					100°F	120°F	210°F		
1	CCS-A	20.6	20	8.9	103.4	50.18	12.3	1.3	9.8
2	CCS-B	18.2	31	122.1	149.5	80.47	7.4	0	6.4
3	CCS-C	21.4	37	8.4	58.9	33.1	6.6	3.6	8.2
4	UNUMA	22.5	42	7.8	31.7	19.3	4.9	4.9	4.1
5	ELIZITA	22.9	17	8.2	31.9	19.5	5	3.5	1.7
6	PEGUITA I	20.9	14	27.2	60.6	33.8	13.5	6.3	8.2
7	PEGUITA II	21.1	75	6.1	87.2	51.2	9.9	4.6	9.4
8	PEGUITA III	20.4	90	3.4	171	85.2	10.9	4.29	10.63
9	JSW	20.6	29	8.9	103.4	50.18	12.25	1.3	9.8

10	TRS	24.2	10	4	20.54	13.09	4.36	37.4	5.4
11	TRS-NORTE	24.8	1	5	24.76	16.13	4.34	24.6	5.9
12	TRS-WEST	23.8	25	1.2	29.6	17.7	4.5	12.6	5.9
13	RANCHO QUEMADO	24.7	10	5.7	31.02	19.74	4.4	12.9	6.4

## 2.4.2 Pruebas de pozo

Se han realizado múltiples pruebas de presión en los pozos del contrato Caracara con el objetivo de ampliar el conocimiento de los parámetros de yacimiento, así como monitorear la evolución de la presión. En general, se ha interpretado la presencia de un acuífero activo, altas permeabilidades (0.5-5 D), y daños considerables como producto de la instalación de completamientos para el control de arena. Igualmente, se han detectado algunas barreras, que pueden estar asociadas a la presencia de fallas, algunas parcialmente sellantes, variaciones estratigráficas y/o interferencia con otros pozos.

## 2.4.3 Factor de recobro

La evaluación de los factores de recobro se hizo con base en el Campo Elizita del bloque Caracara, el cual, dispone de una historia de producción madura y del cual se cuenta con un amplio conocimiento. A medida que se perforan nuevos pozos se realiza una reevaluación de los contactos, y por de los factores de recobro.

El mecanismo de drenaje de los campos en Caracara es por empuje del acuífero. La actividad del acuífero es muy grande, no se aprecian a nivel general, grandes depletamientos por producción en el caso de las unidades C7-3 y C7-M. No obstante, en el caso de las unidades con empuje lateral se aprecian mayores depletamientos por efecto de producción.

- **Factor de Recobro según EUR campo Elizita**

El campo Elizita tiene una historia de producción muy desarrollada en aceite y agua y no se esperan grandes actividades (WO o nuevos pozos) en este campo. Debido a esto, el análisis de declinaciones tasa vs tiempo y los análisis mediante el método de relación agua – aceite vs. producción acumulada de aceite tienen una menor incertidumbre y los resultados se pueden considerar como referencia para ser aplicados en otros yacimientos similares.

Las declinaciones establecidas en los pozos corresponden a declinaciones hiperbólicas, lo que es fácilmente explicable por el mecanismo de drenaje (acuífero muy activo). El factor de recobro actual es del 37% y por análisis de declinaciones y mediante el método WOR vs  $N_p$  se podría alcanzar el 43%. Por lo tanto, en yacimientos tipo Elizita (intervalos homogéneos, con gran soporte de acuífero y buenas propiedades petrofísicas) se podría obtener un factor de recobro próximo al 50%, que coincide con el análisis efectuado con las curvas de permeabilidad relativa (Reina, 2012).

#### 2.4.4 Permeabilidades relativas

Los únicos análisis de permeabilidades relativa existentes en el bloque Caracara a la fecha fueron obtenidos en los corazones de TS-3 y CCS-C14. Los datos de permeabilidad relativa se normalizaron y se promediaron los resultados y a través del método Corey se llegó a una definición de las curvas de permeabilidad relativa para generar una curva tipo (Figura 2 - 2). Los “End-points” de esta curva tipo se presentan en la Tabla 2 - 3.

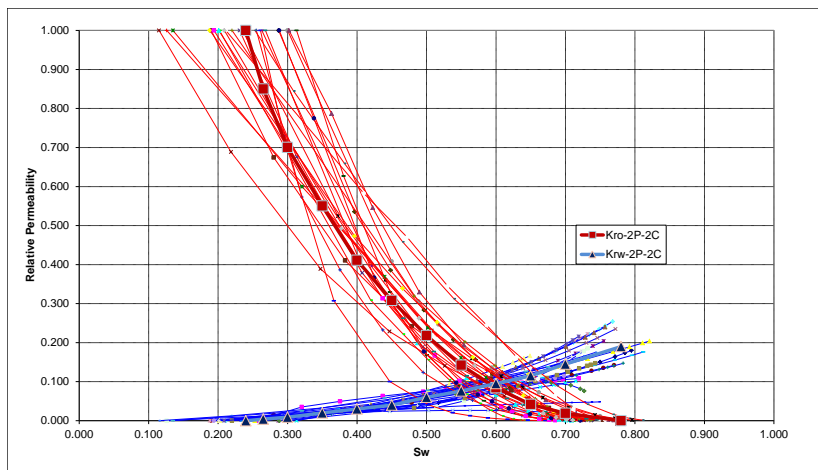


Figura 2 - 2. Curvas tipo de permeabilidades relativas.

Tabla 2 - 3. *End points* para la construcción de las curvas de permeabilidad relativa

<b>End Points</b>	
Sor	0.22
Swi	0.24
Krw @ Sor	0.19
Kro @ Swi	1

### 2.4.5 Empuje hidráulico en el bloque Caracara

El comportamiento en producción de los pozos del bloque Caracara refleja un impacto de empuje hidrodinámico ya sea por la presencia activa del mismo en pozos con buen soporte de presión y altos caudales o por el contrario en función de una pobre conectividad del sistema de arenas con el acuífero principal, en donde se presentan pozos de bajo caudal y bajo corte de agua.

En este tipo de yacimiento, la presión inicial es mayor que la presión del punto de burbuja, debido a que no hay presencia de capa de gas. En el momento en que se inicia la producción de fluidos, la presión del yacimiento tiende a reducirse y la reacción inmediata del acuífero es invadir la zona de almacenamiento de crudo, haciendo que la presión se mantenga y permitiendo un desplazamiento inmiscible del petróleo que se encuentra en la parte invadida.

### 2.4.6 Propiedades petrofísicas del yacimiento en el bloque Caracara

En algunos campos del bloque Caracara se han tomado muestras de corazones, como es el caso de los Campos Peguita, Toro Sentado y Caracara Sur A. En el caso de los Campos de Toro Sentado Norte y Caracara Sur B, donde no fueron tomados corazones, se realizaron análisis de muestras laterales de pared, para obtener algunos datos

relacionados con las propiedades de la roca, pero se debe aclarar que los resultados de dichas muestras sólo deben ser tomados como una guía debido a las alteraciones que se pueden presentar en la porosidad y en la saturación por la toma de las mismas muestras (ver Tabla 2 - 4).

En cuanto a información y datos para la permeabilidad y porosidad, estos datos se obtienen por medio de la interpretación petrofísica, la correlación de datos entre pozos de diferentes campos y a partir de la información tomada como guía de las muestras de pared. Como los datos varían de un pozo a otro (pero en una proporción media), se establecieron los rangos en los que varía dicha propiedad de la roca a lo largo de la extensión del bloque (ver Tabla 2 - 4).

Tabla 2 - 4. Propiedades petrofísicas en el bloque Caracara.

<b>Nombre</b>	<b>Valor</b>
Porosidad	<b>25-27%</b>
Permeabilidad efectiva	<b>500-10,500 mD</b>
Contenido de BS&W	<b>83%</b>
Presión de burbuja	<b>60-400 psig</b>
Presión original de yacimiento al Datum 4,500 pies TVDSS	<b>2,200</b>
Factor volumétrico del aceite	<b>1.05 rb/stb</b>
Relación gas-aceite	<b>8-10 scf/stb</b>
Compresibilidad del aceite	<b><math>5.16 \times 10^{-6}</math> psi<sup>-1</sup></b>
Temperatura del yacimiento	<b>160°F</b>
Espesor total (C7-A @ C7-M)	<b>100-150 pies</b>
Espesor neto (C7-A @C7-M)	<b>40-80 pies</b>
Saturación inicial de aceite residual	<b>25%</b>
Saturación inicial de agua	<b>27%</b>

Los datos de saturación varían de acuerdo al tiempo de producción de los pozos. Generalmente en el bloque Caracara, se presentan bajas saturaciones de agua al inicio de explotación del yacimiento, pero como la producción de crudo está asociada directamente a un empuje hidrodinámico, los cortes de agua aumentan progresivamente con el aumento parcial de producción de crudo.

### **2.4.7 Presión inicial de yacimiento**

Se ha obtenido información de presión de las sub unidades C7-A y C7-M mediante registros MDT (Probador modular de la dinámica de la formación) adquiridos a lo largo del desarrollo del bloque. Al realizar unas comparaciones entre los datos, se confirma que la presión hidrodinámica es de 2,100 psi a 4,500 pies, excepto en el valor reportado para el C7-A que corresponde a un efecto de sobre presión.

El gradiente de presión de los respectivos yacimientos, varía entre 0.425 psi/pie y 0.433 psi/pie. Estos gradientes se obtuvieron de la tendencia de los datos de presión con profundidad de las pruebas MDT para la sub-unidad C7-M.



### 3. Metodología

Con el fin de estudiar los efectos de la consolidación química en el comportamiento mecánico (aumento de UCS) y petrofísico (disminución de permeabilidad) se realiza un estudio en el cual se lleva a cabo un modelamiento geomecánico de la producción de arena a partir de un modelo analítico, en el cual se considera un aumento en la resistencia a la compresión de la roca. Posteriormente se realiza una simulación de la producción de los pozos seleccionados con el software CMG, considerando una disminución en permeabilidad.

El modelo de producción de arena requiere información referente al pozo y al yacimiento, tales como: régimen de esfuerzos *in - situ*, propiedades elásticas y mecánicas de la roca, presión de yacimiento, dirección y completamiento del pozo.

A partir de la construcción del modelo geomecánico de pozo, se realiza un modelamiento del comportamiento de los esfuerzos (tangencial, vertical y radial) respecto a los cambios en presión. (Araujo et al., 2014) presentan un modelo analítico de producción de arena que convierte el régimen de esfuerzos *in - situ* de un sistema cartesiano a un sistema cilíndrico con el fin de evaluar las magnitudes de los esfuerzos radiales y tangenciales cercanos al pozo. Las siguientes ecuaciones representan los esfuerzos en la cara del pozo calculados como función de los esfuerzos regionales.

$$\tau_{yz} = -0.5(\sigma_H - \sigma_h)\text{sen}2\beta\text{sen}\Psi \quad (3 - 1)$$

$$\tau_{xz} = 0.5(\sigma_H\text{cos}^2\beta + \sigma_h\text{sen}^2\beta - \sigma_v) \quad (3 - 2)$$

$$\tau_{xy} = -0.5(\sigma_H - \sigma_h)\text{sen}2\beta\text{cos}\Psi \quad (3 - 3)$$

$$\sigma_x = (\sigma_H\text{cos}^2\beta + \sigma_h\text{sen}^2\beta)\text{cos}^2\Psi + \sigma_v\text{sen}^2\Psi \quad (3 - 4)$$

$$\sigma_y = \sigma_H\text{sen}^2\beta + \sigma_h\text{cos}^2\beta \quad (3 - 5)$$

$$\sigma_z = (\sigma_H \cos^2 \beta + \sigma_h \sin^2 \beta) \sin^2 \Psi + \sigma_v \cos^2 \Psi \quad (3 - 6)$$

Para un completamiento de pozo con perforados,  $\beta$  y  $\Psi$  se deben reemplazar en las ecuaciones de arriba por  $\beta_{perf}$  y  $\Psi_{perf}$  con las siguientes expresiones,

$$\Psi_{perf} = 90 - \Psi \sin \Phi_{perf} \quad (3 - 7)$$

$$\beta_{perf} = \sigma_{haz} + 90 - \lambda_{perf} \quad (3 - 8)$$

Donde  $\Phi_{perf}$ ,  $\sigma_{haz}$  y  $\lambda_{perf}$  son la orientación de los perforados desde el tope del pozo en pozos desviados, el azimuth del esfuerzo horizontal mínimo y el azimuth de los perforados, respectivamente. Los esfuerzos en el sistema cartesiano se cambian a un sistema radial con las siguientes ecuaciones:

$$\sigma_{\theta\theta} = \sigma_x + \sigma_y - 2(\sigma_x - \sigma_y) \cos 2\theta - [pwf + A(Pr - pwf)] - 4\tau_{xy} \sin 2\theta \quad (3 - 9)$$

$$\sigma_{z\theta} = \sigma_z - 2\nu(\sigma_x - \sigma_y) \cos 2\theta - A(Pr - pwf) - 4\nu\tau_{xy} \sin 2\theta \quad (3 - 10)$$

$$\tau_{\theta z} = 2(-\tau_{xz} \sin \theta + \tau_{yz} \cos \theta) \quad (3 - 11)$$

El máximo esfuerzo  $\sigma_1$  (esfuerzo principal tangencial) se puede calcular para múltiples ángulos alrededor del pozo, y el mayor de estos será el esfuerzo máximo  $\sigma_{max}$ :

$$\sigma_1 = 0.5 \left[ (\sigma_{\theta\theta} + \sigma_{z\theta}) + \sqrt{(\sigma_{\theta\theta} - \sigma_{z\theta})^2 + 4\tau_{\theta z}^2} \right] \quad (3 - 12)$$

El esfuerzo horizontal máximo se obtiene a partir de:

$$\sigma_{max,e} = \sigma_{max} - \alpha Pwf \quad (3 - 13)$$

La presión crítica de fondo es la presión a la cual el máximo esfuerzo efectivo se iguala a la UCS, y se puede estimar como:

$$CBHP = \frac{\sigma_{max} - UCS}{\alpha} \quad (3 - 14)$$

El proceso para encontrar la presión crítica de fondo se debe resolver iterativamente dado que las ecuaciones para calcular el esfuerzo efectivo máximo y la presión crítica de fondo son mutuamente dependientes. Después de generar un caso base de acuerdo al estado actual del pozo y del yacimiento, se realiza un aumento de la resistencia a la compresión de la roca (UCS) con el fin de simular el comportamiento mecánico que tendría la formación a partir de un tratamiento de consolidación química, se evalúan tres (3) escenarios de aumento del UCS, aumentos de 20, 30 y 40% respecto al valor inicial (Barragan et al., 2013; Obeid et al., 2013).

