

**EVALUACIÓN DE LA METODOLOGÍA PARA LA PREDICCIÓN DE LA PRODUCCIÓN
DE ARENA EN 3 POZOS DEL BLOQUE ESPERANZA**

FABIO ARTURO CORREA ECHEVERRI

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA INGENIERIA PETRÓLEOS
BOGOTÁ, D.C.
2020**

**EVALUACIÓN DE LA METODOLOGÍA PARA LA PREDICCIÓN DE LA PRODUCCIÓN
DE ARENA EN 3 POZOS DEL BLOQUE ESPERANZA**

FABIO ARTURO CORREA ECHEVERRI

**Proyecto Integral de grado para optar por el título de
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

Director (a):

**GABRIEL JAIME VALDERRAMA VILLADA
Ingeniero de Petróleos**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA INGENIERIA PETRÓLEOS
BOGOTÁ, D.C.**

2020

Nota de aceptación

Presidente del jurado

Jurado

Jurado

Bogotá D.C., 20 de mayo de 2020

DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

Dr. MARIO POSA GARCÍA-PEÑA

Consejero Institucional

Dr. LUIS JAIME POSADA GARCÍA-PEÑA

Vicerrectora Académica y de Investigaciones

Dra. MARÍA CLAUDIA APONTE GONZÁLEZ

Vicerrector Administrativo y Financiero

Dr. RICARDO ALFONSO PEÑARANDA CASTRO

Secretaria General

Dra. ALEXANDRA MEJÍA GUZMÁN

Decano Facultad de Ingenierías

Ing. JULIO CÉSAR FUENTES ARISMENDI

Director Programa Ingeniería de Petróleos

Ing. JUAN CARLOS RODRÍGUEZ ESPARZA

Las directivas de la Universidad de América, los jurados calificadores y el cuerpo docente no son responsables por los criterios e ideas expuestas en el presente documento. Estos corresponden únicamente a los autores.

DEDICATORIA

“Las familias son la brújula que nos guía. Son la inspiración para llegar a grandes alturas y nuestro consuelo cuando ocasionalmente fallamos. – Brad Hen”

En esta ocasión como en muchos momentos de mi vida, doy infinitas gracias a Dios por la vida, la salud y por haberme dado una familia unida que me ha formado cada segundo, brindandome derroteros de amor, ética, nobleza y tenacidad.

A mi padre Jorge Correa Alvarez por su amor, su apoyo y confianza constante en mí, porque me enseñó que en la vida se debe ser responsable y perseverante con cada objetivo que te traza.

A mi madre Luz Adriana Echeverri Gomez por su amor, ternura, apoyo incondicional y por siempre creer en mí entregandolo todo para que lograra cada uno de mis sueños

A mi hermana Salome Correa Echeverri por todo su amor, alegría y por enseñarme que sin importar los obstáculos que te ponga la vida debes seguir adelante.

Y a ti, Laura Juliana Martinez Rodriguez, por ser un apoyo importante en todos los aspectos de mi vida, por siempre creer en mí y en mis capacidades y por ayudarme a ser mejor cada día.

A Dios, a toda mi familia y a cada uno de los que me acompañaron en este proceso, le dedico este logro.

Fabio Arturo Correa Echeverri

AGRADECIMIENTOS

Mis sinceros agradecimientos a la FUNDACION UNIVERSIDAD AMERICA, claustro que me acogió brindándome la oportunidad de adelantar mis estudios de Ingeniería de Petróleo.

A la empresa Canacol Energy por brindarme el voto de confianza y permitir que realizara este trabajo con los recursos de la empresa. Y al Ingeniero Gabriel Valderrama por su colaboración, dedicación y enseñanzas que permitieron cumplir con los objetivos propuetsos.

A Sebastián Alejandro Gómez Alba, por su paciencia, entrega y disposición a siempre ayudarme de la mejor manera para lograr todos objetivos.

A Adriangela Romero por aportarme a lo largo de la carrera sus conocimientos, apoyo y directriz.

CONTENIDO

	pag
INTRODUCCIÓN	21
1 MARCO TEÓRICO	24
1.1 ARENAMIENTO	24
1.2 COMPORTAMIENTO DEL FENÓMENO DE ARENAMIENTO EN LAS FORMACIONES	24
1.2.1 Rocas consolidadas	25
1.2.2 Rocas no consolidadas	25
1.3 GEOMECAÁNICA EN LA PRODUCCIÓN DE ARENA	26
1.3.1 Estado de esfuerzos	27
1.4 CLASIFICACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE ARENA	32
1.4.1 Transitoria	32
1.4.2 Continua	32
1.4.3 Catastrófica	32
1.5 CAUSAS DE LA PRODUCCIÓN DE ARENA	32
1.5.1 Flujo de fluidos	33
1.5.2 Factores geológicos	33
1.5.3 Tasa de producción	33
1.5.4 Baja consolidación natural	33
1.5.5 Dependencia del tiempo	33
1.5.6 Producción de agua	33
1.6 EFECTOS DE LA PRODUCCIÓN DE ARENA.	33
1.6.1 En superficie	34
1.6.2 En pozo	34
1.6.3 A nivel de producción	34
2 METODOLOGÍA	36
2.1 RECOPIACION DE INFORMACION	36
2.1.1 Generalidades de la cuenca del Valle Inferior del Magdalena	36
2.1.2 Recopilación de diferentes métodos numéricos para la predicción	39
2.2 ESTADO MECÁNICO DE LOS POZOS	45
2.2.1 EM CA1	45

2.2.2 EM Ch 1	46
2.2.3 EM N-4	48
3. DISEÑO Y SELECCIÓN DEL MÉTODO ADECUADO PARA LA PREDICCIÓN DE LA PRUCCIÓN DE ARENA	51
3.1 FORMULACIÓN	51
4. APLICACIÓN DEL MÉTODO SELECCIONADO	57
4.1 DESCRIPCIÓN DEL MÉTODO	57
4.1.1 Falla de corte (Shear Failure)	57
4.1.2 Falla por cohesión	57
4.1.3 Falla por tensión	58
4.2 CARACTERÍSTICAS BÁSICAS DEL MÉTODO SELECCIONADO.	60
4.2.1 Ecuación del modelo	60
4.3 APLICACIÓN DEL MÉTODO A CA1	61
4.4 APLICACIÓN DEL MÉTODO A CH1	72
4.5 APLICACIÓN DEL METODO AL POZO N-4.	77
5. CONCLUSIONES	82
6 RECOMENDACIONES	83
BIBLIOGRAFÍA	84
ANEXOS	86

LISTA DE TABLAS

	pág
Tabla 1. Selección de datos	52
Tabla 2. Matriz de selección de datos	53
Tabla 3. Selección y clasificación de datos de los pozos	54
Tabla 4. Matriz de selección de datos y parámetros de los métodos de predicción	55
Tabla 5. Resultados y porcentajes de la matriz de selección de datos	56
Tabla 6. Datos pozo CA-1	63
Tabla 7. iteraciones Presion de poro	63
Tabla 8. UCS 1600psi pozo CA-1	64
Tabla 9. UCS 1750psi pozo CA-1	65
Tabla 10. UCS 2000psi pozo CA-1	65
Tabla 11. Datos construccion curva UCS 1600psi pozo CA-1	66
Tabla 12. Datos construccion curva UCS 1750 pozo CA-1	66
Tabla 13. Datos curva UCS 2000psi pozo CA-1	66
Tabla 14. Datos de producción del pozo CA-1 el día de la prueba de producción de arena	69
Tabla 15. Resultados del análisis nodal	70
Tabla 16. Datos pozo Ch 1	73
Tabla 17. Datos de producción pozo CH1 el día de la prueba de producción de arena	75
Tabla 18. Anàlisis nodal pozo ch 1	75
Tabla 19. Datos pozo N 4	78
Tabla 20. Datos de produccion pozo N 4 el dia de la prueba de producción de arena	80
Tabla 21. Análisis nodal pozo N 4	80

LISTA DE FIGURAS

	pág
Figura 1. Puente de arena	26
Figura 2. Acción de los esfuerzos in-situ en el suelo	28
Figura 3. Distribución del bloque esperanza	38
Figura 4. Estado mecánico pozo CA 1	45
Figura 5. Estado mecánico pozo CH 1	47
Figura 6 :Estado mecánico pozo N-4	49
Figura 7 Ejemplo de grafico de matriz de selección	51

LISTA DE ECUACIONES

	pág
Ecuación 1. Esfuerzo radial (igual al peso del lodo)	29
Ecuación 2. Esfuerzo tangencial o circunferencial	29
Ecuación 3. Esfuerzo axial	30
Ecuación 4. Exponente en ecuación de densidad del gas (adimensional)	40
Ecuación 5. Valor adimensional en función de la presión en la vecindad del pozo (psi)	41
Ecuación 6. Valor adimensional en función de la presión en la cara de la cavidad (psi)	41
Ecuación 7. Condición para falla por tensión	41
Ecuación 8. Tasa promedio de producción de arena	43
Ecuación 9. Condición de arenamiento según X, Y_i . (Estabilidad del túnel)	44
Ecuación 10. Condición de arenamiento según X, Y_i . (Estabilidad de la punta del cañoneo)	44
Ecuación 11. Tensión de corte	57
Ecuación 12. Tensión de corte en la pared perforada	58
Ecuación 13. Combinación ecuación 10 y 11	58
Ecuación 14. Falla por tensión	58
Ecuación 15. Caída de presión del pozo vs resistencia a la tensión	59
Ecuación 16. Caída de presión en la cara del pozo	59
Ecuación 17. Producción crítica	59
Ecuación 18. Condición de caída de presión de fondo fluyente crítica para el comienzo del arenamiento	60
Ecuación 19. Aplicación del método pozo CA-1	64

LISTA DE GRÁFICOS

	pág
Gráfico 1. Caída de presión actual vs caída de presión calculada	40
Gráfico 2. Histórico de pozo CA1	46
Gráfico 3. Histórico del pozo C1	48
Gráfico 4. Historico de pozo n-4	50
Gráfico 5. Predicción de arena, usando la falla de corte en pozo vertical revestido y perforado	61
Gráfico 6. Profundidad vs USC pozo Ca-1	62
Gráfico 7. Predicción de la producción de arena método de palmer pozo Ca 67	67
Gráfico 8. prueba de solidos pozo Ca-1	69
Gráfico 9. Validación de resultados pozo Ca-1	71
Gráfico 10. Profundidad vs USC pozo Ch-1	72
Gráfico 11. Aplicación del método para Ch 1.	73
Gráfico 12. Prueba de producción de arena pozo Ch 1	74
Grafica 13. Validacion de resultados pozo ch-1	64
Grafica 14. Profundidad vs USC pozo N 4	65
Grafica15. Aplicación del método para n-4	67
Gráfico 16. Prueba de producción de arena pozo Ch 1	69
Gráfico 17. Validacion de resultados pozo N-4	70

ABREVIATURAS

%	Porcentaje.
°C	Grados centígrados.
μs	Microsegundos
P_{wf}	Presión de fondo fluyente
ANH Hidrocarburos.	Agencia Nacional de
Cc	Centímetro cúbico
Fm.	Formación.
ft	Pie
ft³	Pies cúbicos.
In	Pulgada
Lb	Libras
Max	Máximo.
Min	Mínimo.
Pp	Presión de poro
psi	Pounds Per Square Inch (libras por pulgada)
SCF	Standart cubic feat (pies cubicos normales)
S_h	Esfuerzo horizontal mínimo,
S_H	Esfuerzo horizontal
S_v,	Esfuerzo vertical

UCS

**Uniaxial Compresive Stress
[Resistencia Uniaxial compresiva
(psi)]**

VIM

Valle inferior del Magdalena.

GLOSARIO

AMBIENTE SEDIMENTARIO: el conjunto de factores (cuenca, aporte de sedimentos, entre otros), que permiten la deposición de sedimentos y que por procesos posteriores dará como resultado un cuerpo de rocas definible.¹

ARCILLA: la palabra arcilla se emplea para hacer referencia a rocas sedimentarias y, en general, a un material terroso de grano fino que se hace plástico al ser mezclado con una cantidad limitada de agua. Las arcillas son siempre de grano muy fino, el límite superior en el tamaño de los granos corresponde, por lo general, a un diámetro de 0,004 mm (menores de 4 micras). En mineralogía y petrografía se conocen como arcillolitas.²

ARENA (INDUSTRIA MINERA): agregado fino natural, que incluyen tamaños de grano de 1/16 a 64 mm (arenas y guijos, según la clasificación geológica de sedimentos por tamaño de grano). Los agregados finos naturales se diferencian de los agregados finos fabricados en que el material fabricado es triturado y tamizado para obtener los tamaños requeridos, mientras que el material natural solamente tiene que ser tamizado. Las arenas 15 son usadas como agregados, principalmente en la industria de la construcción, en la obtención de concretos, para el relleno de estructuras en obras civiles y edificaciones, la construcción de vías y otros.³

ARENISCA: roca sedimentaria detrítica terrígena compuesta de mínimo un 85% de materiales tamaño arena, generalmente granos de cuarzo más o menos redondeados, con tamaños entre 0,0625 y 2 mm. Son rocas comunes, y se constituyen en componente esencial de numerosas series estratigráficas, en capas regulares o no, y también en lentejones. Estas rocas son de color blanco a gris claro o diversamente coloreadas, según la naturaleza del cemento, como rojo (óxidos de hierro), verde (glauconita) y otros. Las variedades se distinguen por el tamaño del grano, la naturaleza del cemento o la presencia de elementos particulares. **Minerales esenciales:** cuarzo. **Minerales accesorios:** feldespato, micas. **Cemento silíceo,** de óxidos de hierro y de calcita. A veces contiene minerales pesados (como rutilo y otros). **Textura:** grano medio y redondeado; distribución homogénea y pocas veces contienen fósiles.⁴

¹ *SERVICIO GEOLÓGICO DE COLOMBIA. Glosario de termino.[En línea] s.f.b. [Citado el: 20 de enero de 2020.]*

https://www2.sgc.gov.co/atencionalciudadano/lists/glosario%20de%20terminos/allitems.aspx?Paged=TRUE&PagedPrev=TRUE&p_ID=319&PageFirstRow=8401&&View=%7B5AA0669C-85E8-44A8-A289-25B056EDB64E%7D

² *Ibid.*

³ *Ibid.*

⁴ *Ibid.*

CALIZA: roca sedimentaria (generalmente de origen orgánico) carbonatada que contiene al menos un 50% de calcita (CaCO₃), y que puede estar acompañada de dolomita, aragonito y siderita; de color blanco, gris, amarilla, rojiza, negra; y textura granular fina a gruesa, bandeada o compacta, a veces contiene fósiles.

CIZALLA: deformación resultante del esfuerzo que causa o tiende a causar que partes contiguas de un cuerpo se deslicen relativamente una con otra en una dirección paralela a su plano de contacto. Este es el modo de falla de un cuerpo en el cual la porción de masa sobre un lado de un plano o superficie se desliza y pasa sobre el lado opuesto. Este término.⁵

EROSIÓN: fenómeno de descomposición y desintegración de materiales de la corteza terrestre por acciones mecánicas o químicas.⁶

FALLA INVERSA: falla de desplazamiento vertical con su plano en un ángulo igual o mayor de 45 grados, con respecto a la horizontal, en la cual el bloque colgante se encuentra movido hacia arriba con relación al bloque yacente. Es producto de esfuerzos de compresión.

FALLA NORMAL: falla de desplazamiento vertical con su plano en un ángulo igual o mayor de 45 grados, con respecto a la horizontal, en la cual el bloque colgante se encuentra movido hacia abajo con relación al bloque yacente. Es producto de esfuerzo de distensión.⁷

FINOS: para la temática de carbones se le denominan finos a los fragmentos de carbón o coque con un tamaño de partícula menor de 10 mm. En exploración geoquímica se refiere a sedimentos activos de corrientes aluviales.⁸

GAS (INDUSTRIA MINERA): gases combustibles (metano), mezcla de aire y gases combustibles, u otras mezclas de gases explosivos que se encuentran en las minas.⁹

⁵ SERVICIO GEOLÓGICO DE COLOMBIA. *Glosario de termino.* [En línea] s.f.b. [Citado el: 20 de enero de 2020.]

https://www2.sgc.gov.co/atencionalciudadano/lists/glosario%20de%20terminos/allitems.aspx?Paged=TRUE&PagedPrev=TRUE&p_ID=319&PageFirstRow=8401&&View=%7B5AA0669C-85E8-44A8-A289-25B056EDB64E%7D

⁶ Ibid.

⁷ Ibid.

⁸ Ibid.

⁹ SCHLUMBERGER. s.f.a. *Oilfield Glossary.* [En línea] s.f.a. [Citado el: 20 de abril de 2020.] <https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/s/screenout.aspx>.

LIDITA: roca sedimentaria silíceas, con radiolarios y cemento de calcedonia, coloreada en gris o negro por materia carbonosa. La radiolarita o lidita se forma por la sedimentación de los esqueletos silícicos de los radiolarios unicelulares.¹⁰

PERMEABILIDAD: capacidad de un material para transmitir fluidos. 2. La permeabilidad (k) es la capacidad de una roca para que un fluido fluya a través de ella y se mide en darcy, que es la permeabilidad que permite a un fluido de un centipoise de viscosidad fluir a una velocidad de 1 cm/s a una presión de 1 atm/cm.¹¹

PLIEGUE: flexión o combadura de capas o estratos rocosos sometidos a esfuerzos perpendiculares a eje, que dan como resultado acortamiento del terreno.¹²

POROSIDAD: la porosidad es la medida de los espacios huecos en una roca y resulta fundamental para que ésta actúe como almacén: porosidad = % (volumen de poros (huecos) / volumen total) x 100; la porosidad se expresa como \emptyset .¹³

ROCA RESERVORIO: término utilizado para rocas que contienen hidrocarburos y que presentan condiciones de 141 porosidad y permeabilidad adecuadas para que este recurso sea extraído.¹⁴

VISCOSIDAD: es la resistencia o el esfuerzo cortante de los fluidos (líquidos y gases), tales esfuerzos se miden con la ley de Newton de la viscosidad para fluidos newtonianos y con leyes como la teoría cinética de los gases para los fluidos nonewtonianos.¹⁵

¹⁰ Ibid.

¹¹ SERVICIO GEOLÓGICO DE COLOMBIA. *Glosario de termino.*[En línea] s.f.b. [Citado el: 20 de enero de 2020.]

https://www2.sgc.gov.co/atencionalciudadano/lists/glosario%20de%20terminos/allitems.aspx?Paged=TRUE&PagedPrev=TRUE&p_ID=319&PageFirstRow=8401&&View=%7B5AA0669C-85E8-44A8-A289-25B056EDB64E%7D

¹² Ibid.

¹³ Ibid.

¹⁴ SERVICIO GEOLÓGICO DE COLOMBIA. *Glosario de termino.*[En línea] s.f.b. [Citado el: 20 de enero de 2020.]

https://www2.sgc.gov.co/atencionalciudadano/lists/glosario%20de%20terminos/allitems.aspx?Paged=TRUE&PagedPrev=TRUE&p_ID=319&PageFirstRow=8401&&View=%7B5AA0669C-85E8-44A8-A289-25B056EDB64E%7D

¹⁵ Ibid

RESUMEN

La producción de arena es uno de los problemas más frecuentes que ocurren durante la vida productiva de los pozos petroleros, por esta razón en este trabajo, se busca minimizar la incertidumbre que sufre la empresa CANACOL ENERGY al no contar con un estimado de la cantidad y el tiempo en el que se va a producir la arena de 3 pozos productores de gas. Para ello se propuso evaluar la metodología para la predicción de la producción de arena en 3 pozos del bloque Esperanza¹⁶.

Para lograr el objetivo se analizó la información suministrada por la Compañía de los 3 pozos candidatos, posteriormente se planteó una matriz de selección de datos en donde se relacionaron los parámetros esenciales para aplicar 4 métodos numéricos de predicción de producción de arena y se delimitó en la matriz los datos con los que cuenta la empresa, lo que nos permitió determinar que el método que más se ajusta es Palmer para el cálculo de la predicción de arena.

Palabras clave: gas, arena, producción, bloque Esperanza, predicción.

¹⁶ El bloque Esperanza se encuentran ubicados en Sahagún y Chinú en el Departamento de Córdoba, y los municipios de la Unión, Caimito y San Marcos en el departamento de Sucre, en la Cuenca del Valle Inferior del Magdalena.

ABSTRACT

The production of sand is one of the most frequent problems that occur during the productive life of oil wells, for this reason, in this work, we seek to minimize the uncertainty that the CANACOL ENERGY company suffers by not having an estimate of the quantity and the time in which the sand will be produced from 3 gas producing wells. For this, it was proposed to evaluate the methodology for the prediction of sand production in 3 wells in the Esperanza block.¹⁷

In order to achieve the objective, the information provided by the Company from the 3 candidate wells was analyzed, then a data selection matrix was proposed where the essential parameters for applying 4 numerical methods of sand production prediction were related and was delimited in the matrix the data that the company has, which allowed us to determine that the method that best fits is Palmer for calculating sand prediction.

Keywords: gas, sand, production, Esperanza Block, prediction.

¹⁷ The Esperanza blocks are located in Sahagun and Chinu in the cordoba department, and in the cities La union, caimito and San Marcos in the Sucre department, of the lower Magdalena valley basin.

INTRODUCCIÓN

Los yacimientos de petróleo y gas se presentan en una proporción del 70% a nivel mundial en formaciones poco o no consolidadas (Alireza Nouri, Vaziri, & Belhaj, 2007). Durante la producción de este tipo de yacimientos se presenta con alta frecuencia producción de arena, lo que causa diversos problemas operacionales tanto en fondo como en superficie; generando costos adicionales en operaciones de remediación y limpieza. Para evitar la producción de arena en la industria se han implementado métodos mecánicos (gravel pack, liner ranurado, entre otros), los cuales son costosos y conducen a una reducción de la productividad (Rahmati et al., 2013), mientras que la condición de producción de arena junto a la producción de aceite y gas causa un aumento en la permeabilidad. Debido a lo anterior, la discusión está en bajo cuál condición de producción se debe operar (con arena o sin arena), la cual permita optimizar las utilidades.

La producción de arena es un fenómeno complejo que ocurre cuando las tasas de producción de fluidos ejercen la fuerza suficiente sobre la matriz rocosa como para arrastrar granos de arena de la formación. Esta fuerza del fluido debe ser mayor a las fuerzas resistivas ejercidas por la roca, las cuales están gobernadas principalmente por factores como las propiedades de la roca yacimiento, el estado de esfuerzos alrededor del pozo y el tipo de completamiento utilizado (Rahmati et al., 2013). Sin embargo, abarcar todos los factores y mecanismos en un modelo numérico es complicado y tiene muchas limitaciones. El entendimiento del fenómeno de producción de arena y de las variables que controlan este problema es un reto debido a su complejidad. Rahmati et al., (2013) mencionan que es importante realizar el modelamiento de este fenómeno antes de hacer un procedimiento de completamiento, esto con el fin de optimizar la producción y evitar posibles contratiempos en las operaciones futuras.

En este proyecto se van a estudiar tres (3) pozos productores de gas en el bloque Esperanza ubicado en los municipios de Sahagún y Chinú en el Departamento de Córdoba y los municipios de La Unión, Caimito y San Marcos en el Departamento de Sucre, en la Cuenca del valle inferior del Magdalena.

La predicción de la producción de la arena en los pozos de gas se vuelve cada vez más importante, ya que estos trabajan a una presión más elevada que los pozos de crudo, poniendo en mayor riesgo la seguridad del personal y la infraestructura del campo. Por tal razón es de vital importancia determinar un aproximado de la arena a producir, así como también el tiempo en el cual se va a producir con el fin de tomar acciones preventivas.

Además, el factor económico que juega un papel muy importante en el día a día de la industria petrolera se ve afectado por la producción de arena cuando

esta taponan o dañan los equipos generando costos adicionales traducidos en operaciones de limpieza, cambio de equipos o simplemente una baja en la tasa de producción del pozo.

Debido a los múltiples inconvenientes causados por la producción de arena en pozos productores de gas, se generan cada vez más, proyectos de investigación dentro de la industria de los hidrocarburos, que buscan entender este fenómeno, con el propósito de lograr predecir con el menor grado de incertidumbre la posible producción de arena en un pozo productor de gas, y, con base en ello, poder determinar los procedimientos que permitan controlar o prevenir la producción de arena, controlando el impacto negativo tanto de los equipos como en la producción del pozo.

Surge, de lo anterior, la necesidad de estudiar el comportamiento de la arena cuando el pozo comience a producir, para que no se generen problemas en las facilidades de producción y así; saber cómo mitigar los efectos de esta arena producida. Motivo por el cual la industria de los hidrocarburos se interesa por la investigación y el desarrollo de nuevos métodos que permitan prever la probabilidad de que la arena llegue a las facilidades de producción, el momento de inicio de la producción de arena y cuanta es la cantidad de arena que se espera producir.

Se han realizado diferentes investigaciones que muestran la importancia de estudiar nuevos métodos para predecir la cantidad de arena que llega al pozo, muestra de ello son los modelos basados en la poroelasticidad lineal y la plasticidad frágil, método que ha sido implementado en formaciones productoras de gas ubicadas en la costa noreste de Australia, permitiendo predecir la producción de arena de dichas formaciones.

Otra investigación fue aplicada exitosamente en 13 pozos productores de gas en el golfo de los Estados Unidos (J.S. Weingarten, I.K. Perkins, 1995) dicha investigación se basó en la implementación de un método de predicción de arena donde se comparan las fortalezas de la roca determinadas por las pruebas de núcleo y las correlaciones de registro. La técnica descrita en esta investigación fue desarrollada para trabajar incluso cuando se tiene poca información del pozo o del yacimiento para la predicción de la producción de arena.

La predicción de la producción de arena no solo es importante para conocer un aproximado de la cantidad de arena que se va a producir, sino que también permite saber la tasa máxima de producción sin arena, esto es de suma importancia ya que con esta información los ingenieros pueden tomar

decisiones que permitan controlar la arena producida o maximizar la tasa de producción en aquellos pozos que se completan sin control de arena.

Dado lo anterior, este trabajo de grado plantea como objetivo general:

Evaluar la metodología para la predicción de la producción de arena en 3 pozos de gas en el Campo Esperanza.

Los objetivos específicos son:

- Describir la geología de la Cuenca del Valle inferior del Magdalena
- Describir las generalidades de la producción de arena en campos productores de gas, haciendo énfasis en las dificultades por arenamiento identificadas en el Campo Esperanza.
- Diseñar una matriz de selección que permita la identificación del método óptimo para el cálculo de la producción de arena teniendo en cuenta los parámetros de producción de gas del Campo Esperanza.
- Estimar la producción de arena mediante el método arrojado por la matriz, a través de correlaciones matemáticas en 3 pozos candidatos escogidos por la compañía.
- Validar los resultados obtenidos de la matriz respecto a mediciones obtenidas en campo.

Lo anterior se consiguió a través del desarrollo de una matriz de selección que integró los métodos numéricos (correlacionales) de Palmer, Wingarten, Yi,X y Fjaer para predecir la producción de arena, estos se compararon con la información suministrada por la empresa de los pozos seleccionados CA1, CH-1 y N4. Posteriormente, los resultados obtenidos por el método escogido (Palmer) se validaron comparándolos con las mediciones obtenidas en campo. Esto permitió analizar si los resultados obtenidos con el método son de confianza para aplicarlos a otros pozos y así poder disminuir tiempos no productivos, daños en equipos y operaciones de limpieza que todos estos factores se convierten en costos para la compañía.

1. MARCO TEÓRICO

En esta sección se presentan los aspectos generales sobre los métodos de predicción de la producción de arena en pozos productores de gas. La realización de este proyecto de investigación se basa en escoger una metodología para la predicción de la producción de arena que hayan sido aplicadas en otros campos, basados en la información que se tiene del bloque esperanza con el fin de obtener el parámetro de la tasa máxima de producción de arena, el tiempo en el que se comienza a producir arena y la cantidad de arena que se va a producir.

De acuerdo con los objetivos planteados, primero se va a describir la geología y las generalidades de la cuenca del Valle Inferior del Magdalena (VIM), y posteriormente se describirán las generalidades de la producción de arena en campos de gas, haciendo énfasis en las dificultades por arenamiento identificadas en los campos esperanza. También se hará una descripción de mínimo 3 métodos ya vistos utilizados en otros campos basados en:

- Porolasticidad lineal y fragilidad plástica
- Fortaleza de la roca obtenidas de Correlaciones de registro
- Dependencia del tiempo

1.1 ARENAMIENTO

Condición que tiene lugar cuando los sólidos transportados en un fluido de tratamiento, tal como un apuntalante en un fluido de fracturamiento, forman un puente a través de los disparos o un área de flujo restringido similar. Esto produce una restricción súbita y significativa para el flujo de fluidos que ocasiona un rápido incremento de la presión de bombeo.¹⁸

1.2 COMPORTAMIENTO DEL FENÓMENO DE ARENAMIENTO EN LAS FORMACIONES

El comportamiento del fenómeno de arenamiento se encuentra relacionado con el tipo de formación de la roca, a continuación se explicarán las causas que generan el arenamiento en los diferentes tipos roca, descritos a continuación:¹⁹

¹⁸ SCHLUMBERGER. s.f.a. Definición de arenamiento. *Oilfield Glossary*. [En línea] s.f.a. [Citado el: 20 de abril de 2020.] <https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/s/screenout.aspx>.

¹⁹ GOYENECHÉ, Jessica Marcela y HERNÁNDEZ, Ruby Lorena. 2009. *Predicción de la producción de arena en el campo maduro del Valle Medio del Magdalena "Llanito", A Partir de las propiedades petrofísicas y geomecánicas de las formaciones productoras - Trabajo de Grado*. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos., 2009. p. 4.

1.2.1 Rocas consolidadas. La producción de arena en las rocas consolidadas se puede presentar por diferentes factores que se dan durante la explotación de un pozo, algunos de estos son: cambios en el caudal de producción, inicio de la producción de agua y cambios en la relación gas/líquido, bajas presiones de yacimiento y subsidencia entre otros.²⁰

Los factores anteriormente descritos, se encuentran relacionados con la resistencia al arenamiento que se determina por el grado de estabilidad de las cavidades cañoneadas, si estas cavidades son estables durante la explotación del pozo, no se presentaría un desprendimiento de los granos que producen la arena en el pozo.²¹

La arena producida para formaciones consolidadas proviene de las cavidades cañoneadas, que crecen a medida que la producción de arena continúa; de modo que si hay un incremento significativo de la producción de arena se irán formando cavidades en la formación detrás del revestidor finalmente puede causar el colapso del mismo, debido a la pérdida del soporte lateral.²²

1.2.2 Rocas no consolidadas En las rocas no consolidadas la producción de particulares formaciones no consolidadas la producción de arena se puede desencadenar durante el primer flujo de fluidos de la formación debido al arrastre del fluido o la turbulencia del gas sobre la estructura de la formación. En estos casos la resistencia al arenamiento viene dada por el grado de estabilidad de las estructuras puente de arena que permanecen estables a una tasa de flujo y a un drawdown constante, previniendo el movimiento de arena; de no ser así cambios en la tasa de producción o cierres del pozo pueden resultar en el colapso del arco, causando producción de arena y la formación de nuevos arcos una vez se estabiliza la producción de arena.²³

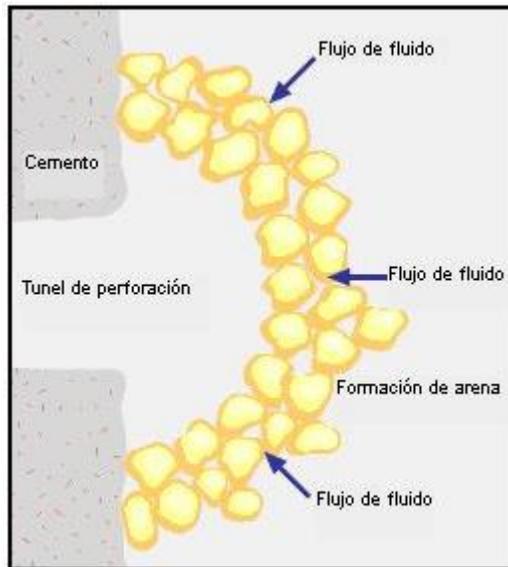
²⁰ Ibid., p. 4

²¹ Ibid., p. 4

²² Ibid., p. 5

²³ Ibid., pp. 5-6

Figura 1 Puente de arena



Fuente: PENBERTHY, W.L y SHAUGHNESSY, C.M. 1992. Sand control. SPE Series on special topics. 1992, Vol. 1, pp. 2-3.