Posterior al proceso de modelamiento del comportamiento geomecánico del pozo y del yacimiento para la evaluación de la producción de arena, se realiza una evaluación y ajuste del comportamiento del histórico de producción utilizando el software CMG, adicionalmente se realiza un pronóstico de producción de dos años, teniendo en cuenta una reducción de permeabilidad asociada al tratamiento de consolidación química, el estudio se realiza teniendo en cuenta una reducción en la permeabilidad entre el 10 y el 30% del valor inicial, la cual es una reducción de permeabilidad media asociada a tratamientos realizados en este campo (Obeid et al., 2013).

## 4. Resultados

### 4.1 Pozo CCS A - 10

#### 4.1.1 Modelo geomecánico

En la Figura 3 - 1 se muestra el modelo geomecánico correspondiente al pozo CCS A – 10, se presentan tres zonas de perforados ubicados en la formación Carbonera 7 Masiva.

De forma general para los tres intervalos (intervalos cañoneados) de interés se observan módulos de Young relativamente bajo ( $\approx 6.0E+05 - 2.4E+06$  psi) y una relación de Poisson alta ( $\approx 0.28 - 0.37$ ), lo cual indica la presencia de una roca blanda, que generalmente se asocia a yacimiento de altas porosidades y consolidaciones de medias a bajas (Alireza Nouri et al., 2006). Con relación al estado de esfuerzos para el pozo CCS A – 10 se tiene un régimen de esfuerzos normal ( $S_v > S_{Hmax} > S_{Hmin}$ ) (Reina, 2012). Es necesario resaltar que el esfuerzo horizontal mínimo esta corregido en la zona de inyección de acuerdo al valor hallado a partir del Minifrac (Reina, 2012), adicionalmente los esfuerzos se reportan en términos de gradiente.

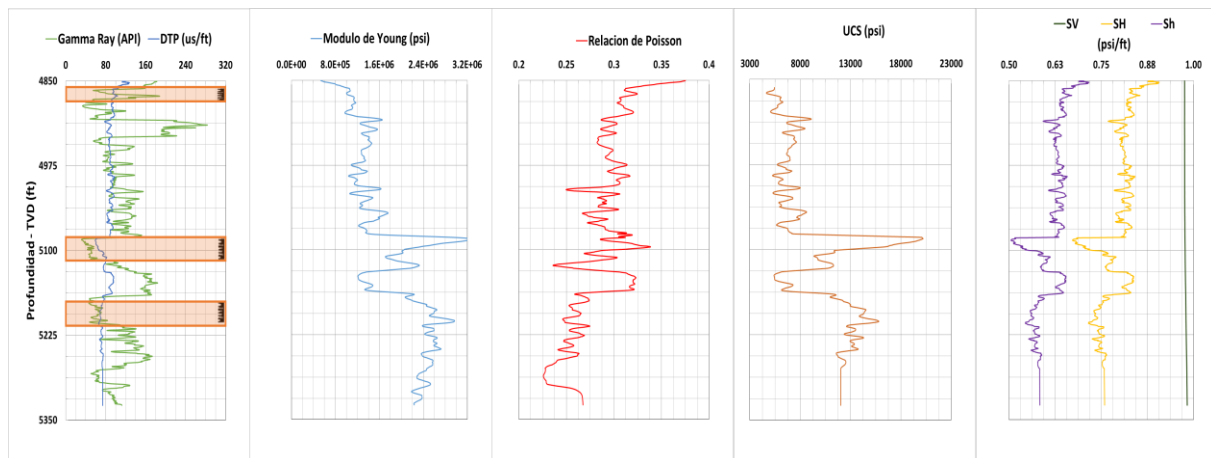


Figura 3 - 1. Modelo geomecánico pozo CCS A – 10.

#### 4.1.2 Producción de arena

Para realizar un análisis de producción de arena, se hace una relación entre la Presión de yacimiento (Pr) y la presión crítica de fondo (CBHP) correspondientes ha dicho pozo, las

cuales proporcionarán información sobre la posibilidad de presentar problemas de producción de arena en determinado intervalo. En las zonas donde la CBHP sea mayor que la Pr se puede concluir que en esta zona se presentará producción de arena, de lo contrario cuando la CBHP sea menor o igual a la Pr, existe un rango de probabilidad de producción de arena, y proporciona una ventana operativa donde los valores de presión podrán cambiar sin estar en riesgo la integridad del yacimiento, tal y como se muestra en el capítulo 3.

Para el pozo CCS A-10, en la Figura 3 - 2 se identifican tres intervalos cañoneados donde es importante realizar un análisis de producción de arena teniendo en consideración el criterio previamente explicado. El intervalo cañoneado asignado al Grupo 1, presenta una CBHP mayor que la Pr en todo su intervalo, por tal razón en esta zona se presentará una inminente producción de arena al presentarse un cambio de presión. El intervalo cañoneado asignado al Grupo 2, muestra un alto diferencial de presión entre la CBHP y la Pr, lo que implica que la probabilidad para que en este intervalo cañoneado se presente producción de arena es baja, lo que brinda una ventana operativa sin tener problemas relacionados a la producción de arena. En el intervalo cañoneado asignado al Grupo 3, la posibilidad que exista producción de arena es nula, pues el modelo plantea que para valores menores o iguales a cero de CBHP, no habrá posibilidad de que este fenómeno se presente.

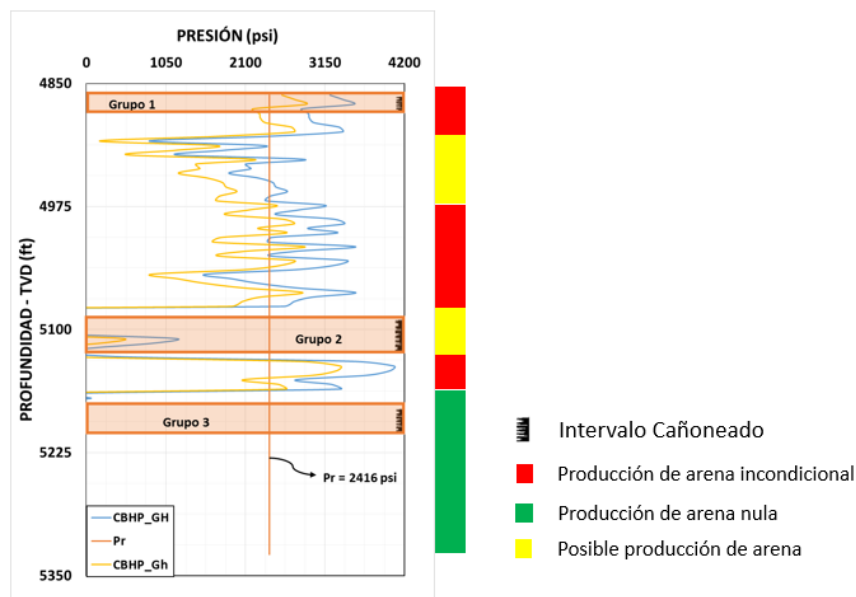


Figura 3 - 2. Perfil de presión crítica de fondo para el pozo CCS A – 10.

Es importante resaltar que tanto en la figura anterior (Figura 3 - 2), como en las figuras que se presentan durante todo este capítulo, la presión crítica de fondo se presenta en dirección de los esfuerzos horizontales (máximo y mínimo), sin embargo la producción de arena se presenta en la zona que falla primero, es decir la mayor CBHP, la cual se toma como parámetro de referencia y seguridad para determinar el *onset* de producción de arena.

La Figura 3 - 3 y Figura 3 – 4 presentan las envolventes de producción de arena para los grupos 1 y 2 de perforados, las cuales presentan un indicativo de la ventana de operación antes mencionada. Para la zona asociada al Grupo 1 el perfil de presión indica como en esta zona la producción de arena es inminente, lo que se confirma al analizar la Figura 3 - 3 donde las líneas correspondientes a la CBHP no interceptan en ningún lugar la línea correspondiente a la presión de yacimiento, y por tanto, para cualquier aumento o disminución de presión, la producción de arena siempre estará presente y por tanto, se tendrán que considerar métodos para el control y la mitigación de la producción de arena.

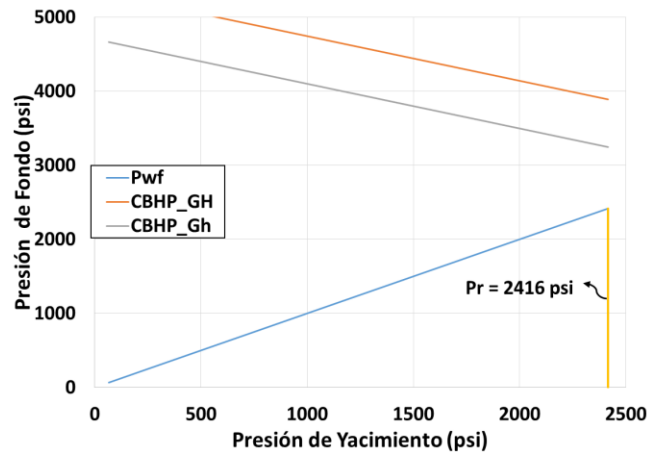


Figura 3 - 3. Envoltorio de producción de arena, Grupo 1 (4,706 pies) pozo CCS A – 10.

En la Figura 3 – 4, se presenta la envolvente de producción de arena para el grupo 2 de perforados, en esta gráfica las líneas correspondientes a la CBHP son inferiores a la Pr, este diferencial de presión que se presenta entre la CBHP y la Pr es la denominada ventana operativa, que permite cambios de presión sin presentar problemas asociados a la producción de arena. En la Figura 3 – 4 se presentan tres (3) zonas, la primera zona (verde) es el diferencial de presión en el cual el pozo estará libre de producción de arena, esta zona

se presenta hasta que la presión de fondo descende hasta la presión crítica de fondo en dirección del esfuerzo máximo (CBHP\_GH), la segunda zona (verde – roja) es una zona de transición en la cual el pozo puede presentar producción de arena, siempre y cuando se presente una falla en dirección al esfuerzo horizontal máximo, esta zona llega hasta que la presión de fondo descende hasta la presión crítica de fondo en dirección del esfuerzo horizontal mínimo (CBHP\_Gh), la última zona (roja) es la zona en la cual a cualquier presión de fondo el pozo producirá inevitablemente arena.

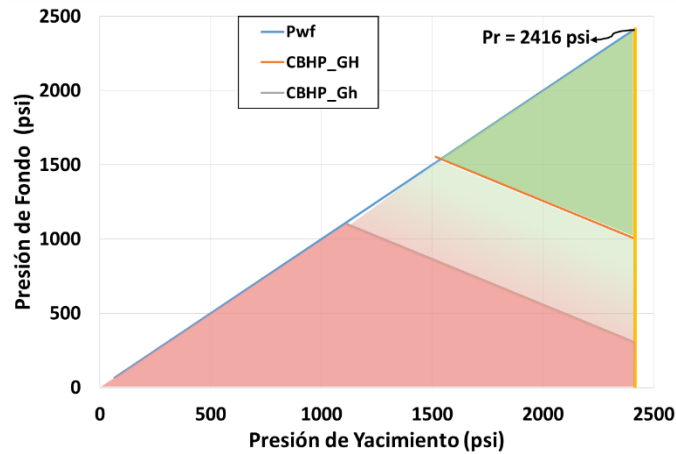


Figura 3 – 4. Envolvente de producción de arena, Grupo 2 (5,111 pies) pozo CCS A – 10.