1.3 GEOMECÁNICA EN LA PRODUCCIÓN DE ARENA

Los problemas de arenamiento se generan por la relación entre la resistencia mecánica de la formación y los esfuerzos desestabilizadores, es por esto que estudiar la geomecánica y relacionarla con otras disciplinas permite entender la causa del arenamiento; aún no se ha determinado si esto es un problema inducido por el ser humano a causa de las actividades de producción o por las causas naturales propias de la vida productiva de un pozo.²⁴

Las propiedades mecánicas relevantes en la producción de arena son:

- **Resistencia a la compresión no confinada (UCS):** Una medida de la resistencia de un material. La resistencia a la compresión uniaxial (UCS) es el esfuerzo de compresión axial máximo que puede tolerar una muestra cilíndrica recta de material antes de fracturarse. Se conoce también como la resistencia a la compresión no confinada de un material porque el esfuerzo de confinamiento se fija en cero.²⁵

²⁴ Ibid., p. 10

²⁵ SCHLUMBERGER. Resistencia a la compresión uniaxial. Oilfield Glossary. [En línea] s.f.b. [Citado el: 18 de mayo de 2020.] https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/u/uniaxial_compressive_strength.aspx

• **Módulo de Young:** Una constante elástica que debe su nombre al físico británico Thomas Young (1773-1829). Es la relación entre el esfuerzo longitudinal y la deformación longitudinal, y se indica con el símbolo E.²⁶

• **La Relación de Poisson:** El coeficiente de Poisson (ν) es un parámetro característico de cada material que indica la relación entre las deformaciones longitudinales que sufre el material en sentido perpendicular a la fuerza aplicada y las deformaciones longitudinales en dirección de la fuerza aplicada sobre el mismo.²⁷

Sumado a ello, es fundamental conocer el estado de esfuerzos en el pozo, ya que un cambio en estos suele afectar la estabilidad de las arenas y a su vez estos están directamente relacionados con las propiedades mecánicas que intervienen en el fenómeno de arenamiento.²⁸

Para determinar la predicción de arena, se inicia con el desarrollo de un modelo geomecánico del subsuelo, y así entender la geomecánica del campo, incluyendo información de los esfuerzos tanto verticales como horizontales, presión de poro, resistencia de la roca, y datos geológicos que definen fallas y pliegues. El modelo geomecánico es necesario debido a que los modelos de predicción de producción de arena son enfocados en fallas de la roca del yacimiento, así como en la migración de partículas de arena que se generan en la terminación de pozos.²⁹

1.3.1 Estado de esfuerzos. Los esfuerzos están definidos como las fuerzas por unidad de superficie que se aplican o que soportan sobre un plano cualquiera de un cuerpo, el esfuerzo es un tensor que describe la densidad de las fuerzas que actúan sobre la superficie pasando a través de un punto dado. En el caso de las formaciones o rocas del subsuelo, hacen referencia a los esfuerzos o tensiones naturales a los que se encuentra sometido el macizo rocoso, los cuales se originan por el peso de la litología superior a cada capa, tensiones gravitacionales, esfuerzos tectónicos debido a deformaciones de la corteza terrestre, factores como la erosión y efectos de la topografía, entre otros. Estas formaciones están sometidas a esfuerzos de compresión; los cuales se denominan esfuerzos in-situ y están relacionados al estado de la formación, previo a la perforación, esfuerzos que son dependientes de la profundidad,

²⁶ SCHLUMBERGER. Módulo de Young. Oilfield Glossary. [En línea] s.f.b. [Citado el: 18 de mayo de 2020.] https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/y/youngs_modulus.aspx

²⁷ ENCICLOPEDIA VIRTUAL DE INGENIERÍA MECÁNICA. Coeficiente de Poisson. En línea] s.f.b. [Citado el: 18 de mayo de 2020.] http://www.mecapedia.uji.es/coeficiente_de_Poisson.htm

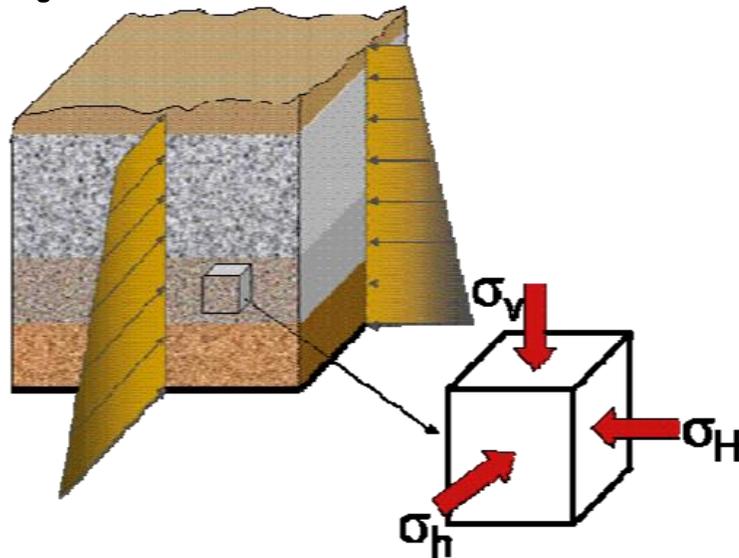
²⁸ GOYENECHÉ, Jessica Marcela y HERNÁNDEZ, Ruby Lorena. 2009. *Predicción de la producción de arena en el campo maduro del Valle Medio del Magdalena "Llanito", A Partir de las propiedades petrofísicas y geomecánicas de las formaciones productoras - Trabajo de Grado*. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos., 2009. p. 10

²⁹ Ibid., p. 10

presión de poro, litología y procesos geológicos que hayan sucedido en diferentes escalas de tiempo y espacio. Los esfuerzos in-situ pueden ser descompuestos en tres componentes: Esfuerzo vertical, S_v , el cual corresponde al peso del “overburden” Esfuerzo horizontal máximo, $S_{H_{SEP}}$ Esfuerzo horizontal mínimo, S_h .³⁰

La figura 2, muestra la representación esquemática de los esfuerzos in-situ.

Figura 2 Acción de los esfuerzos in-situ en el suelo



Fuente: LÓPEZ, César y QUINTERO, Yair. Desarrollo de una herramienta software mediante el uso de diferencias finitas para analizar la inestabilidad de pozos - Trabajo de grado. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, 2007.

El esfuerzo horizontal máximo no puede ser calculado directamente. Habitualmente se determina mediante correlaciones matemáticas que existen en la industria. Estas correlaciones se basan en pruebas de fuga, fracturamiento hidráulico o fracturas por tensión inducidas durante la perforación y breakouts.

A diferencia de los valores del esfuerzo horizontal mínimo y la presión de de breakdown de la formación FBP obtenidos en la prueba de fuga, y conociendo previamente la presión de poro P_b y la resistencia tensil T_0 , la cual puede ser determinada por las pruebas de corazones, el esfuerzo horizontal máximo puede ser calculado por la siguiente ecuación³¹

³⁰ Ibid., pp. 10-11

³¹ MONRROY, Carlos David y MAESTRE, John Jairo. 2014. Determinación de la redistribución de esfuerzos asociados al aumento del gradiente de fractura en formaciones depletadas simulando el

Ecuación 1 Esfuerzo horizontal maximo

$$\sigma_{Hmax} \equiv 3\sigma_{hmin} - FBP - P + T_D$$

Fuente: SCHLUMBERGER, sugar land technological learning center, rock mechanics

1.3.1.1 Medición de los esfuerzos in situ En la medición de esfuerzos algunas caracterizaciones como las descritas a continuación:

- Método de overcoring
- Método de fracturamiento hidráulico

En las formaciones uno de los esfuerzos principales a determinar es el esfuerzo vertical S_v . Este esfuerzo se debe al efecto gravitacional ó peso de las capas ubicadas por encima del sitio de interés “overburden”. El peso de cada una de las capas es determinado mediante la corrida de un registro de densidad y la determinación del esfuerzo vertical es la sumatoria del peso de cada una de las capas.³²

1.3.1.2 Clases de esfuerzos en la cara del pozo. Las siguientes ecuaciones son utilizadas para medir los esfuerzos en la cara del pozo:

Ecuación 2. Esfuerzo radial (igual al peso del lodo)

$$S_r = P_w$$

Fuente: SCHLUMBERGER. s.f.a. Definición de arenamiento. *Oilfield Glossary*. [En línea] s.f.a. [Citado el: 20 de abril de 2020.]
<https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/s/screenout.aspx>.

Ecuación 3. Esfuerzo tangencial o circunferencial

$$S_t = (S_h + S_H) - 2(S_H - S_h) \cos 2\theta - P_w$$

fenómeno físico de stress cage- *Trabajo de Grado*. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos., 2014. p. 40.

³² GOYENECHÉ, Jessica Marcela y HERNÁNDEZ, Ruby Lorena. 2009. *Predicción de la producción de arena en el campo maduro del Valle Medio del Magdalena “Llanito”, A Partir de las propiedades petrofísicas y geomecánicas de las formaciones productoras - Trabajo de Grado*. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos., 2009. p. 16

Fuente: SCHLUMBERGER. s.f.a. Definición de arenamiento. *Oilfield Glossary*. [En línea] s.f.a. [Citado el: 20 de abril de 2020.]
<https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/s/screenout.aspx>.

Ecuación 4 : Esfuerzo axial

$$S_a = (S_v) - 2(S_H - S_h) \cos 2\theta$$

Fuente: SCHLUMBERGER. s.f.a. Definición de arenamiento. *Oilfield Glossary*. [En línea] s.f.a. [Citado el: 20 de abril de 2020.]
<https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/s/screenout.aspx>.

Donde S_r es el esfuerzo radial, S_t es el esfuerzo tangencial, S_a es el esfuerzo axial, θ es medida desde la dirección del esfuerzo horizontal máximo S_H y P_w es la diferencia entre el peso del lodo de perforación en la cara del pozo.³³

El esfuerzo axial es aquel esfuerzo que pasa a lo largo del eje axial de un pozo, por ejemplo, en el caso de un pozo vertical el esfuerzo axial es paralelo al esfuerzo vertical.³⁴

Como se puede observar en la figura 3, el esfuerzo radial actúa en todas las direcciones perpendicular a la pared de la cara del pozo y depende del peso del fluido de perforación, por ejemplo cuando el peso del fluido de perforación es alto entonces el esfuerzo radial en la pared de la cara del pozo también es alto.³⁵

El esfuerzo tangencial rodea al pozo (figura 3). La magnitud de este estado de esfuerzo además de depender de la presión del fluido de perforación, depende también de la posición azimutal alrededor de la cara del pozo y los esfuerzos horizontales.³⁶

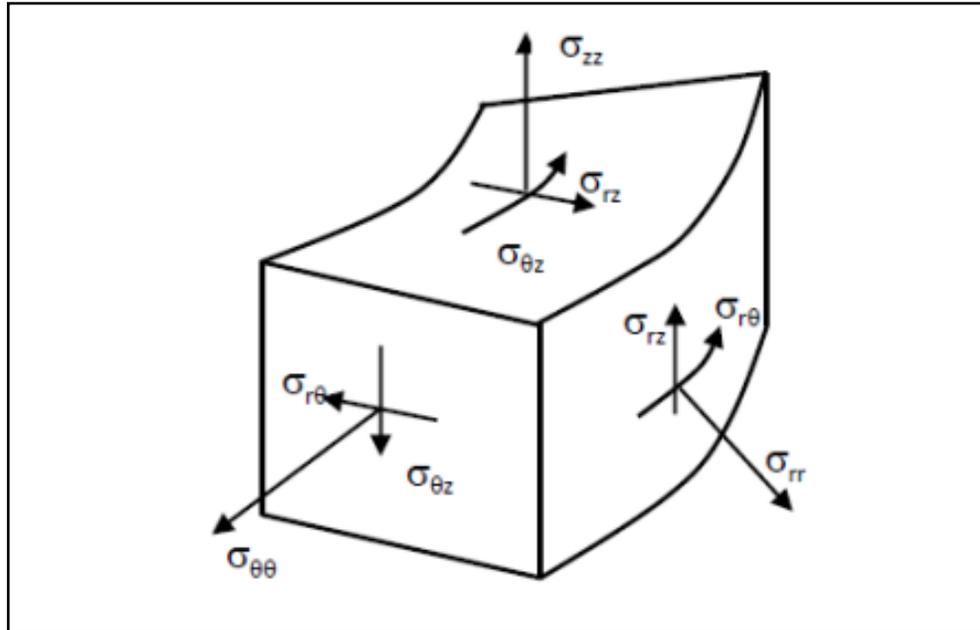
³³ MONRROY, Carlos David y MAESTRE, John Jairo. 2014. Determinación de la redistribución de esfuerzos asociados al aumento del gradiente de fractura en formaciones depletadas simulando el fenómeno físico de stress cage- *Trabajo de Grado*. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos., 2014. p. 45

³⁴ *Ibid.*

³⁵ *ibid.*

³⁶ *ibid.*

Figura 3 esfuerzos en un sistema de coordenadas cilíndricas



Fuente: LÓPEZ, César y QUINTERO, Yair. Desarrollo de una herramienta software mediante el uso de diferencias finitas para analizar la inestabilidad de pozos - Trabajo de grado. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, 2007.

1.3.1.3 Presión de poro La presión de poro está definida como un escalar actuando dentro del espacio poroso interconectado a determinada profundidad. El valor de la presión de poro es usualmente descrito con relación a la presión hidrostática, la presión asociada con la columna de agua desde la superficie hasta la profundidad de interés. La presión de poro hidrostática incrementa con la profundidad a una tasa de 10 MPa / km o 0,44 psi/pie.³⁷

La presión de poro es de gran importancia en la geomecánica del yacimiento, debido a que esta tiene gran influencia sobre propiedades del yacimiento y la resistencia de la roca, presiones de poro altas en un yacimiento pueden favorecer la productividad del campo; al tener zonas sobrepresionadas representan alto riesgo durante la etapa de perforación dando lugar a tener consideraciones importantes sobre la densidad del lodo a utilizar en la perforación. De igual manera tienen influencia sobre la máxima altura de la

³⁷ Ibid., p. 21

columna de hidrocarburos en algunos yacimientos, así como escapes potenciales en las fallas que limitan el yacimiento.³⁸

1.3.1.4 Influencia de la presión de poro y el esfuerzo efectivo. Los fluídos que están presentes en el yacimiento soportan parte del esfuerzo total al cual está sometido y una porción de esfuerzo total es soportado por la matriz de la roca, denominada la componente del esfuerzo efectivo. Por lo tanto, el esfuerzo total será igual a la suma de la presión de poro y del esfuerzo efectivo soportado por los granos.³⁹

1.4 CLASIFICACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE ARENA

La clasificación de la producción de arena según Al-Awad⁴⁰ es la siguiente:

1.4.1 Transitoria. Hace referencia a los casos en que la producción de arena disminuye con respecto al tiempo y se tiene un caudal de producción de fluido constante. Dicha arena se evidencia cuando se realizan trabajos de limpieza y acidificaciones en los pozos, lo anterior no afecta de manera exponencial la producción del fluido.

1.4.2 Contínua. Esta se evidencia en los pozos con rocas no consolidadas y que no poseen algún tipo de control de sólidos.

1.4.3 Catastrófica. Se cuando existe una producción elevada de los fluidos del yacimiento y por consiguiente se produce arena más de lo normal. Este es el peor de los escenarios ya que puede llegar incluso a una pérdida total del pozo.

1.5 CAUSAS DE LA PRODUCCIÓN DE ARENA

La continuación, la producción de arena se pueden presentar por diversos factores, esto ha sido posible evidenciarlo en los estudios realizados por Penberthy, W.L, y Shaughnessy⁴¹ a continuación mencionados:

³⁸ Ibid., pp. 21-22

³⁹Ibid., p. 22

⁴⁰ AL-AWAD, M.N.J. The mechanism of sand production caused by pore pressure fluctuations. *Oil & Gas Science and Technology*. 2001, Vol. 56, 4, pp. 339-345.

⁴¹ PENBERTHY, W.L y SHAUGHNESSY, C.M. Sand control. SPE Series on special topics. 1992, Vol. 1, pp. 2-3.

1.5.1 Flujo de flúidos. El flujo de flúidos genera la mayor parte de los esfuerzos que actúan sobre los granos de arena, los cuales son desprendidos de la roca yacimiento en caso de poseer baja cementación. Tales esfuerzos son proporcionales a la caída de presión ocurrida entre el reservorio y el pozo.