La producción de arena está directamente relacionada con la poca consolidación de la roca presente en el yacimiento, por dicha razón, se analizan tres diferentes escenarios donde se altera por medio de tratamientos de consolidación química la resistencia a la compresión de la roca, con el fin de simular una mejor cohesión de la roca y así conocer la influencia de esta propiedad sobre la producción de arena y finalmente tratar de disminuir los valores de la CBHP con el fin de crear esta determinada ventana operativa. En conclusión dentro del modelo de simulación, y a pesar de que existen otras variables que influyen en el proceso de producción de arena (concentración de esfuerzos, depletamiento del yacimiento, tasa de producción de fluidos), se varía únicamente la UCS para conocer las repercusiones de esta propiedad sobre la producción de arena ya que esta variable es la que se ve directamente afectada por procesos de consolidación química.

Con el fin de simular un proceso de consolidación química, se realiza un aumento en la UCS (Obeid et al., 2013) tal y como se muestra en la Figura 3 - 5.

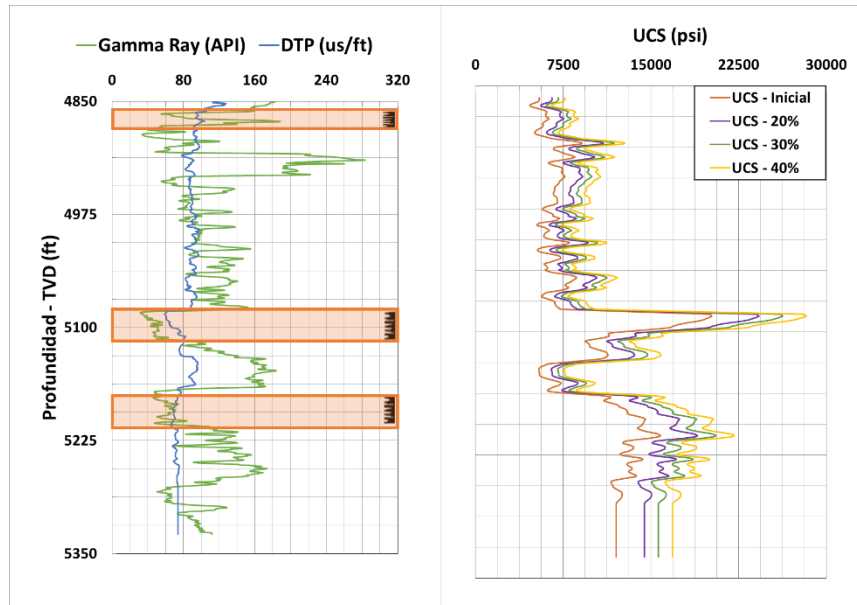
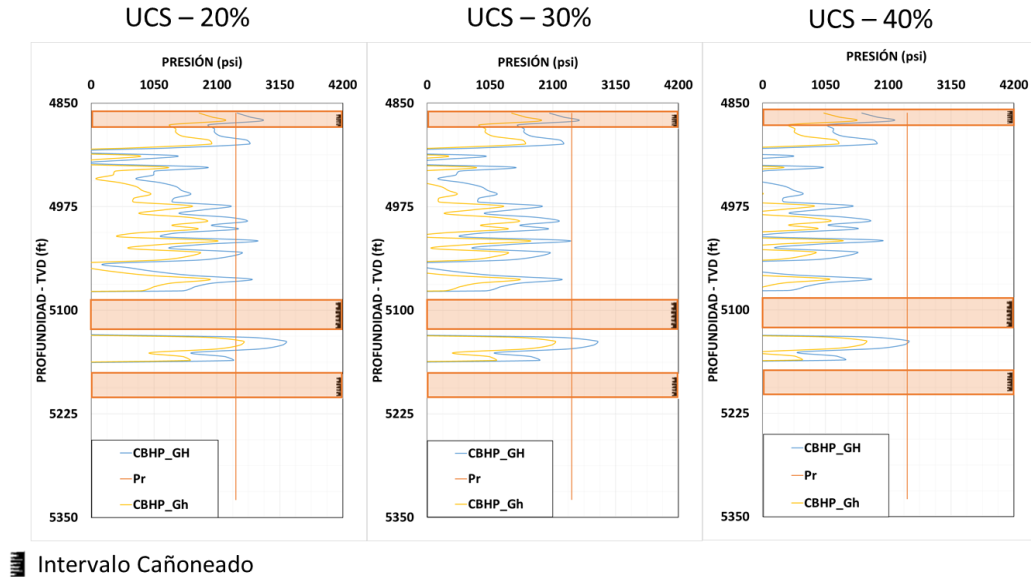


Figura 3 - 5. Aumento porcentual del UCS para el pozo CCSA – 10.

En la Figura 3 - 6 se aprecia como para el primer intervalo de cañoneados asociados al Grupo 1 a una profundidad media de 4,863 ft en TVD, el aumento en el UCS del 20% y 30% no logra mitigar por completo el fenómeno de producción de arena, pero si mejorar de manera significativa con respecto al caso base el diferencial de presión entre la CBHP y la Pr. Caso contrario sucede con el aumento del 40% del UCS, el cual si logra inhibir por completo la producción de arena, reduciendo la CBHP a valores menores que la Pr. En los Intervalos cañoneados correspondientes a los intervalos 2 y 3, se puede apreciar como cualquiera de los tres incrementos en el UCS, logra reducir los valores de la CBHP a menores o iguales que cero teniendo como consecuencia una probabilidad nula de presentar problemas de producción de arena en dichas zonas. Todas las envolventes se realizan a la profundidad media de perforados del Grupo 1 (TVD = 4,863 pies).





Intervalo Cañoneado

**Figura 3 - 6. Perfiles de producción de arena al considerar aumento en el parámetro UCS, pozo CCS A – 10.**

La Figura 3 - 7, Figura 3 - 8 y Figura 3 - 9 muestran las envolventes de producción de arena para el Grupo 1, en estas se observa como a medida que la UCS aumenta debido al tratamiento de consolidación química, la ventana operativa también lo hace, lo que implica que a medida que la UCS aumenta, también lo hace el delta de presión con el cual puede operar el pozo y/o intervalo en cuestión.

En la Figura 3 - 7, se observa que aunque hay una mejora en la respuesta del modelo, aun se presenta de forma inminente la producción de arena en el pozo, por lo que en este caso no sería efectivo el tratamiento, caso contrario se presenta en las Figura 3 - 8 y Figura 3 - 9, en las cuales si se observa claramente un zona libre de producción de arena, siendo el aumento de 40% en la UCS, el que genera una mayor ventana operativa.

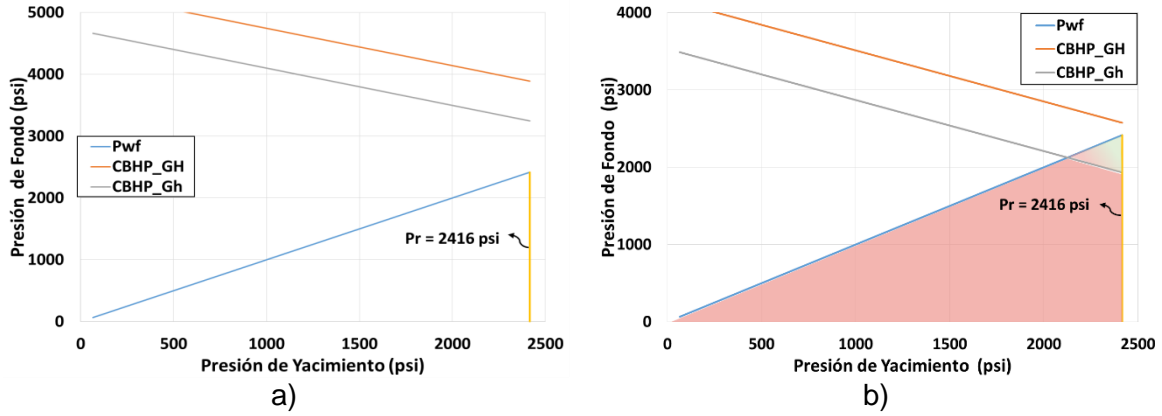


Figura 3 - 7 Envoltente de producción de arena pozo CCS A – 10. a) gráfica base. b) con aumento de 20% en el UCS.

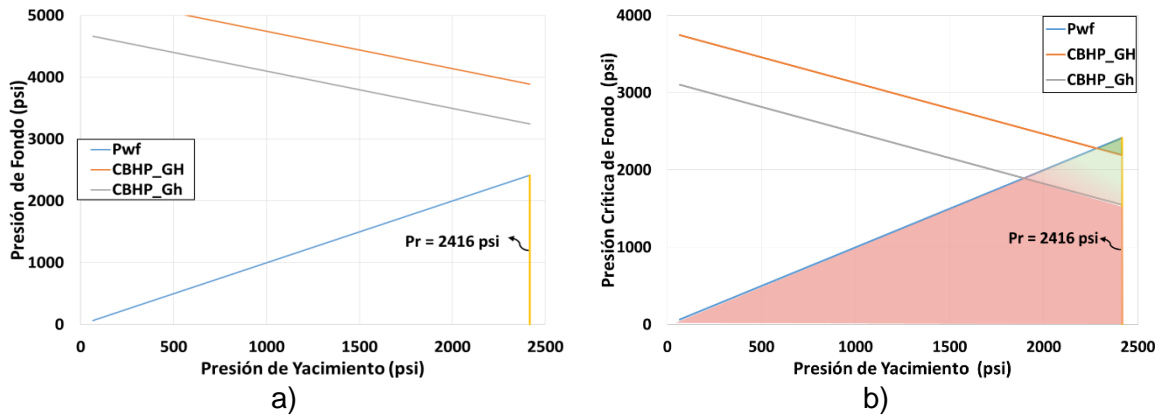


Figura 3 - 8 Envoltente de producción de arena pozo CCS A – 10. a) gráfica base. b) con aumento de 30% en el UCS.

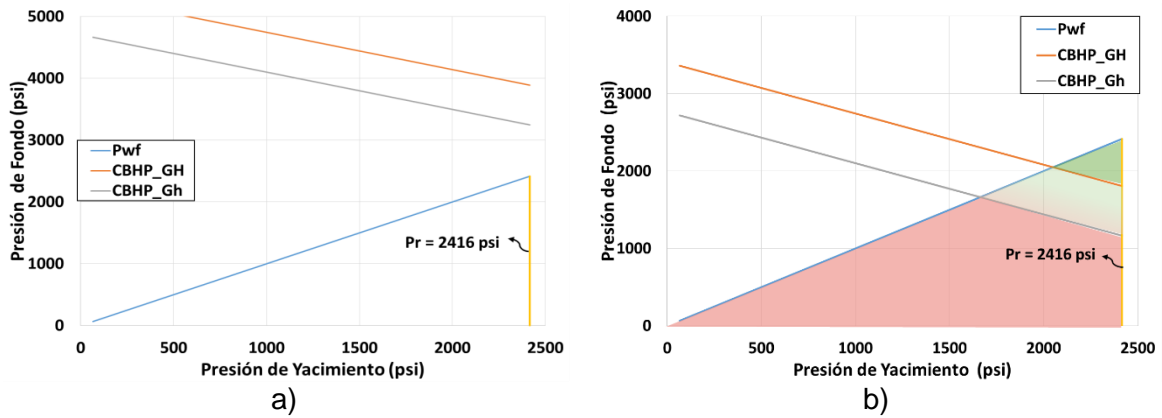


Figura 3 - 9. Envoltente de producción de arena pozo CCS A – 10. a) gráfica base. b) con aumento del 40% en el UCS.

### **4.1.3 Impacto en producción debido al tratamiento de consolidación con resina**

Se realiza un análisis del comportamiento histórico en la producción del pozo CCS A – 10 y posterior a este se realiza un pronóstico de producción del pozo, en el cual se evalúan dos escenarios futuros para el pozo. El primer escenario mantiene constante la permeabilidad original de la formación, mientras que en el segundo la permeabilidad de la formación se reduce en un 50% como resultado del tratamiento de consolidación química para el control de la producción de arena.