1.5.2 Factores geológicos. La producción de arena está relacionada con areniscas someras de edad terciaria.

1.5.3 Tasa de producción. Para varios pozos, existe una tasa de producción de umbral, y un drawdown asociado, bajo la cual no existe producción de arena. Sin embargo, en ocasiones este rango de tasas resulta no ser económicamente rentable dadas las bajas tasas de producción de hidrocarburo obtenidas. Una tasa de flúido producido superior al umbral generará altos volúmenes de hidrocarburo, pero también aportará altos volúmenes de arena.

1.5.4 Baja consolidación natural. Las fuerzas de restricción actúan para mantener los granos de arena en su sitio, contrarrestando las fuerzas de arrastre del flúido. Los enlaces intergranulares proveen a las partículas de arena tales fuerzas de restricción, las cuales pueden ser cuantificadas en virtud de la resistencia compresiva de la formación. Si se han llevado a cabo buenas prácticas de completamiento y producción, un yacimiento con una resistencia compresiva mayor a 1000 psi puede producir flúidos libres de arena, a menos que exista un drawdown alto.

1.5.5 Dependencia del tiempo. Predecir la tendencia de producción de arena de una formación es muy complejo dado que existen factores que varían con el tiempo tales como la producción de agua, la cual puede disolver el cemento existente en la arenisca; la caída de presión en el fondo del pozo, la cual incrementa la presión desobrecarga sobre los granos; y la permeabilidad relativa, la cual puede disminuir por la migración de partículas de la formación productora a las gargantas de poro.

1.5.6 Producción de agua. El agua puede disolver el cemento existente entre los granos de arena, los cuales se incorporarán al flúido y serán transportados por el mismo a través del yacimiento, lo podría llegar a generar taponamientos en las zonas cañoneadas del yacimiento y ranuras de las mallas de control de arena, además de la producción de tales partículas.

1.6 EFECTOS DE LA PRODUCCIÓN DE ARENA

En principio, se evidencian efectos como la disminución de volúmenes de producción de los campos y consecuentemente con esto aumentan los costos

operacionales de la producción. Sin embargo, efectos como los mencionados a continuación son comunes cuando la producción de arena es evidente⁴².

1.6.1 En superficie. Los efectos que se producen en superficie son: daños por taponamiento de la tubería de producción por puentes de arena, erosión (se da cuando las velocidades de flujo a la cual es arrastrada la arena producida son muy altas) y rotura de facilidades de superficie. Sí la cantidad de arena producida es alta, esta se depositará en el fondo de separadores, tratadores, tanques o las líneas de producción en superficie y taponarlas; sí el separador es parcialmente llenado con arena, la capacidad de este para almacenar aceite, gas y agua se reduce contribuyendo a la disminución de su capacidad y eficiencia. Sí un gran volumen de la arena alcanza a taponar estas áreas, será necesario limpiar para permitir una eficiente producción del pozo. Para restaurar la producción, el pozo deberá ser cerrado, el equipo de superficie abierto, y la arena removida manualmente. Es importante tener presente el costo de la limpieza y el costo diferido de la producción que el problema de producción de arena acarrea.⁴³

1.6.2 En pozo. Sí la velocidad de producción no es lo suficientemente grande para transportar la arena hasta superficie, la arena puede caer dentro del casing, acumulándose y eventualmente cubrir un intervalo productor con arena. La falla del casing, entendiéndose está el derrumbe de las formaciones débiles, generando un espacio entre la formación y el casing. Además, de la compactación de los estratos que se presume es el resultado de producción de fluidos en formaciones inconsolidadas o débilmente consolidadas.⁴⁴

Por esto se clasifica la ocurrencia de fallas de casing en dos categorías y/o razones, así:

- Ocurre cuando la formación está en el contacto con el casing pero con modulo reducido resultando cerca la producción de sólidos.
- Ocurre cuando hay una cavidad que circunda el casing, debido a la producción de arena o un trabajo de pobre cementación.

En estos tipos de situación el tubo presentaría una compresión axial producto de la compactación que da como resultado la deformación⁴⁵.

1.6.3 A nivel de producción

⁴² GOYENECHÉ y HERNÁNDEZ. Op. cit., p. 37.

⁴³ Ibid., p. 37

⁴⁴ Ibid., p. 38

⁴⁵ Ibid., p. 38

Cuando la producción de arena ocurre, los granos de arena intentan reorganizarse, la arena es acumulada continuamente detrás del casing generando pérdida de permeabilidad alrededor del hueco con respecto a la que existía originalmente ocasionando pérdidas de flujo de fluidos. Este comportamiento se refleja principalmente en formaciones de arena con alto contenido de arcilla y/o amplios rangos de tamaño de grano. Además, el fenómeno acarrea costos por producción.⁴⁶

⁴⁶ Ibid., p. 39

2. METODOLOGÍA

En este capítulo se presenta la metodología propuesta, partiendo de la recopilación de información asociada con las características del campo, los pozos seleccionados por la empresa y los diferentes modelos de predicción de producción de arena. A partir de esto se diseña una matriz de selección de datos en la que se discriminan los factores de 4 métodos de predicción y posteriormente con la información de los 3 pozos candidatos se determina el que más se ajusta a las necesidades actuales de la Empresa. Finalmente, se aplicará el arrojado por la matriz; los resultados serán comparados con mediciones obtenidas en campo con el fin de validar los resultados del método aplicado.

2.1 RECOPIACION DE INFORMACION

Tener conocimiento de las generalidades del campo, tales como, localización, columna estratigráfica, propiedades de la roca y fluidos. A partir de esto se logra entender los problemas que causa la arena y porque se produce. Es por ello que se van a mostrar características generales de la cuenca del Valle Inferior del Magdalena y los diferentes métodos de predicción de producción de arena.

2.1.1 Generalidades de la cuenca del Valle Inferior del Magdalena. Las formaciones productoras de hidrocarburos en los 3 casos de estudio de la cuenta del valle inferior del magdalena son principalmente las formaciones cienaga de oro y porquero, dichas formaciones se consideran poco consolidadas. Cuentan con un esfuerzo a la compresion uniaxial (UCS) promedio de 3550 psi este valor se considera alto y se espera poca produccion de arena.

El Valle inferior del Magdalena es una cuenca con tectónica distensiva producto de transtensión, los plays identificados corresponden con pliegues compresivos, truncamientos del reservorio por fallas, sobrelape del reservorio contra el basamento y altos de basamento (Marín, Bermúdez, Aguilera, Jaramillo, Rodríguez, Ruíz y Cerón, 2010). La provincia Valle Inferior del Magdalena (VIM) se subdivide en las Subcuencas de Plato y San Jorge, separadas por el Arco de Magangué o Cicuco. Presenta una tectónica distensiva producto de transtensión, que genera espacio de acomodación y controla el desarrollo de fosas y semifosas, en las que, sobre un basamento de afinidad continental, se depositó en forma discordante una espesa secuencia sedimentaria de rocas fluviales a marinas someras de la Aloformación Porquera durante el Oligoceno tardío al Mioceno medio; arenitas fluviales, deltaicas y marinas someras durante el Mioceno tardío; arenitas y conglomerados fluviales a marinos someros durante el Plioceno (registrando una discordancia regional, localmente angular), y depósitos

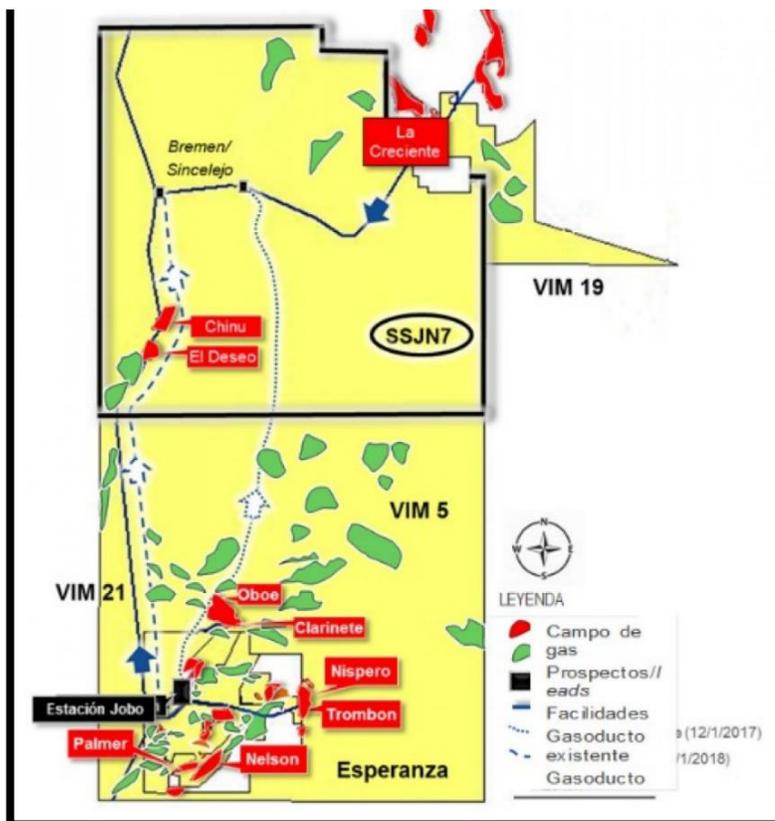
recientes (fluviales, costeros y de ciénagas) durante el Pleistoceno (Lozano, 2014).⁴⁷ La cuenca del Valle Inferior del Magdalena tiene una importante producción de hidrocarburos, pero aún es necesario realizar estudios de exploración que amplíen el conocimiento sobre los elementos que componen el sistema petrolífero de esta cuenca; esto con el fin de maximizar la explotación de estos recursos. Se conoce hasta ahora que el sistema petrolífero de la cuenca está compuesto por las siguientes rocas⁴⁸:

- **Fuente:** corresponde a las formaciones Ciénaga de oro y Porquero; con un %TOC mayor a 1, temperaturas de 410 °C a 430 °C y un %Ro menor a 0.6; lo que las caracteriza como rocas inmaduras a maduras.
- **Reservorio:** corresponde a las calizas y areniscas de la formación Ciénaga de oro, que tiene porosidades hasta del 21%, adicionalmente están las formaciones Porquero y Tubará.
- **Sello:** corresponde a las lodolitas de las formaciones Porquero, Ciénaga de Oro y Corpa, además existen trampas de tipo estructural como monoclinales relacionados con fallas normales e inversas y pliegues adjuntos al sistema de fallas de San Jacinto.

⁴⁷ MARÍN, Juan, y otros. Evaluación Geológica y Respectividad Sector Sinú-Urabá. Boletín de Geología. Enero-junio de 2010. enero-junio de 2010, Vol. 32, 1, pp. 145-153.

⁴⁸ LOZANO, Édison y ZAMORA, Nadezhda. Anexo M Compilación de la Cuenca del Vale Inferior del Magdalena Medio. Diciembre de 2014. [en línea], revisado el 4 de Agosto de 2019. Disponible en intranet: <http://recordcenter.sgc.gov.co/B20/23008100024725/Documento/Pdf/2105247251113000.pdf>

Figura 3 Distribución del bloque esperanza



Fuente: MOUTHÓN, Canacol compra participación de Pacific en bloque de gas en la Costa Caribe. El Herald. En línea] junio de 2017. <https://www.elheraldo.co/economia/canacol-compra-participacion-de-pacific-en-bloque-de-gas-en-la-costa-caribe-355791>

Características del Yacimiento. Campos que componen el Bloque Esperanza tales como Nelson, Palmer, El Jobo, Arianna, Clarinete 1-2, Oboe, y Katana entre otros.

En estos campos encontramos fluidos tales como gas seco, condensado, húmedo y líquidos como agua y crudo.

El gas seco es el gas natural que existe en ausencia de condensado o hidrocarburos líquidos, o gas del que se han eliminado los hidrocarburos condensables. El gas seco posee normalmente una relación gas-petróleo que excede 100 000 scf/STB.⁴⁹ También podemos encontrar que un gas seco es producido en un pozo que produce una cantidad escasa o nula de condensado

⁴⁹ SCHLUMBERGER. Definición de Gas Seco. Oilfield Glossary. [En línea] s.f.b. [Citado el: 20 de abril de 2020.] https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/d/dry_gas.aspx?p=1.

o fluidos de yacimiento. La producción de fluidos en los pozos de gas complica el diseño y la operación de las instalaciones de proceso de superficie requeridas para manipular y exportar el gas producido⁵⁰

2.1.2 Recopilación de diferentes métodos numéricos para la predicción. Para la predicción de depósitos desde diferentes ubicaciones, son utilizados diferentes métodos matemáticos.

2.1.2.1 Método de Weingarten ⁵¹. Este método fue presentado en un artículo en el año 1995, donde buscaba predecir el comienzo de la producción de arena, el método fue probado en 13 pozos del golfo de México, que permitió identificar las zonas donde es más probable que se presente producción de arena. Estos resultados se obtuvieron gracias a correlaciones de registros y pruebas a corazones.

Todos los pozos analizados presentaban mayormente areniscas, con profundidades que oscilaban entre 4500ft y 15000ft y porosidades entre el 20% y el 40%. Todos los pozos eran productores de gas con una baja producción de agua.

El método de Weingarten, tiene en cuenta 2 mecanismos de producción de arena:

1. Fallamientos alrededor del cañoneo, generado por una excesiva caída de presión en el yacimiento
2. Fallas de cizalla, dichas fallas ocurren alrededor de todo el yacimiento por la depletación que sufre este cuando se extraen los fluidos.

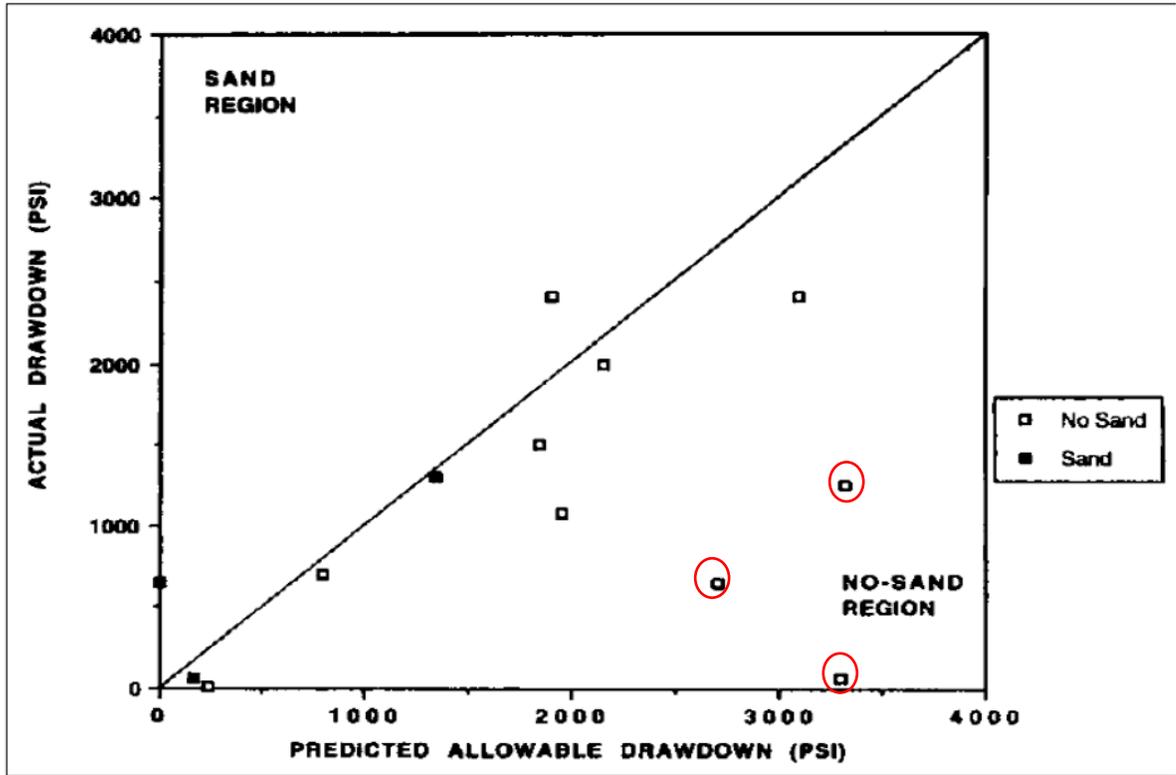
El método planteado modela la caída de presión en todo el yacimiento y no supone que se da esta caída de presión sólo en la cara de la perforación.

Los datos obtenidos de la aplicación de este método fueron validados con los datos de producción del campo. Se analizó la caída de presión medida en campo con la obtenida de la aplicación del método (ver gráfico 3).

⁵⁰ Ibid.

⁵¹ WEINGARTEN, J. S. y PERKINS, T. K. Prediction of Sand Production in Gas Wells: Methods and Gulf of Mexico Case Studies. Journal of Petroleum Technology. julio de 1995, Vol. 47, 7, pp. 1-5.

Gráfico 1: Caída de presión actual vs caída de presión calculada



Fuente. WEINGARTEN, J. S. and PERKINS, T. K. Prediction of Sand Production in Gas Wells: Methods and Gulf of Mexico Case Studies: Society of Petroleum Engineers, 1995. p.599.

En el gráfico 1 se puede observar 3 de los 13 pozos encerrados en un círculo rojo, esto se debe a que fueron los únicos en presentar predicciones en la caída de presión que no van acorde con las mediciones reales.

Para la aplicación del método se proponen las siguientes ecuaciones:

Ecuación 5 : Exponente en ecuación de densidad del gas (adimensional)

$$m = \log(\rho / \rho) / \log(P_1 / P_2)$$

Fuente: WEINGARTEN, J. S. and PERKINS, T. K. Prediction of Sand Production in Gas Wells: Methods and Gulf of Mexico Case Studies: Society of Petroleum Engineers, 1995. p. 597.

Ecuación 6 : Valor adimensional en función de la presión en la vecindad del pozo (psi).

$$P'_w = [(P_w \tan \alpha) / C_u]^{m+1}$$

Fuente: WEINGARTEN, J. S. and PERKINS, T. K. Prediction of Sand Production in Gas Wells: Methods and Gulf of Mexico Case Studies: Society of Petroleum Engineers, 1995. p.597.

Ecuación 7 : Valor adimensional en función de la presión en la cara de la cavidad (psi).

$$P'_{rc} = [(P_{rc} \tan \alpha) / C_u]^{m+1}$$

Fuente: WEINGARTEN, J. S. and PERKINS, T. K. Prediction of Sand Production in Gas Wells: Methods and Gulf of Mexico Case Studies: Society of Petroleum Engineers, 1995. p.597.

Las anteriores ecuaciones, representan algunas de las variables necesarias para la aplicación de la ecuación principal del modelo, dichos factores son adimensionales lo que se traduce en la ausencia de unidades y serán incluidas en la siguiente ecuación:

Ecuación 8 : Condición para falla por tensión

$$\frac{4 \sin \alpha}{1 - \sin \alpha} - \frac{(P'_w - P'_{rc})}{(m + 1)} P'_{rc}^{-\frac{m}{m+1}} = 0$$

Fuente: WEINGARTEN, J. S. and PERKINS, T. K. Prediction of Sand Production in Gas Wells: Methods and Gulf of Mexico Case Studies: Society of Petroleum Engineers, 1995. p.597.

Variables

P_1 = Presión levemente menor que P_w (psi).

P_2 = Presión levemente mayor que P_w (psi).

P'_{rc} = Presión en la cara de la cavidad (cañoneos) (psi).

P'_w = Presión en la vecindad del pozo (psi).

ρ_1 = Densidad del gas a P_1 (lbm/ft³).

ρ_2 = Densidad del gas a P_2 (lbm/ft³).

C_u = Esfuerzo Cohesivo Unitario (psi).

E = Módulo de Young (psi).

m = Exponente en ecuación de densidad del gas (adimensional).

α = Angulo de fricción interna (grados).

Si se cumple la igualdad de la Ecuación 8, entonces se dará la condición de falla por tensión, sin embargo, previo al desarrollo de esta ecuación, se deben desarrollar la Ecuación 5, Ecuación 6 y Ecuación 7.

2.1.2.2 Método de Fjaer. FJAER plantea un método de predicción de la tasa de arenamiento, este método se basa en el modelo de Pampamichos, donde la erosión que produce la arena es un factor clave en el proceso. El modelo asume que la arena producida proviene de un proceso de erosión de la roca causado por flujo de los fluídos que se encuentran en ella donde la tasa con la que se produce la arena es proporcional a las fuerzas hidrodinámicas que actúan sobre la roca, a su vez proporcional a la caída de presión.

El método asume que la rigidez de la roca permanece constante, hasta que la porosidad llega a un valor crítico. En dicho punto la roca que estaba produciendo arena se colapsará. La arena restante en esa parte se produce a una tasa alta. Las presiones en la cara del pozo son redistribuidas, y las condiciones son parecidas al estado inicial, exceptuando la cavidad cañoneada que ahora es un poco más grande, por esto la producción de arena se convierte en un proceso cíclico, así, la arena puede aparecer de manera continua cuando hay largos períodos de tiempo.

Las predicciones del modelo fueron comparadas tanto con observaciones en el laboratorio como con simulaciones numéricas, el modelo puede ser usado para tener rápidas estimaciones en las tasas de producción de arena y determinar la variación la tasa de arenamiento alterando los parámetros de producción.

El modelo de predicción tiene en cuenta los siguientes factores:

- El drawdown de la presión del pozo por debajo de la presión crítica de producción de arena.
- Tasa de flujo de fluídos y de su viscosidad. En donde el promedio de producción de arena aumenta con el incremento de la tasa de flujo por encima del límite crítico.
- Cementación de la roca.

La ecuación principal del modelo para la predicción de la tasa de producción de arena, se muestra a continuación:

Ecuación 9 :Tasa promedio de producción de arena.

$$M_s = \frac{1}{2} \eta R P_s \left(e^{2 \frac{D-D_c}{C_o}} - 1 \right) (Q - S_c q_o)$$

Fuente: FJAER, E., et al. Modeling the Rate Of Sand Production: American Rock Mechanics Association, 2004. p. 13.

Variables:

C_o = Esfuerzo uniaxial compresivo de la roca.

D_c = Caída de presión estimada donde la producción de arena es iniciada.

M_s = Tasa promedio de producción de arena.

P_s = Presión de poro.

S_c = Área superficial de la cavidad cañoneada.

q_o = Caudal crítico estimado.

D = Caída de presión (Drawdown).

Q = Tasa de flujo total

R = Radio de la cavidad cilíndrica del cañoneo.

η = Viscosidad del fluido que se mueve en el reservorio.

2.1.2.3 Método de YI, X. De acuerdo a la investigación realizada por YI, X.; VALKO, P. P. and RUSSELL, J. E se presentan modelos analíticos predictivos del inicio de arenamiento, asumiendo fallas por cizalla o por tensión, lo que ocasiona el arenamiento desde pozos a hueco abierto o desde los cañoneos en un pozo revestido. Los modelos planteados no se consideran bajo ningún régimen de flujo.

Los parámetros mecánicos necesarios para utilizar estos modelos son:

- Constante de Biot
- Relación de Poisson
- UCS (fuerza compresión uniaxial)
- Tensiones in-situ

En la Ecuación 17 y la Ecuación 18 para determinar las condiciones de arenamiento asumiendo la constante de Biot=1.

La primera condición basada en estabilidad del túnel de pozo/cañoneo:

Ecuación 10 :Condición de arenamiento según X, Yi. (Estabilidad del túnel)

$$\frac{P_{wf}(t)}{C_o} = (1 - \nu) \left[2 \frac{\sigma_h(t)}{C_o} - \frac{1 - 2\nu P(t)}{1 - \nu} \frac{P(t)}{C_o} - 1 \right]$$

Fuente: YI, X.; VALKO, P. P. and RUSSELL, J. E. Predicting Critical Drawdown for the Onset of Sand Production: Society of Petroleum Engineers, 2004. p. 2.

Donde el arenamiento ocurre cuando el lado izquierdo de la ecuación es menor que el lado derecho de la ecuación.

La segunda condición basada en estabilidad de la punta del cañoneo, a continuación, se describe la ecuación:

Ecuación 11 :Condición de arenamiento según X, Yi. (Estabilidad de la punta del cañoneo)

$$\left(\frac{1}{2} + \frac{\nu}{1 - \nu} \right) \frac{P_{wf}(t)}{C_o} = \frac{3}{2} \frac{\sigma_h(t)}{C_o} - \frac{1 - 2\nu P(t)}{1 - \nu} \frac{P(t)}{C_o} - 1$$

Fuente: YI, X.; VALKO, P. P. and RUSSELL, J. E. Predicting Critical Drawdown for the Onset of Sand Production: Society of Petroleum Engineers, 2004. p. 2.

Al igual que el caso anterior el arenamiento ocurrirá cuando el lado izquierdo de la ecuación sea menor que el derecho.

Variables

P_{wf} = Presión de fondo fluyente (psi)

σ_h = Esfuerzo horizontal mínimo (psi)

P = Presión promedio del yacimiento (psi)

T = Escala de tiempo.

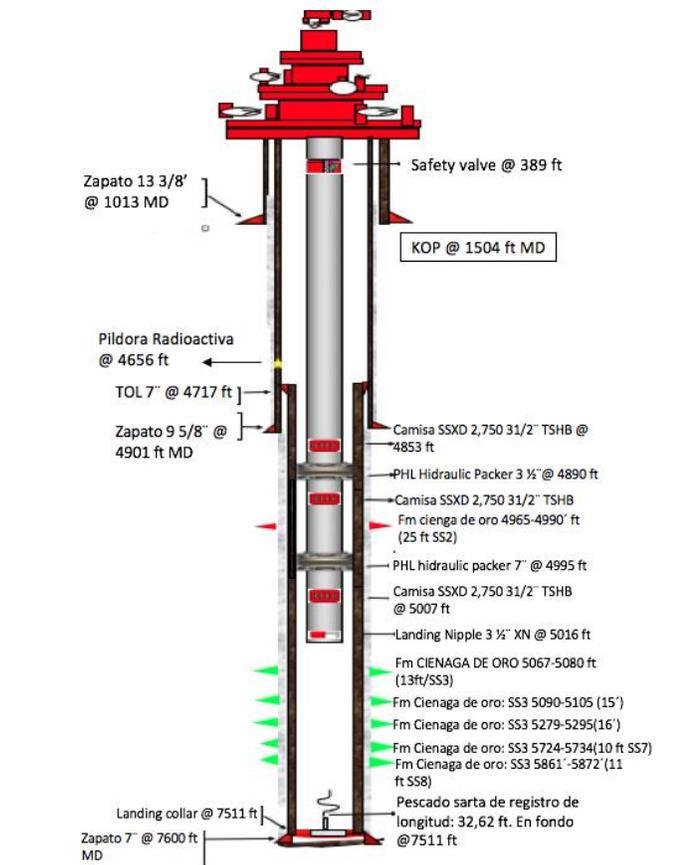
ν = Coeficiente de Poisson

C_o = Esfuerzo Uniaxial Compresivo (psi)

2.2 ESTADO MECÁNICO DE LOS POZOS

2.2.1 EM CA1. Las principales características geomecánicas del EM CA1 son: Pozo vertical, que termina con una tubería de 8 ½ pulgadas a con una profundidad total de 8263 pies. Los diámetros de la tubería son 13 3/8 de pulgada (revestimiento inicial) y va hasta una profundidad 1013 pies. El segundo zapato cuenta con un diámetro de 9 5/8 de pulgadas y va a una profundidad de 4901 pies y la formación de interés es Ciénaga de Oro que va de 5067 pies a 5872 pies.

Figura 4 : Estado mecánico pozo CA 1

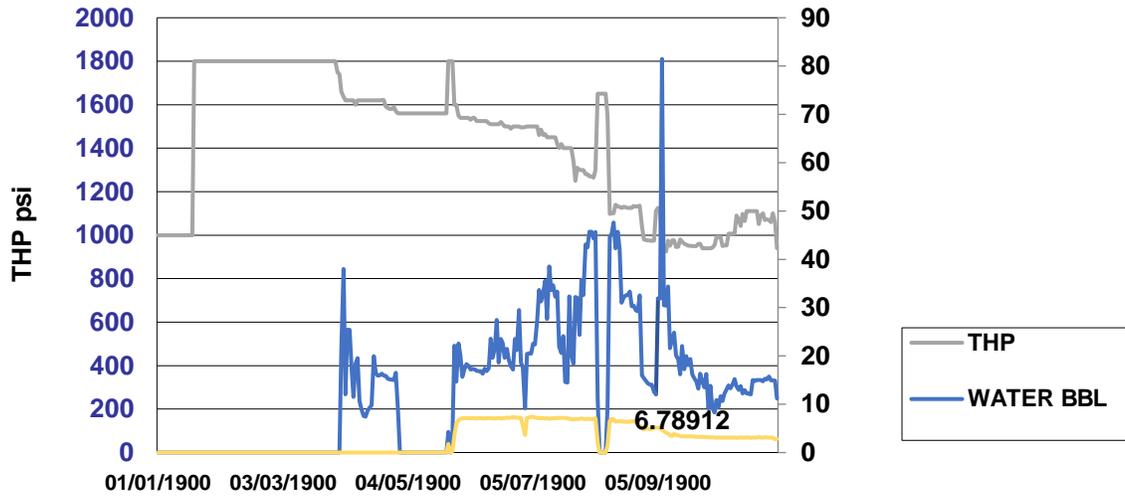


Fuente: Canacol Energy (2019)

En la Figura 4 se presenta el histórico de producción del pozo donde se relaciona el THP que es la presión en cabeza del pozo, la producción de agua en barriles y la producción de gas en millones de pies cúbicos.

Gráfico 2 :Histórico de pozo CA1

PRODUCCION TOTAL Y THP

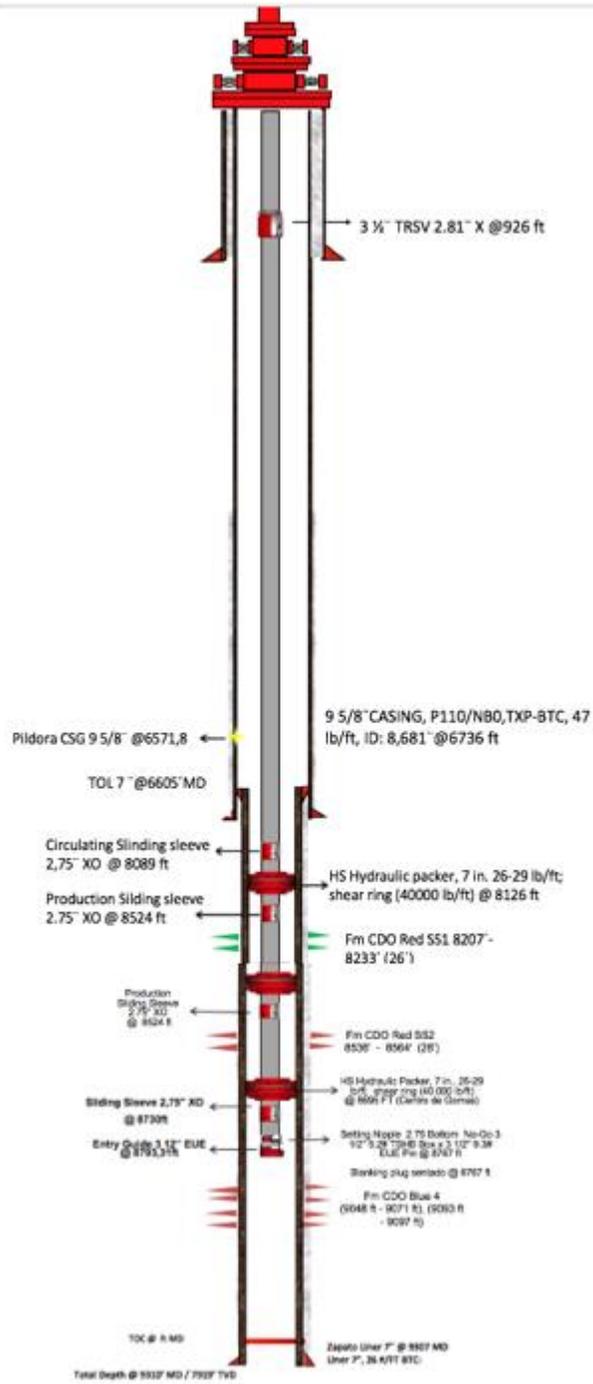


Fuente: CANACOL ENERGY

2.2.2 EM CH 1. Las principales características geomecánicas del EM CH 1 son:

Pozo vertical, que termina con una tubería de 7 pulgadas a con una profundidad total de 9310 pies. Los diámetros de la tubería en el primer zapato son 3 1/2 de pulgada (revestimiento inicial) y va hasta una profundidad 926 pies. El segundo zapato cuenta con un diámetro de 7 de pulgadas y va a una profundidad de 6605 pies. Y la formación de interés es Ciénaga de Oro que va de 8207 pies a 8233 pies.