La Figura 3 - 10 y la Figura 3 - 11 muestran el comportamiento de la producción para ambos escenarios antes mencionados, se puede notar que la producción de fluidos sufre una disminución de cerca de 100 bbl/día al utilizar un tratamiento de consolidación química, pero la reducción en aceite es de 28 bbl/día. El análisis económico con estas cifras, al igual que los costos asociados tanto a las intervenciones de pozo para limpieza de la arena como para la realización del tratamiento de consolidación química y la durabilidad de dicho tratamiento, es un componente fundamental para la toma de decisión sobre la implementación o no de dicho método de control de producción de arena en el pozo CCS A – 10. Estos tratamientos tienen una duración teórica de dos (2) años, sin embargo este tiempo puede verse afectado dependiendo de la cantidad de agua producida (Rama, Songire, Meher, Kristanto, & Latief, 2016). Adicionalmente después que el tratamiento pierde efecto y la resina utilizada retorna a superficie, se estima que la permeabilidad de la formación se recupera hasta en un 95% de su valor inicial (Barragan, Pereira Suzart, Llerena, & Medina, 2013).

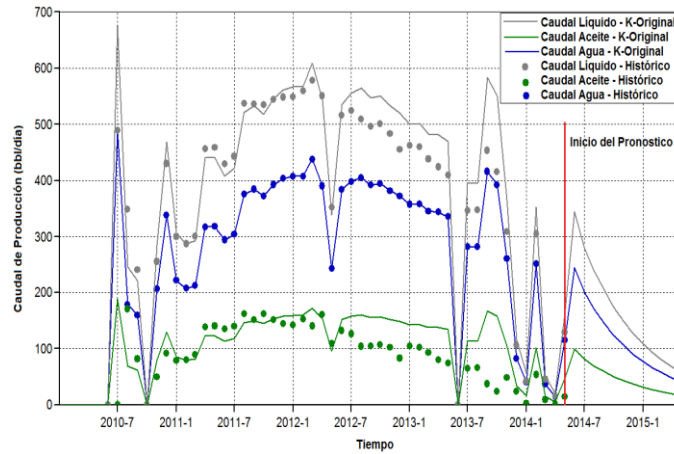


Figura 3 - 10. Pronóstico de producción de fluidos sin cambios en la permeabilidad de la formación, pozo CCS A – 10.

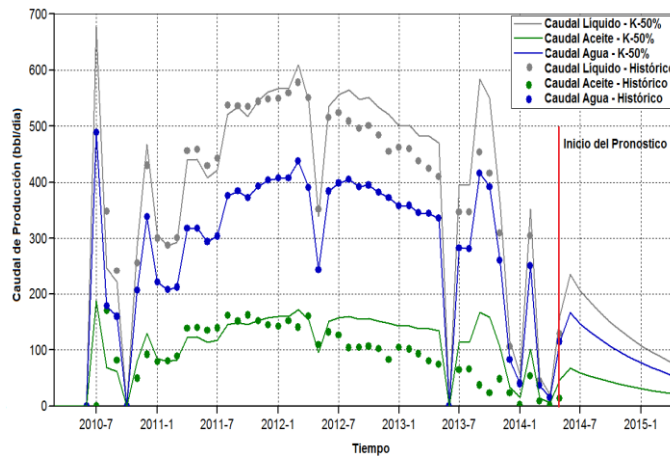


Figura 3 - 11. Pronóstico de producción de fluidos con reducción del 50 % en la permeabilidad de la formación como resultado del tratamiento de consolidación química, pozo CCS A – 10.

## 4.2 Pozo NFE 2.1

### 4.2.1 Modelo geomecánico

En la Figura 3 - 12 se muestra modelo geomecánico correspondiente al pozo NFE 2.1, se presenta una zona de perforados ubicados en la formación Carbonera 7 Masiva.

De forma general para el intervalo de interés se observan módulos de Young relativamente bajo ( $\approx 9.0E+05$  psi) y una relación de Poisson alta ( $\approx 0.35$ ), lo cual indica la presencia de

una roca blanda, que generalmente se asocia a yacimiento de altas porosidades y consolidaciones de medias a bajas (Naqvi, 2012).

Con relación al estado de esfuerzo del pozo se tiene un estado de esfuerzos normal ( $S_v > S_{Hmax} > S_{Hmin}$ ) (Reina, 2012). Es necesario resaltar que el esfuerzo horizontal mínimo esta corregido en la zona de inyección de acuerdo al valor hallado a partir del Minifrac (Reina, 2012) y que al igual que en el caso anterior se presenta dicha relación de esfuerzos en términos de gradiente.

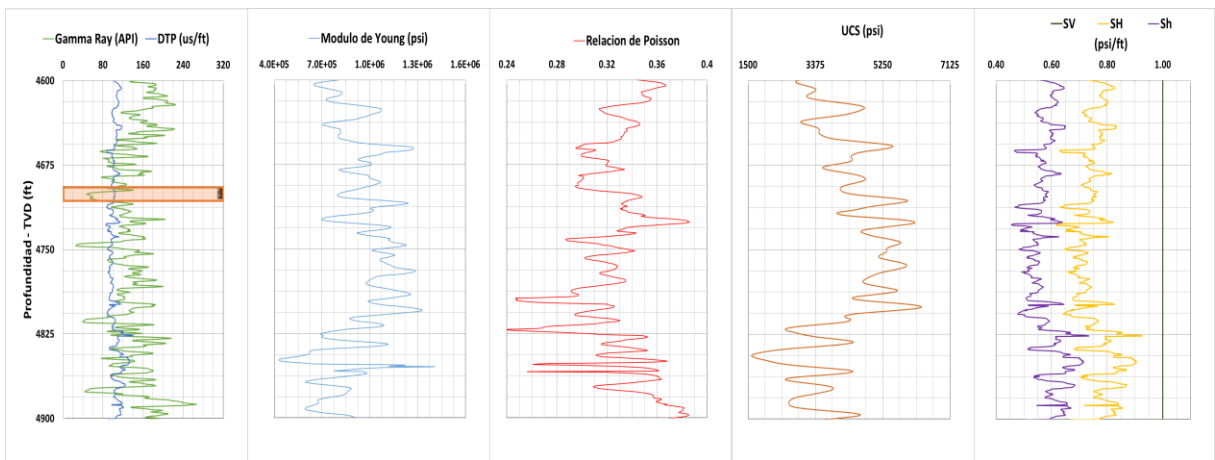


Figura 3 - 12. Modelo geomecánico Pozo NFE 2.01.

### 4.2.2 Producción de arena

En la Figura 3 - 13 se muestra como en cualquier intervalo, incluyendo el intervalo cañoneado la CBHP está siempre por encima de la Pr, por tal razón cualquiera que sea la zona intervenida llevara consigo consecuencias en la producción de arena, es decir, la producción de arena en el pozo NFE 2.1 es inminente. Por esta razón, cualquier cambio de presión que se genere en el yacimiento, especialmente en la zona de interés, tendrá como consecuencia problemas relacionados con la producción de arena, tal como lo muestra la Figura 3 - 14 donde no hay existencia de una ventada operativa que permita cambios de presión sin provocar producción de arena, es decir que la producción de arena se presenta inmediatamente después al inicio de producción del pozo.

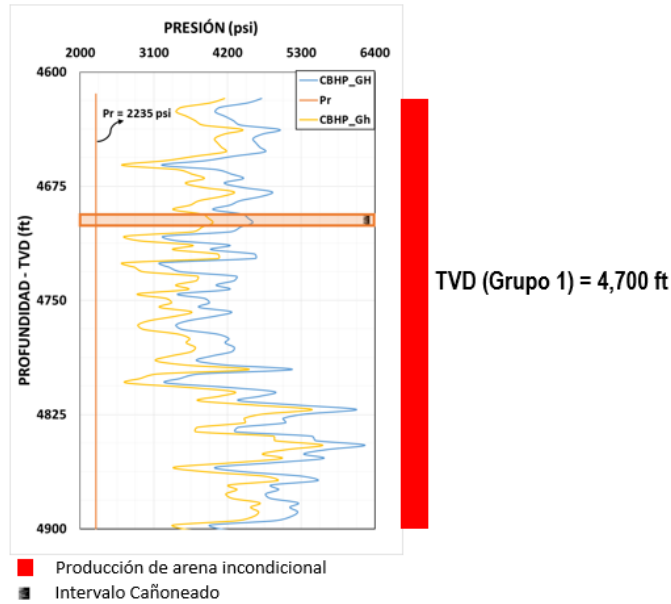


Figura 3 - 13. Perfil de presión crítica de fondo para el pozo NFE 2.1.

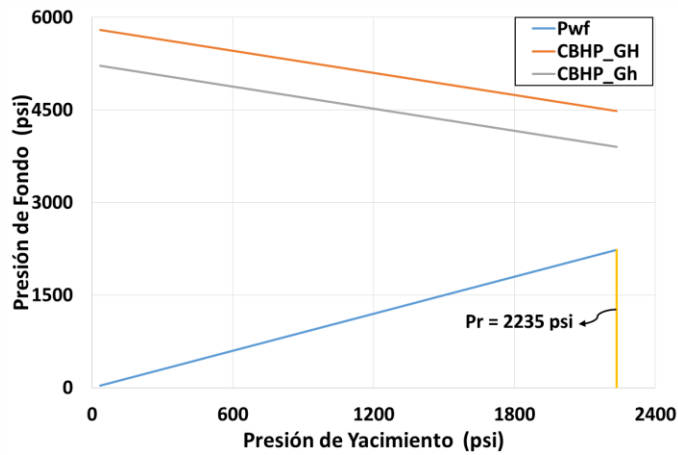


Figura 3 - 14. Envoltente de producción de arena pozo NFE 2.1.

De igual forma, se generan tres diferentes escenarios con variación del parámetro UCS, con el fin de conocer su influencia o no en el proceso de producción de arena. El cambio de UCS es un aumento del 20%, 30% y 40% con respecto al valor inicial como lo muestra la Figura 3 - 15.

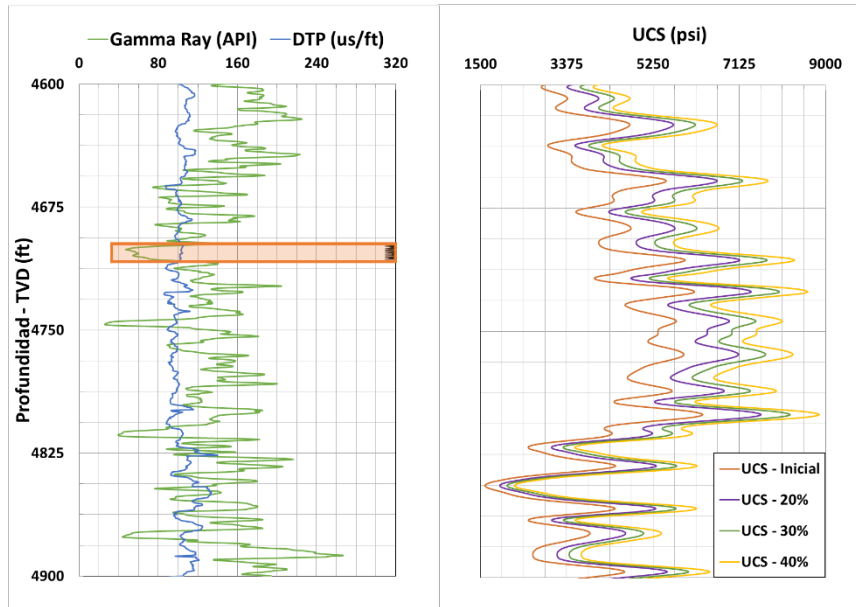


Figura 3 - 15. Aumento porcentual del UCS para el pozo NFE 2.1.

En la Figura 3 - 16 se presenta como el aumento en el UCS, aunque en pocas zonas logra que no exista posibilidad de producción de arena, en general el pozo es altamente propenso a producir arena en cualquier zona que sea intervenido, aún más en la zona de interés en la cual, ninguno de los aumento logra que la CBHP sea menor a la Pr, dando así como conclusión que el pozo NFE 2.1 siempre presentara problemas relacionados a la producción de arena.

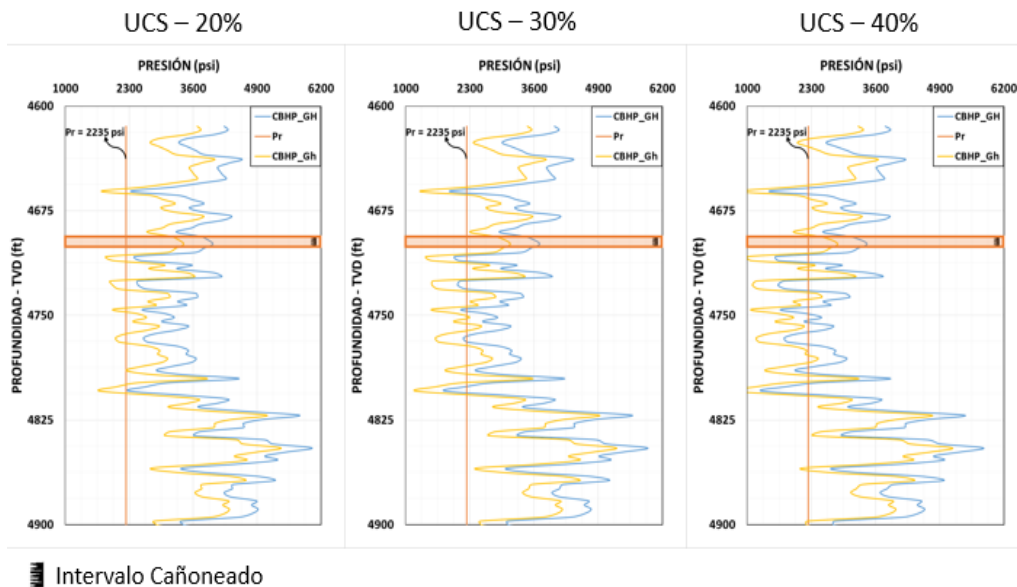


Figura 3 - 16. Perfiles de producción de arena con cambios en el UCS pozo NFE 2.1.