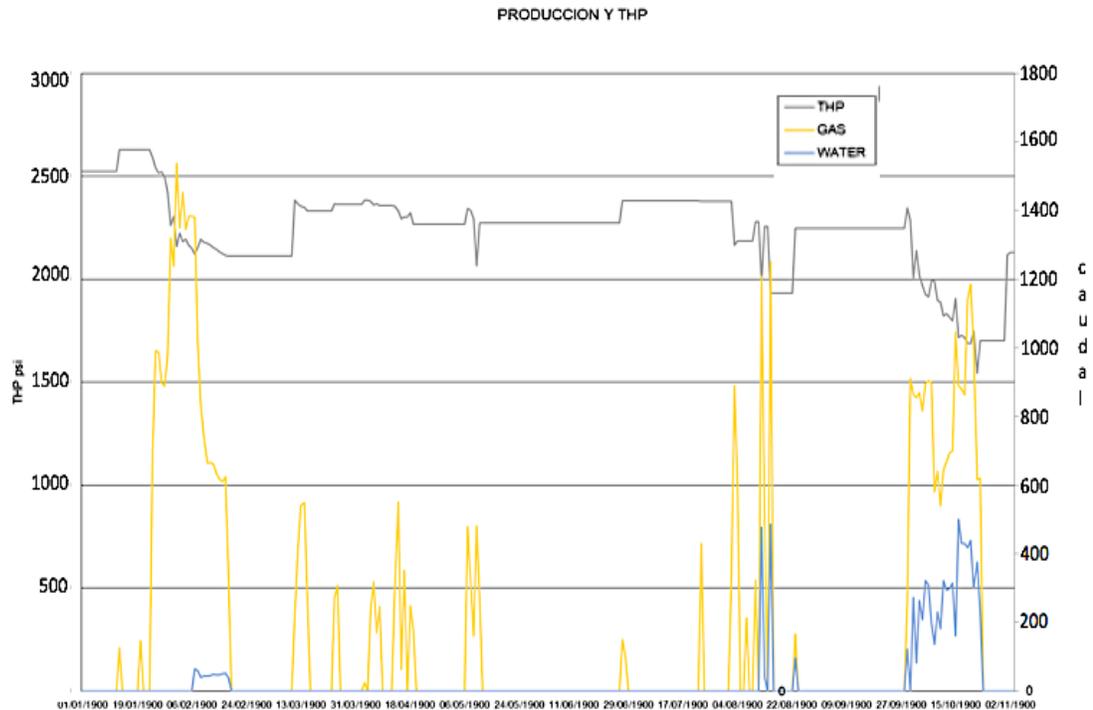
Figura 5 :Estado mecánico pozo CH 1



Fuente: Canacol Energy (2019)

En la Figura 5 se presenta el histórico de producción del pozo donde se relaciona el THP que es la presión en cabeza del pozo, la producción de agua en barriles y la producción de gas en millones de pies cúbicos.

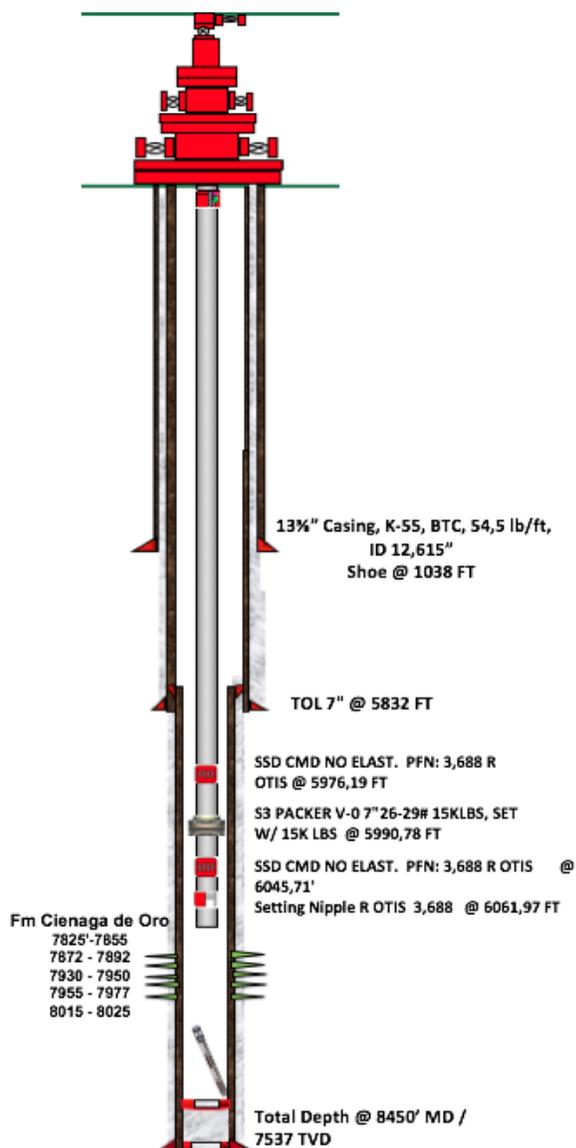
Gráfico 3 :Histórico del pozo CH 1



Fuente: CANACOL ENERGY

2.2.4 EM N-4. El pozo N-4 tiene un de profundidad de (TVD=7537ft Y MD=8450ft), donde el primer revestimiento es 13 3/8" y va hasta una profundidad de 1038ft, el segundo zapato tiene un diámetro de 7" y va desde la cabeza del pozo hasta 5832ft. La zona cañoneada está situada en la formación Ciénega de Oro a una profundidad de que va desde los 7825ft hasta los 8025ft.

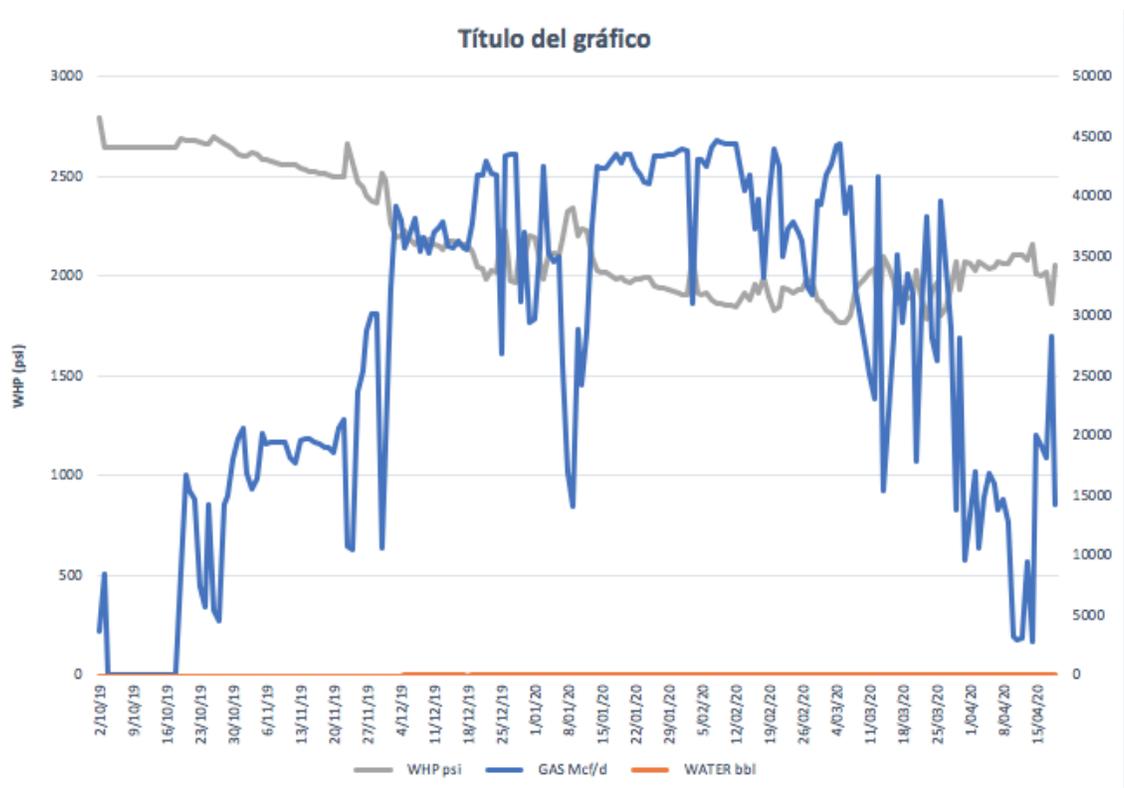
Figura 6 :Estado mecánico pozo N-4



Fuente: CANACOL ENERGY

En la gráfica 4 se presenta el histórico de producción del pozo N-4 donde se relaciona el THP que es la presión en cabeza del pozo, la producción de agua en barriles y la producción de gas en millones de pies cúbicos.

Gráfico 4 :Histórico de pozo N-4



Fuente: elaboración propia

3. DISEÑO Y SELECCIÓN DEL MÉTODO ADECUADO PARA LA PREDICCIÓN DE LA PRUCCIÓN DE ARENA

La selección del método de predicción de arena que se ajusta a las necesidades de CANACOL ENERGY se formuló a partir de una matriz de selección de datos, también conocida como Matriz de Priorización, que es una técnica de clasificación jerárquica para evaluar proyectos potenciales, problemas, alternativas o soluciones propuestas basadas en un criterio específico o dimensiones de calidad. Se debe realizar una plantilla simple de la matriz para listar el criterio deseado y las alternativas disponibles ⁵²

Figura 7 Ejemplo de grafico de matriz de selección

Plantilla de matriz de selección / FIGURA 1

Matriz de selección			
Criterio	Alternativas		
	Solución propuesta A	Solución propuesta B	Solución propuesta C
A. Costo de implementación			
B. Duración de entrenamiento			
C. Tiempo de implementación			
D. Alineamiento a la estrategia			
E. Retorno de inversión			
Puntaje total			

Fuente: MCCAIN, Cecelia. Una Herramienta de Mucha Ayuda, Utilice una matriz de selección para elegir los proyectos, evaluar soluciones. Quality Progress. [En línea] junio de 2011. [Citado el: 20 de abril de 2020.] <http://asq.org/quality-progress/2011/06/back-to-basics/volviendo-a-los-fundamentos-una-herramienta-de-mucha-ayuda.html>.

Por último, se deberán valorar las alternativas contra cada uno de los criterios. Esto puede hacerse recolectando y analizando los datos reales, sí existen o seleccionando las alternativas a juicio de expertos.⁵³

3.1 FORMULACIÓN

Para el desarrollo de la matriz de selección del método de predicción de arena ajustado a las necesidades de CANACOL ENERGY, se recolectó información relevante relacionada con el proceso de producción de los 3 pozos del bloque esperanza. Dicha información, fue suministrada por la empresa luego de realizar estudio de la geomecánica del pozo.

⁵² MCCAIN, Cecelia. Una Herramienta de Mucha Ayuda, Utilice una matriz de selección para elegir los proyectos, evaluar soluciones. Quality Progress. [En línea] junio de 2011. [Citado el: 20 de abril de 2020.] <http://asq.org/quality-progress/2011/06/back-to-basics/volviendo-a-los-fundamentos-una-herramienta-de-mucha-ayuda.html>.

⁵³ Ibid.

Posteriormente, se realizó una plantilla que lista los criterios contemplados en cada uno de los métodos de predicción de arena, entendidos estos como las variables esenciales que requieren los métodos de predicción de arena para ser aplicados con éxito (ver tabla 1).

Tabla 1: Selección de datos

	A	B	C	D
1	DATOS	POZO Ca1	POZO Ch 1	POZO N-4
2	presión de poro (P_r)			
3	tensión vertical (O_1)			
4	tensión horizontal (O_2)			
5	esfuerzo de la formación (O_y)			
6	presión de fondo fluyente crítica (CBHFP)			
7	presión de fondo (P_w)			
8	presión en la cavidad cañeonada (P'_{rc})			
9	presión en la vecindad del pozo (P'_{w})			
10	densidad del gas a P1 (d_1)			
11	densidad del gas a P2 (d_2)			
12	esfuerzo cohesivo unitario (C_u)			
13	ángulo de fricción (α)			
14	tasa de producción de arena (m_s)			
15	esfuerzo uniaxial compresivo de la roca (C_o)			
16	caída de producción estimado de producción de arena iniciada (D_c)			
17	área superficial de la cavidad cañoneada (S_c)			
18	caudal crítico estimado (Q_o)			
19	drowdown (DD)			
20	tasa de flujo total (Q)			
21	radio de cavidad cilíndrica del cañoneo (.R)			
22	viscosidad del fluido del reservorio (n)			
23	erosión (dato necesario)			
24	presión de fondo fluyente (P_{wf})			
25	esfuerzo total min. Horizontal (h)			
26	presión promedio del yacimiento (P)			
27	escala de tiempo (T)			
28	relación de poisson (N)			
29				
30				

Fuente: elaboración propia

Una vez descritas la totalidad de las variables requeridas en los métodos de predicción de arena, se procedió a crear una plantilla en la que se discriminan por colores cada uno de los métodos bajo estudio (ver tabla 2) de la siguiente manera:

- Azul (PALMER)
- Amarillo (WINGARTEN)
- VERDE (FJAIR)
- ROSADO (Y, X)

Tabla 2 :Matriz de selección de datos

1 2 3	A	B	C	D
	DATOS	MATRIZ DE SELECCIÓN		
		POZO CA 1	POZO CH 1	POZO N 4
4	presión de poro (Pr)			
5	tensión vertical (O1)			
6	tensión horizontal (O2)			
7	esfuerzo de la formación (Oy)			
8	presión de fondo fluente crítica (CBHFP)			
9	presión de fondo (Pw)			
10	presión en la cavidad cañonada (P ^{rc})			
11	presión en la vecindad del pozo (P ^w)			
12	densidad del gas a P1 (d1)			
13	densidad del gas a P2 (d2)			
14	esfuerzo cohesivo unitario (Cu)			
15	ángulo de fricción (α)			
16	tasa de producción de arena (ms)			
17	esfuerzo uniaxial compresivo de la roca (Co)			
18	caída de producción estimado de producción de arena iniciada (Dc)			
19	presión de poro (Pr)			
20	área superficial de la cavidad cañonada (Sc)			
21	caudal crítico estimado (Qc)			
22	drowdown (DD)			
23	tasa de flujo total (Q)			
24	radio de cavidad cilíndrica del cañoneo (R)			
25	viscosidad del fluido del reservorio (η)			
26	erosión (dato necesario)			
27	presión de fondo fluente (Pwf)			
28	esfuerzo total min. Horizontal (h)			
29	presión promedio del yacimiento (P)			
30	escala de tiempo (T)			
31	relación de poisson (N)			
32	esfuerzo uniaxial compresivo (Co)			
33	CARACTERÍSTICAS			
34	TWC O UCS	X	X	X
35	caída de presión en el hueco abierto	X	X	X
36	caída de presión en todo el yacimiento	X	X	X
37	BIOT	X	X	X
38	relación de poisson	X	X	X
39	UCS	X	X	X

Fuente: elaboración propia

Posteriormente, se procedió a analizar los datos de la geomecánica suministradas por CANACOL ENERGY y a clasificar la información con la que cuentan los pozos CA-1, CH-1 y N-4, en la Tabla 1 (selección de datos) relacionada directamente con a tabla Tabla 2 (Matriz de selección de datos) con un valor porcentual que nos indicara la viabilidad de aplicar el método de predicción de arena que se ajusta a las variables suministradas previamente en la Tabla 1 , como se puede evidenciar en la siguiente imagen:

Tabla 3 :Selección y clasificación de datos de los pozos

	A	B	C	D
1	DATOS	POZO Ca1	POZO Ch 1	POZO N-4
2	presion de poro (Pr)	x	x	x
3	tension vertical (O1)	x	x	x
4	tension horizontal (O2)	x	x	x
5	esfuerzo de la formacion (Oy)	x	x	x
6	presion de fondo fluyente critica (CBHFP)	x	x	x
7	presion de fondo (Pw)	x	x	x
8	presion en la cavidad cañeonada (P'rc)			
9	presion en la vecindad del pozo (P'w)			
10	densidad del gas a P1 (d1)			
11	densidad del gas a P2 (d2)			
12	esfuerzo cohesivo unitario (Cu)	x	x	x
13	angulo de friccion (α)	x	x	x
14	tasa de produccion de arena (ms)	x	x	x
15	esfuerzo uniaxial compresivo de la roca (Co)	x	x	x
16	caída de produccion estimado de produccion de arena iniciada (Dc)			
17	area superficial de la cavidad cañoneada (Sc)			
18	caudal critico estimado (Qo)	x	x	x
19	drowdown (DD)	x	x	x
20	tasa de flujo total (Q)	x	x	x
21	radio de cavidad cilindrica del cañoneo (.R)			
22	viscosidad del fluido del reservorio (n)			
23	erosion (dato necesario)			
24	presion de fondo fluyente (Pwf)	x	x	x
25	esfuerzo total min. Horizontal (h)	x	x	x
26	presion promedio del yacimiento (P)	x	x	x
27	escala de tiempo (T)			
28	relacion de poisson (N)	x	x	x
29				

Fuente: elaboración propia

La información relacionada anteriormente, se traducirá en un valor porcentual que indicará en la matriz de selección de datos el cumplimiento de los parametros necesarias para ejecutar cualquiera de los métodos cuando este corresponda al 100%, como se detalla en la siguiente imagen:

Tabla 4 :Matriz de selección de datos y parámetros de los métodos de predicción

1	A	B	C	D	E	F	G	H
	DATOS	MATRIZ DE SELECCIÓN				% de datos		
		POZO Ca 1	POZO Cl 1	POZO N 4		POZO Ca 1	POZO Cl 1	POZO N 4
4	presión de poro (Pr)	x	x	x		100%	100%	100%
5	tensión vertical (D1)	x	x	x				
6	tensión horizontal (D2)	x	x	x				
7	esfuerzo de la formación (Oy)	x	x	x				
8	presión de fondo fluvente crítica (CBHFP)	x	x	x				
9	presión de fondo (Pw)	x	x	x				
10	presión en la cavidad cañonada (P'rc)					43%	43%	43%
11	presión en la vecindad del pozo (P'w)							
12	densidad del gas a P1 (d1)							
13	densidad del gas a P2 (d2)							
14	esfuerzo cohesivo unitario (Cu)	x	x	x				
15	ángulo de fricción (α)	x	x	x				
16	taza de producción de arena (m _a)	x	x	x				
17	esfuerzo uniaxial compresivo de la roca (Co)	x	x	x				
18	caída de producción estimado de producción de arena iniciada (Dc)							
19	presión de poro (Pr)	x	x	x				
20	área superficial de la cavidad cañonada (Sc)					64%	64%	64%
21	caudal crítico estimado (Qo)	x	x	x				
22	drowdown (DD)	x	x	x				
23	taza de flujo total (Q)	x	x	x				
24	radio de cavidad cilíndrica del cañoneo (R)	x	x	x				
25	viscosidad del fluido del reservorio (η)							
26	erosión (dato necesario)							
27	presión de fondo fluvente (Pwf)	x	x	x				
28	esfuerzo total mín. Horizontal (h)	x	x	x				
29	presión promedio del yacimiento (P)	x	x	x				
30	escala de tiempo (T)					83,33%	83,33%	83,33%
31	relación de poisson (M)	x	x	x				
32	esfuerzo uniaxial compresivo (Co)	x	x	x				
33	CARACTERÍSTICAS							
34	TWC O UCS	x	x	x				
35	caída de presión en el hueco abierto	x	x	x				
36	caída de presión en todo el yacimiento	x	x	x				
37	BIOT	x	x	x				
38	relación de poisson	x	x	x				
39	UCS	x	x	x				
40								
41								

Fuente: elaboración propia

Finalmente, la matriz de selección de datos arrojará un valor porcentual directamente proporcional a la información suministrada en cada uno de los métodos, aquel que cumpla con el 100% de los parámetros necesarios, automáticamente será vinculado al pozo correspondiente, como se puede ver en la siguiente imagen:

Tabla 5 Resultados y porcentajes de la matriz de selección de datos

% de datos						
POZO Ca 1	POZO Ch 1	POZO N 4		POZO Ca 1	POZO Ch 1	POZO N 4
100%	100%	100%		PALMER	PALMER	PALMER
43%	43%	43%				
64%	64%	64%				
83,33%	83,33%	83,33%				

Fuente: elaboración propia

De esta manera, es posible concluir que a partir de la matriz de selección de datos formulado bajo los parámetros de priorización de la información con la que cuenta CANACOL ENERGY, el método óptimo que se ajusta al 100 % de los parámetros, corresponde al método de PALMER.

4. APLICACIÓN DEL MÉTODO SELECCIONADO

4.1 DESCRIPCIÓN DEL MÉTODO

El método se basa en mecanismos de falla.

4.1.1 Falla de corte (Shear Failure). El efecto de la falla de corte se produce una vez se perfora el pozo la roca de la formación puede responder de dos formas: elásticamente (rocas consolidadas) o cediendo (rocas débiles) en cuyo caso una zona plástica puede desarrollarse en el área cercana al pozo, la formación cede debido a los esfuerzos de corte existentes alrededor del pozo. Una vez que se produce la falla de corte, los sólidos de tamaños grandes y pequeños se generan y la formación comienza a deteriorarse en el plano de falla. Esta falla de corte se puede predecir por criterio de rotura de Mohr-Coulomb. Este criterio postula que la falla se produce cuando el esfuerzo cortante en un plano dado dentro de la roca alcanza un esfuerzo cortante crítico dado por la siguiente ecuación.

Ecuación 12: Tensión de corte

$$\tau = c + \sigma_n \tan \phi$$

Fuente: Sand Control: Sand Characterization, Failure Mechanisms, and Completion Methods; Paper SPE 77686; H.H Abass, H.A. Nasr-el-Din

Dónde: τ = tensión de corte; c = fuerza de cohesión o de cohesión; σ_n = esfuerzo normal, o la tensión normal a la falla de corte plano; $\tan \phi$ = ángulo de fricción.

4.1.2 Falla por cohesión. Este mecanismo es especialmente importante para el caso de las arenas poco consolidadas, la fuerza de cohesión (c) es la que controla el factor de erosión de la superficie de la formación. Estas superficies incluyen túneles de los perforados, la superficie del wellbore para huecos abiertos, la superficie de fracturas hidráulicas, la superficie de planos de fallas de cortes y otras superficies.

La falla de corte de la formación consiste de dos componentes:

1. Fuerzas de contacto y fricción entre los granos de la formación
2. Adhesión física entre los granos o cohesión.

La cohesión es debida a dos factores el primero es la cementación de material y el segundo las fuerzas capilares. La producción de arena puede ocurrir cuando la fuerza de arrastre y la velocidad del fluido exceden la fuerza de cohesión de la formación. La tensión de corte de la pared de los perforados está dada por la siguiente ecuación.

Ecuación 13: Tensión de corte en la pared perforada

$$\tau = \frac{D_p}{2} \frac{dP}{dl} = r_p \frac{dP}{dl}$$

Fuente: Sand Control: Sand Characterization, Failure Mechanisms, and Completion Methods; Paper SPE 77686; H.H Abass, H.A. Nasr-el-Din

Si se combina la ecuación 1 y 2 y se sustituye por cero el esfuerzo normal, porque es una condición de no confinamiento la pared de los perforados se obtiene la siguiente ecuación.

Ecuación 14: Combinación ecuación 10 y 11

$$\frac{dP}{dl} = \frac{c}{r_p}$$

Fuente: Sand Control: Sand Characterization, Failure Mechanisms, and Completion Methods; Paper SPE 77686; H.H Abass, H.A. Nasr-el-Din

Esta caída de presión debe suceder en el túnel del perforado para desencadenar la falla por cohesivo (erosión). Obviamente, esto es un alto caída de presión y de fallo de cohesión puede ocurrir sólo en formaciones con baja resistencia cohesiva. En arenisca no consolidada, la fuerza de cohesión es cercana a cero; Por lo tanto, el fracaso de cohesión es el principal mecanismo de la insuficiencia de la producción de arena en estas formaciones.

4.1.3 Falla por tensión. Si la tensión efectiva en el pozo excede la resistencia o la fuerza de tensión de la formación y esto puede provocar una falla por tensión si:

Ecuación 15: Falla por tensión

$$P_{BHP} \geq P_r + \sigma_\theta + \tau$$

Fuente: Sand Control: Sand Characterization, Failure Mechanisms, and Completion Methods; Paper SPE 77686; H.H Abass, H.A. Nasr-el-Din

P_{BHP} = Presión de fondo,

P_r = Presión de yacimiento

σ_θ = Esfuerzo efectivo tangencial

τ = resistencia a la tensión

Si la caída de presión cerca del pozo excede la resistencia a la tensión de la formación se puede generar una falla por tensión.

Ecuación 16 : Caída de presión del pozo vs resistencia a la tensión

$$\Delta P_{wellbore} = \tau$$

Fuente: Sand Control: Sand Characterization, Failure Mechanisms, and Completion Methods; Paper SPE 77686; H.H Abass, H.A. Nasr-el-Din

De igual manera la falla por tensión es posible cuantificar la falla por tensión de la roca en la zona caída abrupta de presión; la cual es la zona de la pared del perforado que separa la presión de pozo (P_w) y la presión del yacimiento (P_r), el cambio abrupto a través de las paredes del perforado puede provocar un daño físico o mecánico. Este cambio abrupto de presión también puede ser tratado como una pérdida de presión debido al daño (Skin). El daño representa varios factores relacionado con aspectos físicos mecánicos, flujo turbulento, penetración parcial. La mejor forma para determinar el daño de formación es la prueba de presión. La caída de presión cerca del wellbore está dada por el daño como se expresa en la siguiente fórmula.

Ecuación 17 : Caída de presión en la cara del pozo

$$\Delta P_s = \left(\frac{q_s \times \mu \times \beta_o}{0.00708 \times K \times h} \right) S$$

Fuente: Sand Control: Sand Characterization, Failure Mechanisms, and Completion Methods; Paper SPE 77686; H.H Abass, H.A. Nasr-el-Din

Si ΔP_s es enfocado en la fuerza de tensión de la formación, la arena puede fallar y la producción de arena es generada. La rata de producción crítica puede ser calculada de la siguiente manera:

Ecuación 18: Producción crítica

$$q_{critical} = \left(\frac{0.00708 \times K \times h \times T}{\beta_o \times \mu \times s} \right), \text{ para } \Delta P_s \geq T$$

Fuente: Sand Control: Sand Characterization, Failure Mechanisms, and Completion Methods; Paper SPE 77686; H.H Abass, H.A. Nasr-el-Din

4.2 CARACTERÍSTICAS BÁSICAS DEL MÉTODO SELECCIONADO

La predicción de inicio del arenamiento, se basa en modelo de tensión y de falla de corte alrededor del perforado las características básicas de este modelo son las siguientes:

Predice falla de corte alrededor del perforado o hueco abierto (pero no puede predecir cuando la arena entra realmente en un pozo).

Predice el inicio de la producción de arena en pozos entubados y completamientos perforados y en hueco abierto utilizando una combinación de relaciones empíricas y analíticas.

Los datos esenciales de entrada en el modelo son las pruebas de gruesas paredes de los cilindros (TWC) obtenidos a partir de núcleos probadas en el laboratorio, y resistencia a la compresión no confinada (UCS) predicha a partir de los registros (rayos gamma, densidad y sónicos dipolos).

La resistencia al colapso TWC se corresponde con el punto de arenamiento significativo (equivalente al desarrollo de muchas posibles de fallas de corte que con el tiempo se unen).

El análisis se realiza en el punto de registro de la UCS más débil.

La producción de arena se asume que ocurre una vez que el valor máximo de la tensión tangencial efectiva alrededor de la perforación excede el aparente UCS (es decir, la perforación falla en la misma cavidad de carga como ocurre en la prueba de la TWC). No se tiene en cuenta el transporte de arena por las fuerzas de arrastre.

4.2.1 Ecuación del modelo. La ecuación del modelo es:

Ecuación 19 : Condición de caída de presión de fondo fluente crítica para el comienzo del arenamiento.

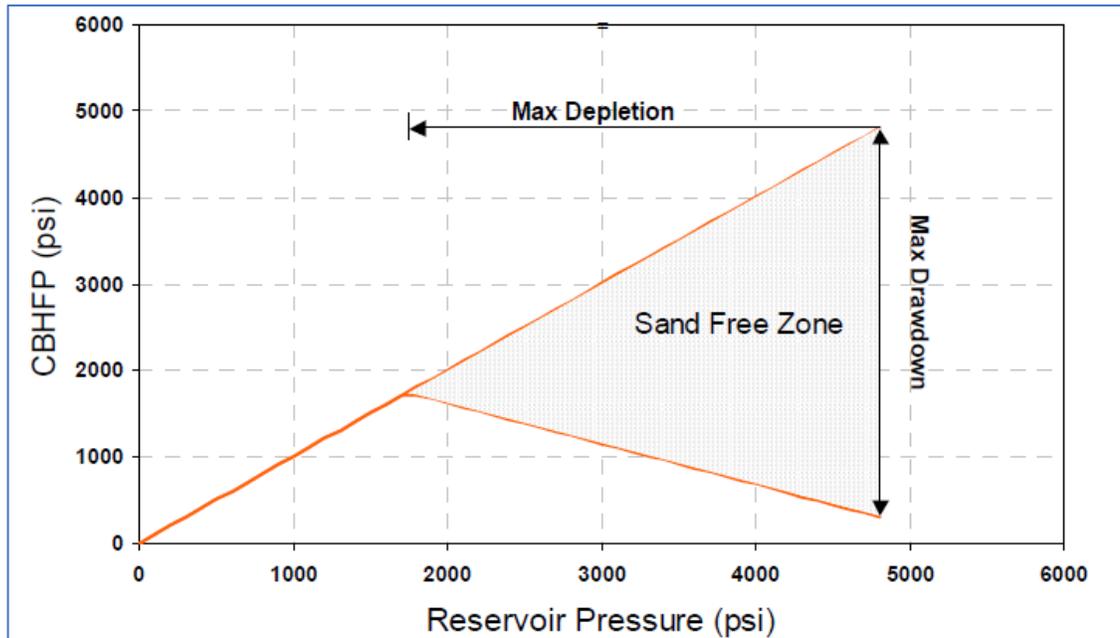
$$CBHFP < \frac{3\sigma_1 - \sigma_3 - \sigma_Y}{2 - A} - P_r \frac{A}{2 - A}$$

Fuente: PALMER, Ian, et al. Predicting and Managing Sand Production: A New Strategy: Society of Petroleum Engineers, 2003. p. 2.

Donde CBHFP es la presión de flujo crítica del fondo de pozo, Pr es la presión promedio de yacimiento, σ_1 y σ_3 son las tensiones principales, A, es una constante poro elástico, que es una función de la relación de compresibilidad

de Poisson de la formación, σ_y es la resistencia de la formación cerca de la apertura como se observa en la figura 8 se muestra la predicción de arena para una falla de corte de una pozo revestido y perforado.

Gráfico 5 : Predicción de arena, usando la falla de corte en pozo vertical revestido y perforado



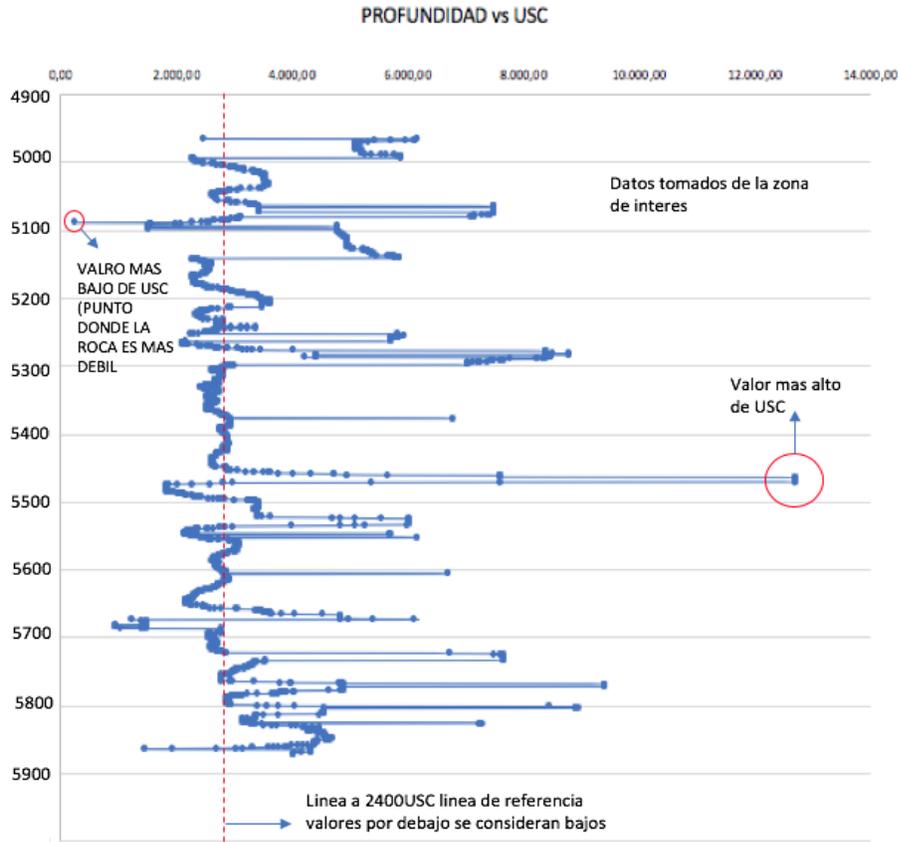
Fuente: PALMER, Ian, et al. Predicting and Managing Sand Production: A New Strategy: Society of Petroleum Engineers, 2003. p. 2.