Así al realizar las envoltentes como se muestran en la Figura 3 - 17, Figura 3 - 18 y Figura 3 - 19 para los tres aumentos de la UCS, no se tendrá ninguna ventada operativa para permitir cambios de presión y la producción de arena será inminente incluso después a los tratamientos. Toda las envoltentes se realizan a la profundidad media de perforados (TVD=4,700 ft)

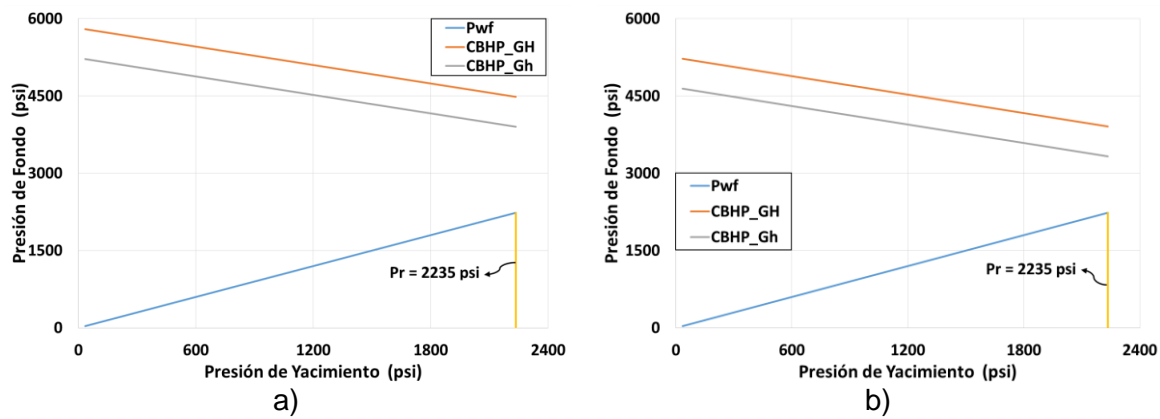


Figura 3 - 17. Envoltente de producción de arena pozo NFE 2.1. a) gráfica base. b) con aumento de UCS 20%

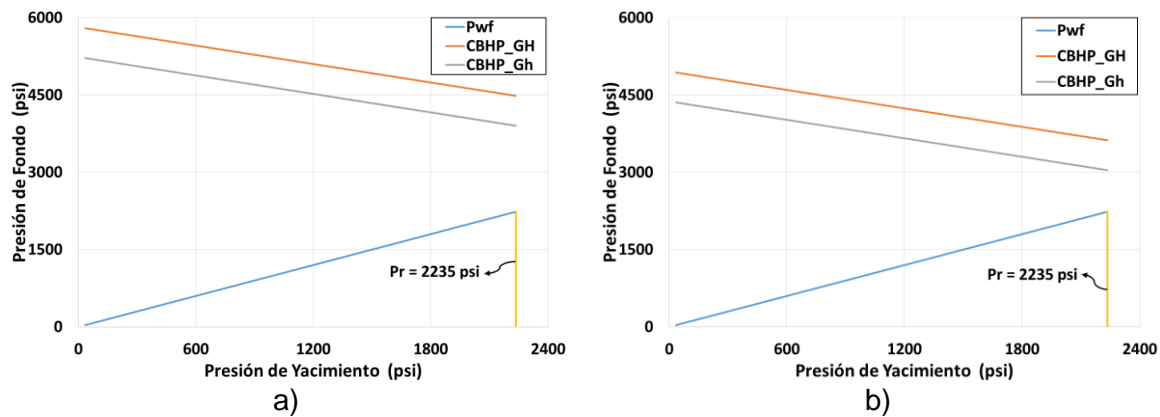


Figura 3 - 18. Envoltente de producción de arena pozo NFE 2.1. a) gráfica base. b) con aumento de UCS 30%



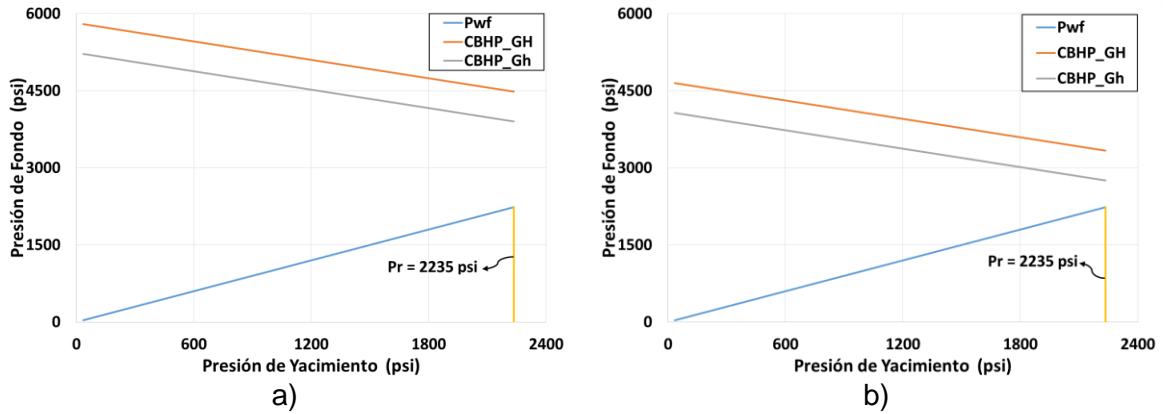


Figura 3 - 19. Envoltorio de producción de arena con aumento pozo NFE 2.1. a) gráfica base. b) con aumento de UCS 40%

### 4.2.3 Impacto en Producción

Se realiza un análisis del comportamiento histórico en la producción del pozo NFE 2.1 y posterior a este se realiza un pronóstico de producción del pozo, en el cual se evalúan dos escenarios (permeabilidad original de la formación y disminución en permeabilidad). La Figura 3 - 20 y la Figura 3 - 21 muestran el comportamiento de la producción bajo los dos escenarios antes mencionados, se puede notar que la producción de fluidos sufre una disminución de cerca de 100 bbl/día al utilizar un tratamiento de consolidación química, pero la reducción en aceite es de 30 bbl/día, lo que hace que la implementación del tratamiento no genere disminuciones significativas en la producción de aceite total.

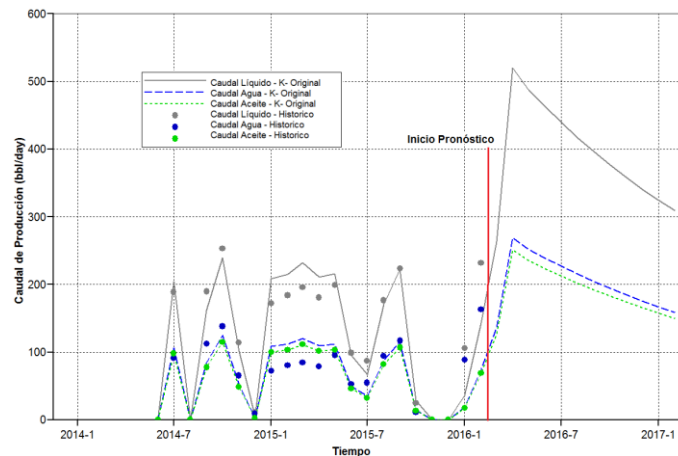


Figura 3 - 20. Pronóstico de producción de fluidos sin cambios en la permeabilidad pozo NFE 2.1.

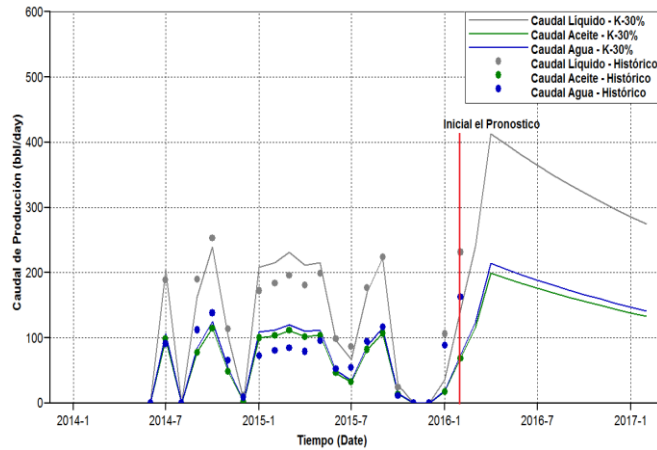


Figura 3 - 21. Pronóstico de producción de fluidos con reducción en la permeabilidad (30%) pozo NFE 2.1.

## 4.3 Pozo CCS A – 19

### 4.3.1 Modelo geomecánico

En la Figura 3 - 22 se presenta el Modelo Geomecánico del pozo CCS A – 19, se presentan tres zonas de perforados ubicados en la formación Carbonera 7 Masiva.

De forma general para los tres intervalos de interés se observan módulos de Young relativamente bajos ( $\approx 5.0E+05 - 1.5E+06$  psi) y una relación de Poisson alta ( $\approx 0.34 - 0.38$ ), lo cual indica la presencia de una roca blanda, que generalmente se asocia a yacimiento de altas porosidades y consolidaciones de medias a bajas. Con relación al estado de esfuerzo del pozo se tiene un estado de esfuerzos normal ( $S_v > S_{Hmax} > S_{Hmin}$ ). Es necesario resaltar que el esfuerzo horizontal mínimo está corregido en la zona de inyección de acuerdo al valor hallado a partir del Minifrac.

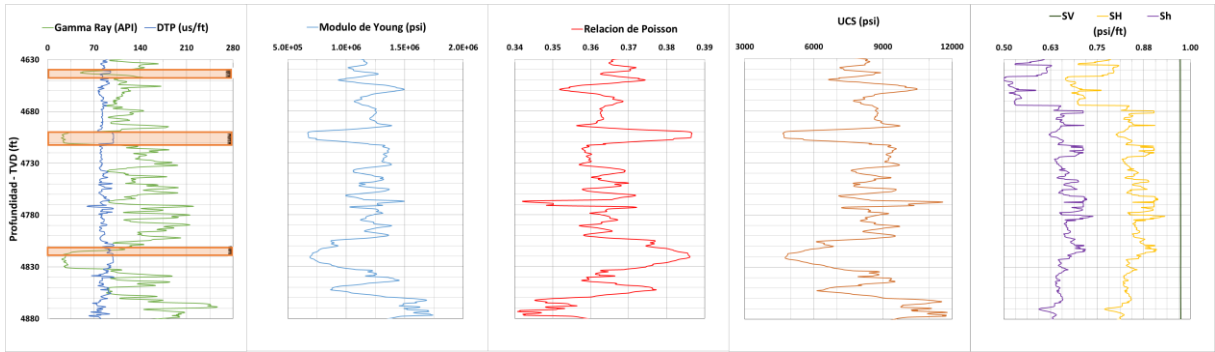


Figura 3 - 22. Modelo geomecánico pozo CCS A – 19.

### 4.3.2 Producción de Arena

En la Figura 3 - 23 muestra como en general solo algunas partes presentan problemas relacionados a producción de arena, en especial si se analizan las tres zonas de interés asociadas a los grupos 1, 2 y 3, en modelo plantea que presentaran producción de arena pues la CBHP en dichos intervalos sobrepasa la Pr y por tal razón, estas tres zonas deben ser tratadas para evitar dicho problema.

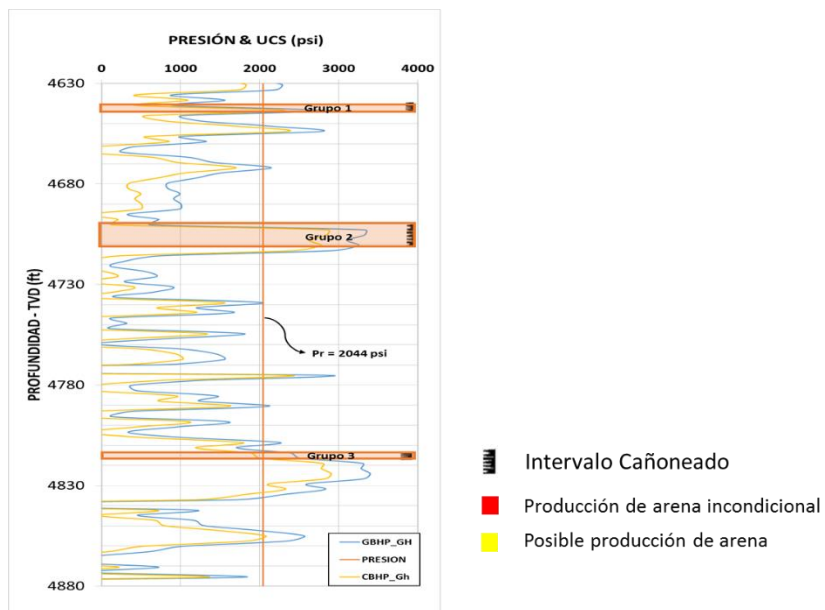


Figura 3 - 23. Perfil de presión crítica de fondo para el pozo CCS A – 19.

Las envolventes presentadas en la Figura 3 - 24, Figura 3 - 25 y Figura 3 - 26 corroboran como para cualquier cambio de presión que se presente, la producción de arena será inminente, pero de una forma más crítica para el intervalo asociado al Grupo 2.

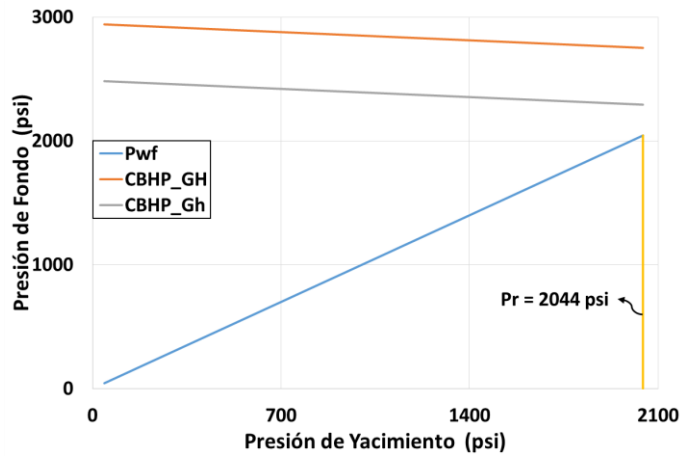


Figura 3 - 24. Envoltente de producción de arena, Grupo 1 (4,642 pies) pozo CCS A – 19.

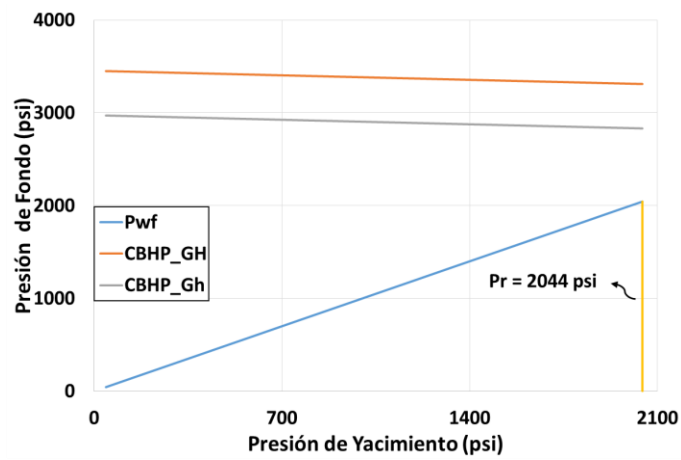


Figura 3 - 25. Envoltente de producción de arena, Grupo 2 (4,706 pies) pozo CCS A – 19.

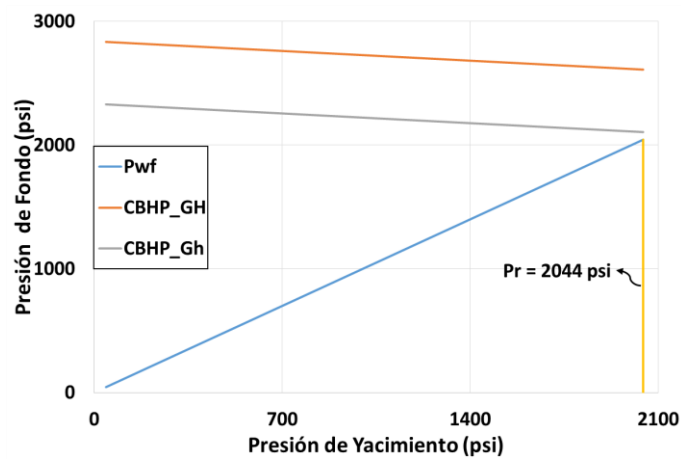


Figura 3 - 26. Envoltente de producción de arena, Grupo 3 (4,816 pies) pozo CCS A – 19.

De manera similar, con el fin de mejorar las propiedades de la roca y así inhibir la producción de arena, se realiza el tratamiento aumentando el UCS en un 20, 30, 40%, tal como se muestra en la Figura 3 - 27.

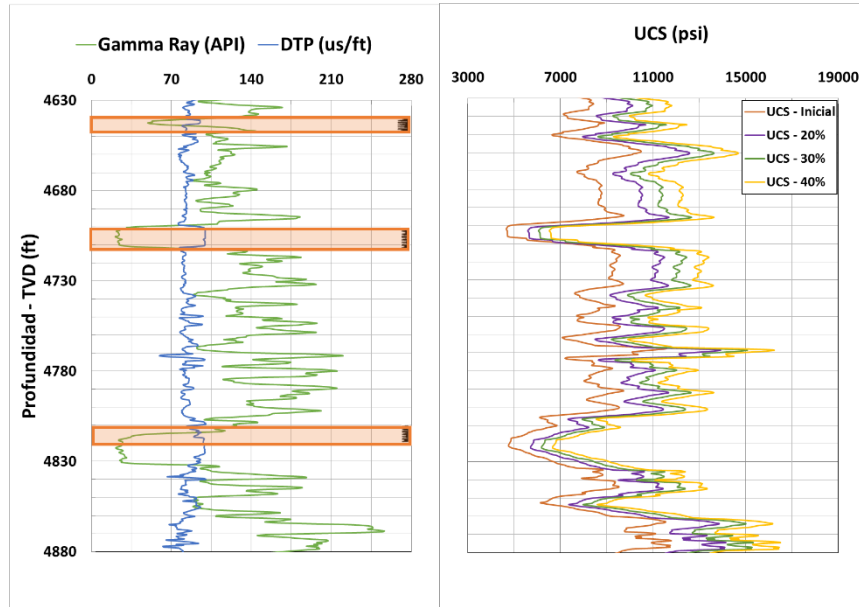


Figura 3 - 27. Aumento porcentual del UCS para el pozo CCS A – 19.

La Figura 3 - 28, muestra como este cambio en la UCS, mejora considerablemente las condiciones de diferencial de presión en las zonas asociadas al Grupo 1 y Grupo 3, caso contrario a la zona asociada al Grupo 3, que aun con el tratamiento, continua siendo su CBHP mayor a la Pr provocando así que cualquier delta de presión conlleve a producir arena en este pozo.

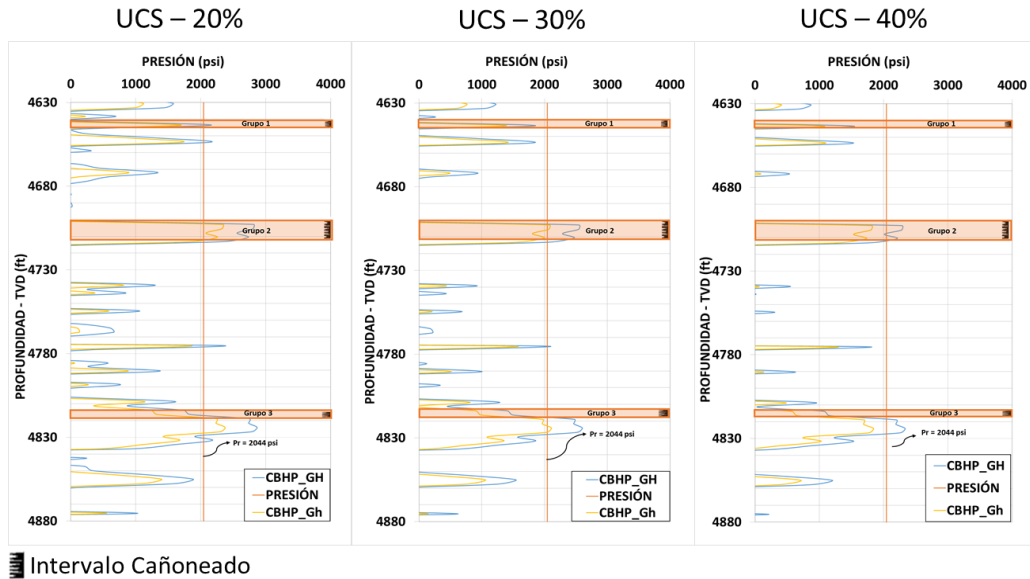


Figura 3 - 28. Perfiles de producción de arena con cambios en el UCS pozo CCS A – 19.

Las envolventes asociadas al Grupo 1 se muestran en la Figura 3 - 29, Figura 3 - 30 y Figura 3 - 31, donde se aprecia como el tratamiento logra dar a cada zona, una mejor probabilidad de tener un cambio de presión sin que esto lleve a problemas por producción de arena, es decir, una mayor ventana operacional con respecto a la base siendo el tratamiento de 40 % el de mejores resultados por lo que produce un mayor delta de presión.

En la Figura 3 - 29, se observa que aunque hay una mejora en la respuesta del modelo, aun no existe una zona completamente libre de arena; mientras que en las Figura 3 - 30 y Figura 3 - 31, se pueden observar zonas completamente libres de arena (zonas verdes), lo que implica que ya se puede operar el pozo a un delta de presión sin que esta operación implique producir arena.

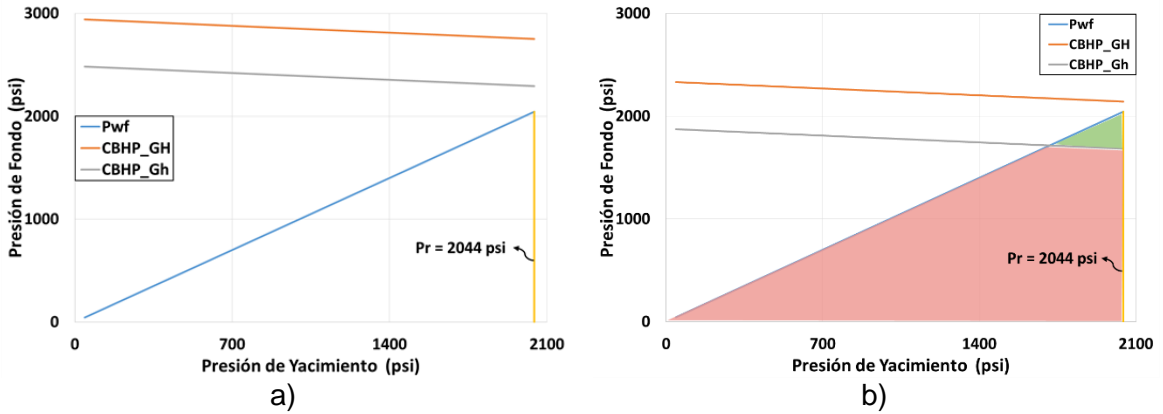


Figura 3 - 29. Envolvente de producción de arena Grupo 1 (4,642 pies). a) gráfica base b) aumento de UCS 20% pozo CCS A – 19.

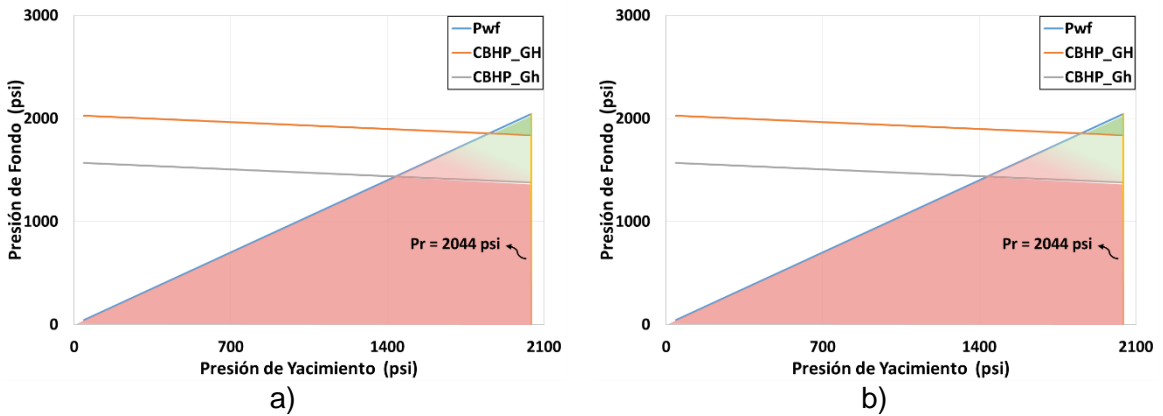


Figura 3 - 30. Envolvente de producción de arena Grupo 1 (4,642 pies). a) gráfica base. b) aumento de UCS 30% pozo CCS A – 19.

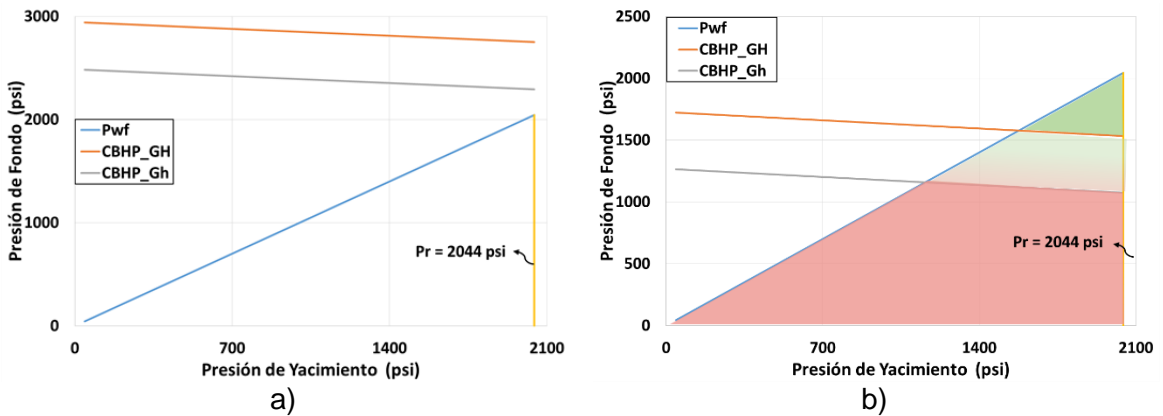


Figura 3 - 31. Envolvente de producción de arena Grupo 1 (4,642 pies). a) gráfica base. b) aumento de UCS 40% pozo CCS A – 19.

Las envolventes asociadas al Grupo 2 se muestran en la Figura 3 - 32, Figura 3 - 33 y Figura 3 - 34, donde se aprecia que el ninguno de los tratamientos puede provocar cambios

significativos y que logre en menor medida, inhibir la producción de arena y generar una ventana operacional pequeña de presión ya que ninguno de los tratamientos logra que los valores de CBHP sean menores al de Pr.

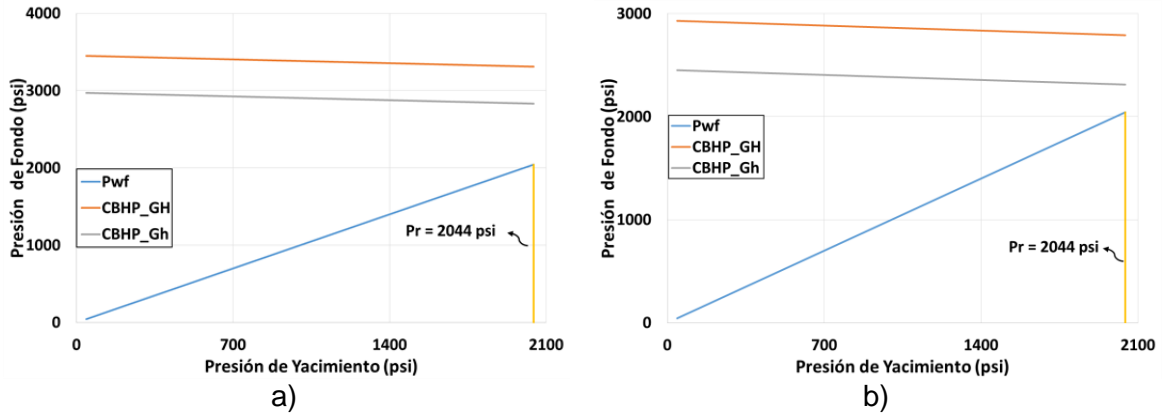


Figura 3 - 32. Envoltante de producción de arena Grupo 2 (4,706 pies). a) gráfica base. b) aumento de UCS 20% pozo CCS A – 19

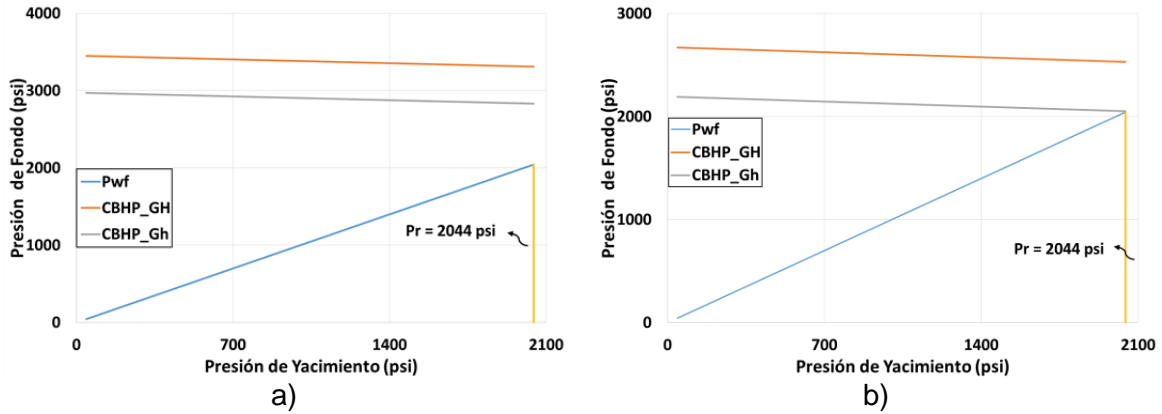
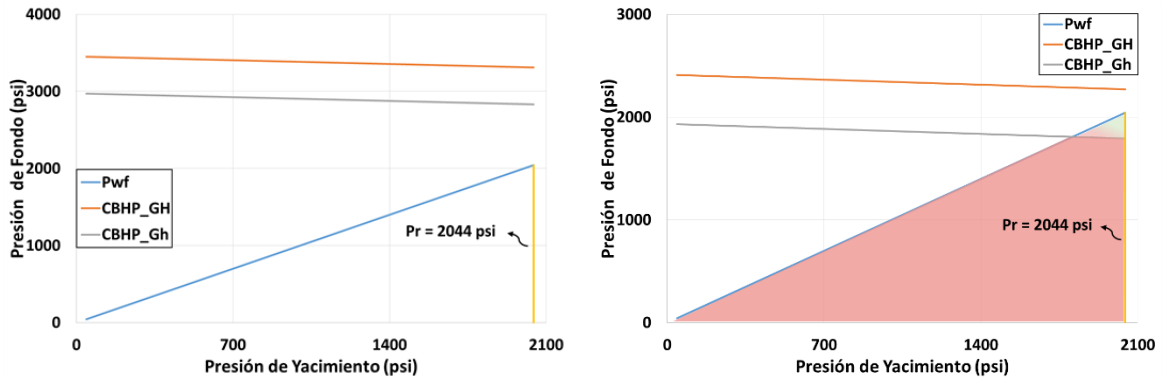


Figura 3 - 33. Envoltante de producción de arena Grupo 2 (4,706 pies). a) gráfica base. b) aumento de UCS 30% pozo CCS A – 19.





a) b)

Figura 3 - 34. Envoltente de producción de arena Grupo 2 (4,706 pies). a) gráfica base. b) aumento de UCS 40% pozo CCS A – 19.

Las envoltentes asociadas al Grupo 3 se muestran en la Figura 3 - 35, Figura 3 - 36 y Figura 3 - 37, las cuales indican como en esta zona, el tratamiento es efectivo para los aumentos del 20%, 30% y 40% del UCS, donde debido a esto se podrían presentar cambios en la presión de fondo sin que se generen problemas asociados a la producción de arena, cabe resaltar además que el tratamiento que proporciona una mejor ventana operativa para cambios en la presión es cuando se tiene un aumento de un 40% en el UCS con respecto al inicial.

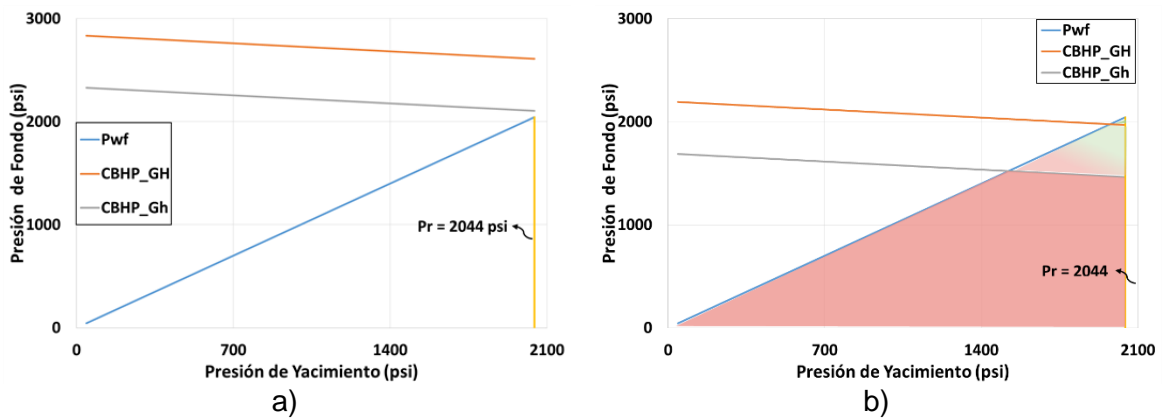


Figura 3 - 35. Envoltente de producción de arena Grupo 3 (4,816 pies). a) gráfica base. b) con aumento de UCS 20% pozo CCS A – 19.

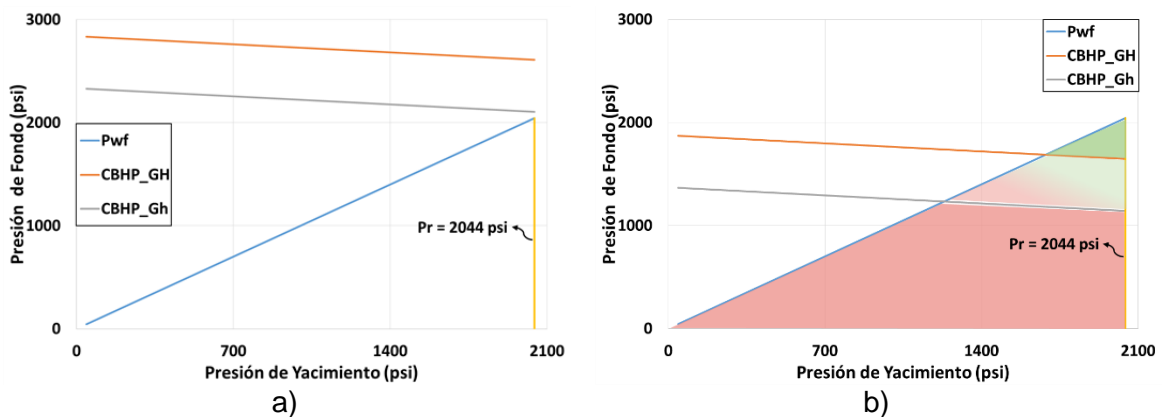


Figura 3 - 36. Envoltente de producción de arena Grupo 3 (4,816 pies). a) gráfica base. b) aumento de UCS 30% pozo CCS A – 19.

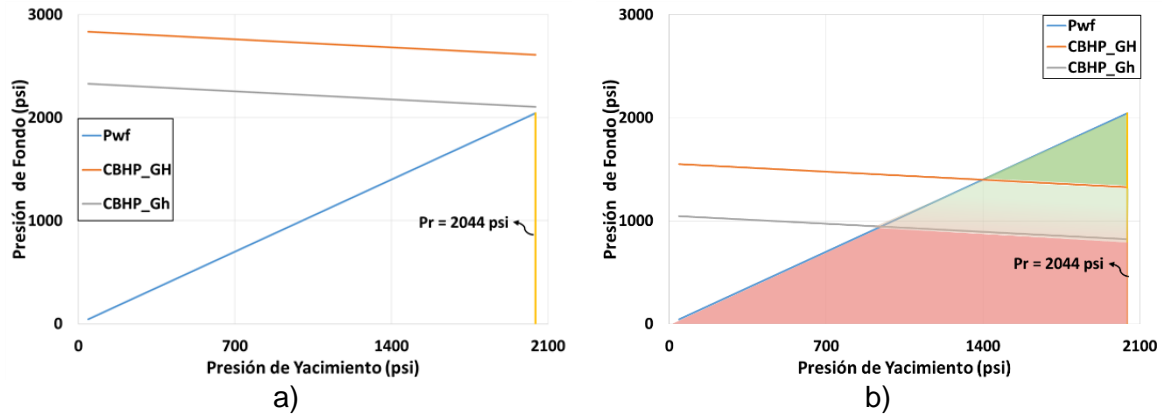


Figura 3 - 37. Envoltorio de producción de arena Grupo 3 (4,816 pies). a) gráfica base. b) con aumento de UCS 40% pozo CCS A – 19.

### 4.3.3 Impacto en Producción

Se realiza un análisis del comportamiento histórico en la producción del pozo CCS A – 19 y posterior a este se realiza un pronóstico de producción del pozo, en el cual se evalúan dos escenarios (permeabilidad original de la formación y disminución en permeabilidad). La Figura 3 - 38 y la Figura 3 - 39 muestran el comportamiento de la producción bajo los dos escenarios antes mencionados, se puede notar que la producción de fluidos no sufre una disminución lo que indica que la implementación del tratamiento no genere disminuciones significativas en la producción de aceite total.

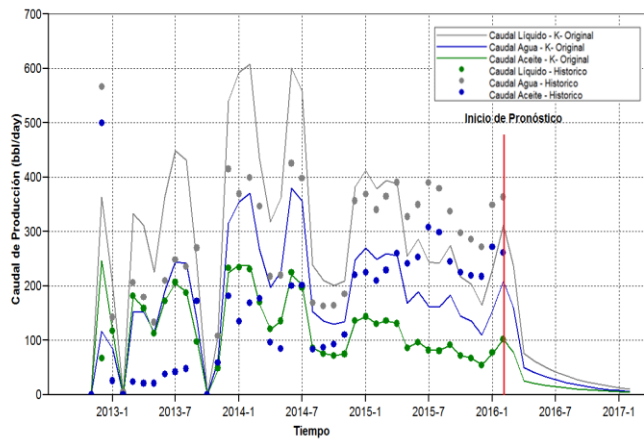


Figura 3 - 38. Pronostico de producción de fluidos sin cambios en la permeabilidad pozo CCS A – 19.

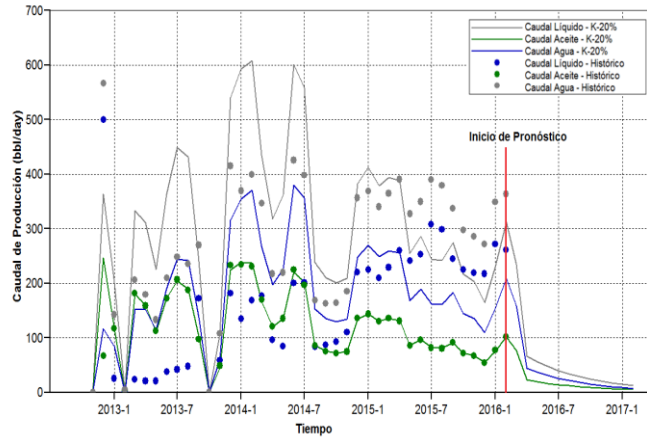


Figura 3 - 39. Pronostico de producción de fluidos con reducción en la permeabilidad (20%) pozo CCS A – 19.

A partir de los diferentes modelamientos, se observa que bajo algunos escenarios el tratamiento de consolidación química logra reducir la producción de arena, sin embargo como se mostró en la revisión bibliográfica, la permeabilidad se ve notablemente afectada por la aplicación del tratamiento, lo que genera una reducción en el nivel de producción de los pozos.

Es necesario resaltar que bajos los escenarios presentados en esta investigación, el nivel de costos de un tratamiento de consolidación química (150,000 USD) es menor al valor presentado por métodos de control mecánico. (250,000 USD), y adicionalmente la reducción en permeabilidad y por ende reducción en producción es menor que el daño mecánico asociado a la producción de arena o a otros métodos de control de arena, ya que en caso de lograr una consolidación exitosa de la formación sería posible aumentar el delta de presión de pozo lo que significaría un caudal de producción mayor.



## 5. Conclusiones y recomendaciones

### 5.1 Conclusiones

- El método de consolidación química permite reducir o eliminar la producción de arena, sin embargo, la aplicación de este método genera una reducción en la permeabilidad de la formación lo que implica una reducción en la producción de los pozos.
- Para el pozo CCSA – 10 se presentan 3 intervalos de producción, tanto en el intervalo 2 como en el intervalo 3 se presenta una posibilidad de producción de arena nula esto asociado a las condiciones de resistencia de la roca, en el intervalo 1, se presenta inicialmente una condición a de producción de arena incondicional, posterior a la implementación del tratamiento se nota una posible producción de arena, lo cual brinda la posibilidad de tener una ventana de trabajo para operar o producir dicho pozo.
- Para el Pozo NFE 2.0 se muestra una producción de arena incondicional a través de todo el intervalo de producción, esta condición se mantiene posterior al uso del tratamiento.
- En el pozo CCSA – 19 se presenta inicialmente una condición de posible producción de arena en los tres intervalos de producción, al aplicar el tratamiento se nota una mayor ventana operacional, lo cual permite operar con mayores deltas de presión.



# Referencias

- Araujo, E. F., Alzate, G. A., Arbelaez, A., Clavijo, S. P., Ramirez, A. C., & Naranjo, A. (2014). Analytical prediction model of sand production integrating geomechanics for open hole and cased – perforated wells. <https://doi.org/10.2118/1711107-MS>
- Barragan, E. L., Pereira Suzart, J. W., Llerena, H., & Medina, D. (2013). Successful chemical sand consolidation system application to repair damaged gravel pack for extreme non-consolidated formations. In Proceedings of the Annual Offshore Technology Conference. Rio de Janeiro: Society of Petroleum Engineers. <https://doi.org/10.4043/24279-MS>
- Bellarby, J. (2009). Well completion design (First Edit). Aberdeen, UK: Elsevier.
- Bianco, L., & Halleck, P. (2001). Mechanisms of arch instability and sand production in two-phase saturated poorly consolidated sandstones. SPE European Formation Damage Conference. <https://doi.org/10.2118/68932-MS>
- Colmenares, F. J., Padron, A., Boggio, F., & Montoya, F. (1997). Evaluation of treatments for control of fines migration in the Ceuta field in Venezuela. In Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference and Exhibition. Rio de Janeiro: Society of Petroleum Engineers. <https://doi.org/10.2118/38955-MS>
- Dusseault, M. B. (2001). Comparing Venezuelan and Canadian heavy oil and tar sands. in Canadian International Petroleum Conference (pp. 1–20). Calgary: Petroleum Society. <https://doi.org/10.2118/2001-061>
- Gruesbeck, C., & Collins, R. E. (1982). Entrainment and deposition of fine particles in porous media. SPE Journal, 22(6), 847–856. <https://doi.org/10.2118/8430-PA>
- Haavind, F., Bekkelund, S. S., Moen, A., Kotlar, H. K., Andrews, J. S., & Halan, T. (2008). Experience with chemical sand consolidation as a remedial sand control option on the Heidrun field. In SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control. Lafayette, Louisiana: Society of Petroleum Engineers This. <https://doi.org/10.2118/112397-MS>
- Hibbeler, J., Garcia, T., & Chavez, N. (2003). An integrated long-term solution for migratory fines damage. In SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering

- Conference. Port-of-Spain, Trinidad: Society of Petroleum Engineers. <https://doi.org/10.2118/81017-MS>
- Jaeger, J. C., Cook, N. G. W., & Zimmerman, R. W. (2007). *Fundamental of rock mechanics*. Journal of Chemical Information and Modeling (Fourth). Oxford: Blackwell Publishing Ltd. <https://doi.org/10.1017/CBO9781107415324.004>
- Kalfayan, L. J., & Watkins, D. R. (1990). A new method for stabilizing fines and controlling dissolution during sandstone acidizing. In SPE California Regional Meeting. Ventura, California: Society of Petroleum Engineers. <https://doi.org/10.2118/20076-MS>
- Kruse, G., Puliti, R., Millan, S. P., & Best, R. O. (2015). Remediation of channeled wells and completions of infill wells by using resin-coated proppant and proppant coated with special resins in an unconsolidated sandstone reservoir. In SPE Heavy Oil Conference - Canada. Calgary, Alberta: Society of Petroleum Engineers. <https://doi.org/10.2118/174413-MS>
- Marfo, S. A., Bank, W., Centre, A., & Appah, D. (2015). Sand consolidation operations, challenges and remedy. In Nigeria Annual International Conference and Exhibition. Lagos: Society of Petroleum Engineers. <https://doi.org/10.2118/178306-MS>
- McLaughlin, H. C., Elphinstone, E. A., & Hall, B. (1976). Aqueous polymers for treating clays in oil and gas. In Annual Fall Technical Conference and Exhibition. New Orleans, Louisiana: Society of Petroleum Engineers. <https://doi.org/10.2118/6008-MS>
- McLaughlin, H. C., & Weaver, J. D. (1982). Oil well treating method and composition. Oklahoma: Google Patents. Retrieved from <https://www.google.sr/patents/US4366071>
- Muecke, T. W. (1979). Formation fines and factors controlling their movement in porous media. *Journal of Petroleum Technology*, 31(2), 144–150. <https://doi.org/10.2118/7007-PA>
- Naqvi, S. A. A. (2012). *Enhanced Oil Recovery of Heavy Oil by Using Thermal and Non-Thermal Methods*. M.Sc. Thesis. Dalhousie University.
- Nguyen, P., Weaver, J., Rickman, R., Dusterhoft, R., & Parker, M. (2006). Controlling formation fines at their sources to maintain well productivity. In SPE International Improved Oil Recovery Conference (Vol. 22). Kuala Lumpur: Society of Petroleum Engineers. <https://doi.org/10.2118/97659-MS>



- Nouri, A., Kuru, E., & Vaziri, H. (2007). Enhanced modelling of sand production through improved deformation and stress analysis. In 8th Canadian International Petroleum Conference (pp. 1–11). Calgary: Canadian Institute of Mining, Metallurgy and Petroleum. <https://doi.org/10.2118/2007-172>
- Nouri, A., Vaziri, H., Belhaj, H., & Islam, R. (2006). Sand-production prediction: a new set of criteria for modeling based on large-scale transient experiments and numerical investigation. *SPE Journal*, 11(2), 26–29. <https://doi.org/10.2118/90273-PA>
- Obeid, Y., Sepúlveda, L. J., Campos, K., Campo, P., & Usuriaga, J. (2013). Screenless sand control using resin consolidation. Part I: Laboratory experiments. In XV Congreso Colombiano del Petróleo. Bogota: ACIPET.
- Othman, A. I., Zaki, S. B. M., Naharindra, A., Riyanto, L., Yahia, Z. B., Govinathan, K., Yeo, K. (2017). Sand consolidation case history and lessons learned from peninsular Malaysia. In SPE/ICoTA Coiled Tubing and Well Intervention Conference and Exhibition. Houston: Society of Petroleum Engineers. <https://doi.org/10.2118/184788-MS>
- Rahmati, H., Nouri, A., Vaziri, H., & Chan, D. (2012). Validation of predicted cumulative sand and sand rate against physical-model test. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, (March 2011), 403–410. <https://doi.org/10.2118/157950-PA>
- Rama, M. S., Songire, S., Meher, P., Kristanto, T. A., & Latief, R. (2016). Effective resin consolidation treatment methods and compositions for clay-laden formations. In SPE International Conference & Exhibition on Formation Damage Control. Lafayette, Louisiana: Society of Petroleum Engineers. <https://doi.org/10.2118/178998-MS>
- Reina, J. F. (2012). Reporte post - operaciones del servicio de sand control: Gravel pack y frack pack. Bogota.
- Sanfilippo, F., Brignoli, M., Giacca, D., & Santarelli, F. J. (1997). Sand production: From prediction to management. In European formation Damage. The Hague, Netherlands: Society of Petroleum Engineers. <https://doi.org/10.2118/38185-MS>
- Sharma, B. G., & Sharma, M. M. (1994). Polymerizable ultra-thin films: A new technique for fines stabilization. In SPE Formation Damage Control Symposium. Lafayette, Louisiana: Society of Petroleum Engineers. <https://doi.org/10.2118/27345-MS>

- Songire, S., Hassan, A., Amer, M., Farid, S., & Luijkx, J. (2014). Successful field application of aqueous-based formation consolidation treatment implemented in Nile Delta , Egypt. In SPE Saudi Arabia Section Annual Technical Symposium and Exhibition. Al-Khobar: Society of Petroleum Engineers. <https://doi.org/10.2118/172214-MS>
- Thomas, R. L., & Crowe, C. W. (1981). Matrix treatment employs new acid system for stimulation and control of fines migration in sandstone formations. *Journal of Petroleum Technology*, 33(8), 1491–1500. <https://doi.org/10.2118/7566-PA>