4.2.2 Aplicación del método a ca-1. El método de Palmer busca predecir el inicio de la producción de arena y el drawdown de la presión de fondo en la que van a ocurrir las tres etapas en las que se clasifica la producción de arena, que son:

- El inicio de la producción de arena;
- La producción en estado transitorio y;
- La producción de arena en estado estacionario .

Este modelo de predicción de producción de arena esta basada en el esfuerzo a que hace la roca a la compresión. A continuación, se mostrará una gráfica que muestra como se comporta el USC (el esfuerzo a la compresión) versus la profundidad del pozo.

Gráfico 6 : Profundidad vs USC pozo CA 1



Fuente: Elaboración propia

Los datos graficados anteriormente son de la zona de interés que va desde los 4965ft a 5872ft. El cuál nos permite visualizar que los valores de UCS son mayormente bajos, gracias a la experiencia de los ingenieros de Canacol Energy en la producción de arena, se tomo como valor de referencias 2400 para determinar sí el valor de el UCS es bajo o alto.

Para la aplicación del método en el pozo CA1 , se partió de la construcción de una grafica en la que se logro observar la caída de presión de las tres etapas de la producción de arena, los pasos para la construcción de la grafica en la que se basa el modelo son:

1. Realizar 40 iteraciones haciendo un decrecimiento en la presión de poro
2. Aplicar la ecuación modelo del método
3. Evaluación del resultado: si una vez obtenido el resultado de la ecuación se evidencia que la presión de poro fluyente crítica(CBHFP) es mayor a la

presión de poro se tomará para graficar el valor de la presión de poro , pero si la CBHFP es menor, se tomará este valor para graficar el resultado de la ecuación.

Para el caso del pozo CA-1 , la construcción de la grafica se realizó con los siguientes pasos:

1. Los datos necesarios se sacaron de la geomecánica del poz y se saco un promedio de los valores necesarios para la aplicación del método en la zona de interés como se muestra a continuación:

Tabla 6 datos pozo CA-1

Aspecto	Valor
Stress Vertical	4.823,81
Stress horizontal	3813,466
Presión de foro	2244,606954
Multiplicador de UCS	4,2318
Coeficiente de Poisson	0,357295072
Factor de stress	0,444076034

Fuente: elaboración propia

Posteriormente, se realizaron las 40 iteraciones en la presión de poro

Tabla 7 iteraciones Presion de poro

Pp	Pp	Pp	Pp	Pp
2244,60695	1912,07259	1579,53823	1247,00386	914,4695
2203,04016	1870,50579	1537,97143	1205,43707	872,902704
2161,47336	1828,939	1496,40464	1163,87027	831,335909
2119,90657	1787,3722	1454,83784	1122,30348	789,769113
2078,33977	1745,80541	1413,27104	1080,73668	748,202318
2036,77298	1704,23861	1371,70425	1039,16989	706,635522
1995,20618	1662,67182	1330,13745	997,603091	665,068727
1953,63939	1621,10502	1288,57066	956,036295	623,501932

Fuente: elaboración propia

2. Se aplico la ecuación modelo con los valores en la tabla (7) y la evaluación de los 3 diferentes valores de UCS , promediando los valores más bajos

3. donde el primer valor fue de 1600psi para determinar el inicio de la producción de arena

Ecuación 20 aplicacion del metodo pozo CA-1

$$\frac{1}{2 - 0,444076034psi} * (3 * 4823,88psi - 3813,466psi - 4,2318 * 1600psi) - 2244,60695psi \left(\frac{0,444076034psi}{2 - 0,444076034psi} \right) = 1857,6157psi$$

Fuente: elaboración propia

La ecuación fue aplicada a diferentes valores de UCS con los mismos datos pero variando la presión de poro con los valores obtenidos en la tabla , después se procedió a construir la la siguiente tabla :

Tabla 8 UCS 1600psi pozo CA-1

CBHFP	CBHFP	CBFHP	CBHFP	CBHFP
1857,61157	1912,07259	1579,53823	1247,00386	914,4695
1869,47515	1870,50579	1537,97143	1205,43707	872,902704
1881,33872	1828,939	1496,40464	1163,87027	831,335909
1893,20229	1787,3722	1454,83784	1122,30348	789,769113
1905,06587	1745,80541	1413,27104	1080,73668	748,202318
1916,92944	1704,23861	1371,70425	1039,16989	706,635522
1928,79301	1662,67182	1330,13745	997,603091	665,068727
1940,65659	1621,10502	1288,57066	956,036295	623,501932

Fuente: elaboración propia

Para determinar la siguiente etapa del arenamiento se evaluó la ecuación utilizando como referencia un valor de UCS de 1750psi

Tabla 9 UCS 1750psi pozo CA-1

CBHFP	CBHFP	CBHFP	CBHFP	CBHFP
1449,64177	1544,55035	1639,45894	1734,36752	1829,27611
1461,50534	1556,41393	1651,32251	1746,23109	1841,13968
1473,36891	1568,2775	1663,18608	1758,09467	1853,00325
1485,23249	1580,14107	1675,04966	1769,95824	1864,86682
1497,09606	1592,00464	1686,91323	1781,82181	1876,7304
1508,95963	1603,86822	1698,7768	1793,68539	1888,59397
1520,82321	1615,73179	1710,64038	1805,54896	1900,45754
1532,68678	1627,59536	1722,50395	1817,41253	1912,32112

Fuente: elaboración propia

Seguidamente, para determinar la etapa trasiente de la producción de arena se evaluó la ecuación a un valor de 2000psi

Tabla 10 UCS 2000psi pozo CA-1

CBHFP	CBHFP	CBHFP	CBHFP	CBHFP
769,69209	864,600674	959,509259	1054,41784	1149,32643
781,555663	876,464247	971,372832	1066,28142	1161,19
793,419236	888,32782	983,236405	1078,14499	1173,05357
805,282809	900,191393	995,099978	1090,00856	1184,91715
817,146382	912,054966	1006,96355	1101,87214	1196,78072
829,009955	923,91854	1018,82712	1113,73571	1208,64429
840,873528	935,782113	1030,6907	1125,59928	1220,50787
852,737101	947,645686	1042,55427	1137,46285	1232,37144

Fuente: elaboración propia

4. Se realizaron tres tablas que contienen los valores para la construcción de las curvas de los 3 valores de UCS evaluados, del tal manera que se tomara el menor valor entre la presión de poro y el CBHFP , como se detalla a continuación:

Tabla 11 Datos construccion curva UCS 1600psi pozo CA-1

Curva 1600psi	ucs								
1857,61157		1912,07259		1579,53823		1247,00386		914,4695	
1869,47515		1870,50579		1537,97143		1205,43707		872,902704	
1881,33872		1828,939		1496,40464		1163,87027		831,335909	
1893,20229		1787,3722		1454,83784		1122,30348		789,769113	
1905,06587		1745,80541		1413,27104		1080,73668		748,202318	
1916,92944		1704,23861		1371,70425		1039,16989		706,635522	
1928,79301		1662,67182		1330,13745		997,603091		665,068727	
1940,65659		1621,10502		1288,57066		956,036295		623,501932	

Fuente: Elaboración propia

Tabla 12 Datos construccion curva UCS 1750 pozo CA-1

| Curva 1750 psi |
|-----------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|
| 1449,64177 | 1544,55035 | 1579,53823 | 1247,00386 | 914,4695 |
| 1461,50534 | 1556,41393 | 1537,97143 | 1205,43707 | 872,902704 |
| 1473,36891 | 1568,2775 | 1496,40464 | 1163,87027 | 831,335909 |
| 1485,23249 | 1580,14107 | 1454,83784 | 1122,30348 | 789,769113 |
| 1497,09606 | 1592,00464 | 1413,27104 | 1080,73668 | 748,202318 |
| 1508,95963 | 1603,86822 | 1371,70425 | 1039,16989 | 706,635522 |
| 1520,82321 | 1615,73179 | 1330,13745 | 997,603091 | 665,068727 |
| 1532,68678 | 1621,10502 | 1288,57066 | 956,036295 | 623,501932 |

Fuente: elaboración propia

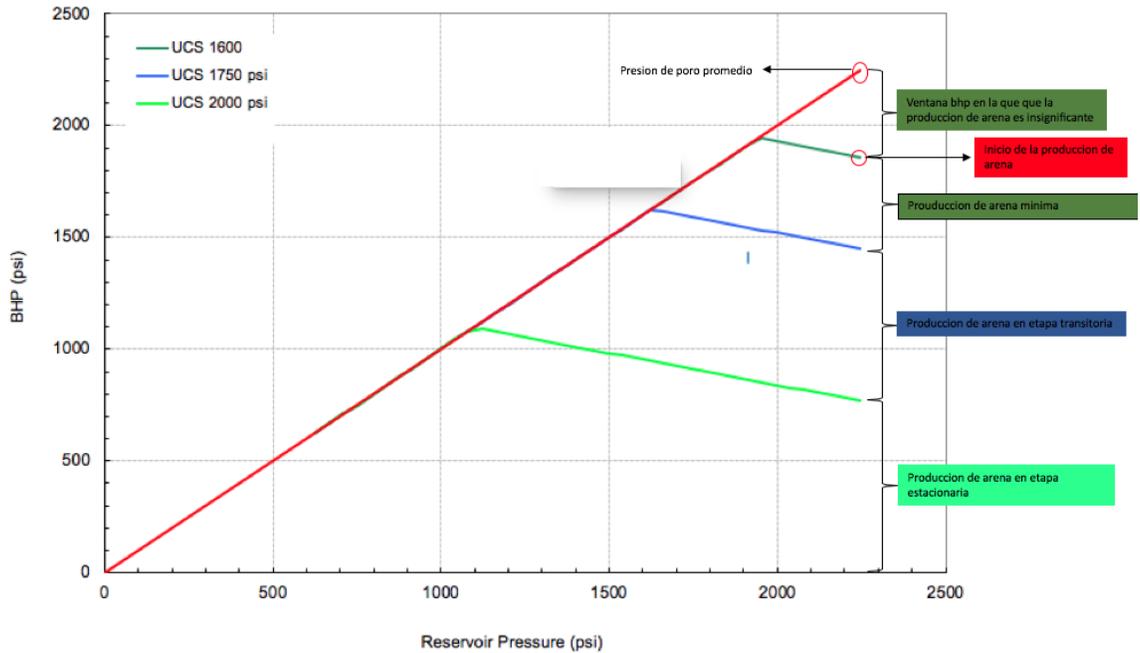
Tabla 13 Datos curva UCS 2000psi pozo CA-1

| Curva 2000 psi |
|-----------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|
| 769,69209 | 864,600674 | 959,509259 | 1054,41784 | 914,4695 |
| 781,555663 | 876,464247 | 971,372832 | 1066,28142 | 872,902704 |
| 793,419236 | 888,32782 | 983,236405 | 1078,14499 | 831,335909 |
| 805,282809 | 900,191393 | 995,099978 | 1090,00856 | 789,769113 |
| 817,146382 | 912,054966 | 1006,96355 | 1080,73668 | 748,202318 |
| 829,009955 | 923,91854 | 1018,82712 | 1039,16989 | 706,635522 |
| 840,873528 | 935,782113 | 1030,6907 | 997,603091 | 665,068727 |
| 852,737101 | 947,645686 | 1042,55427 | 956,036295 | 623,501932 |

Fuente: elaboración propia

Con los datos de las tablas (11,12 y 13) anteriormente descritas se construyo la grafica 7 que permite identificar el inicio de la producción de arena y cada una de la etapas de la producción.

Gráfico 7 : aplicación del metodo pozo CA-1



Fuente: elaboración propia

Como se observa en la grafica, las etapas en la producción de arena dependen directamente del valor del UCS, a mayor valor de UCS más caída de presión tiene que haber en el yacimiento, para que en esas zonas se presente una sobre carga en los granos; lo que genera que se deprendan y se transporte hacia la cara de pozo.

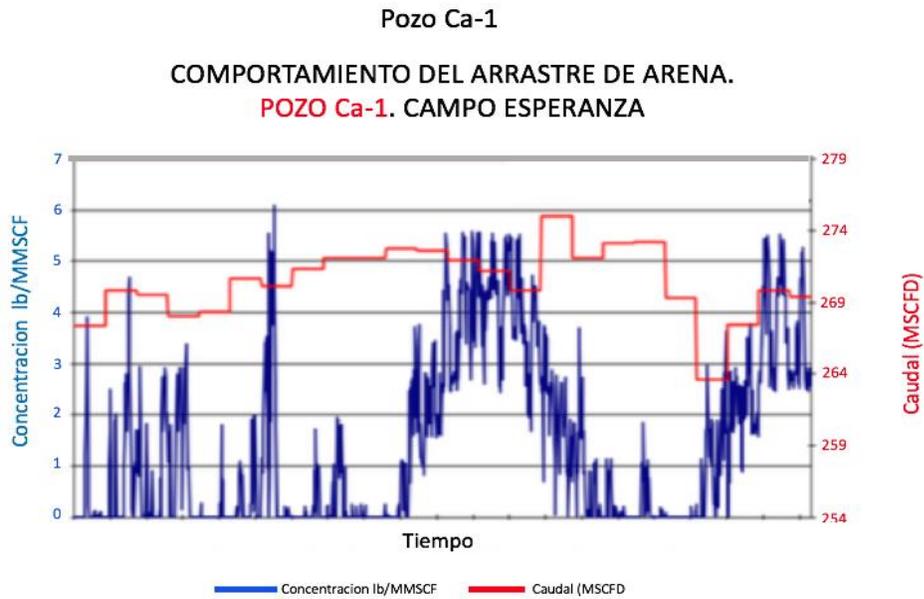
Después de analizado el método, se procedio hacer la validación de resultados comparandolos con mediciones reales obtenidas de los pozos; se mostrará una gráfica con información de una prueba de solidos tomados a los pozos del campo esperanza.

Las pruebas se hicieron con el fin de evaluar la repercusión del arrastre de la arena en el sector de hidrocarburos., fueron realizadas por medio de sensores ultrasónicos no intrusivos, los cuales permiten una buena medición, sin interferir con el normal funcionamiento en el sistema de producción.

El monitoreo de arena es usado durante todas las fases de producción de crudo y gas. Durante la fase de exploración, el conocimiento exacto de la producción de arena es vital para seleccionar el método costo-efectivo para el completamiento del pozo. Puede proveerles importante información a los ingenieros en la toma de decisiones.

En muchos casos los pozos son estrangulados obteniendo una tasa baja de producción por temor en el arrastre de arena; desarrollando monitoreos a varios caudales se puede determinar cuál es la tasa óptima de producción sin tener un aporte alto de arena y con una buena ganancia en producción de hidrocarburos. Después del fracturamiento ayuda a determinar el flujo de retorno del material utilizado en la fractura.

Gráfico 7 : Prueba de sólidos pozo CA 1



Fuente: CANACOL ENERGY

Pozo CA-1 fue Monitoreado por 24 hrs; desde el 15 de agosto al 16 de agosto de 2019. EL pozo presentó una concentración promedio de 1.4941 lb/MMSCF. Es una concentración alta y es recomendable un nuevo monitoreo y seguimiento a este pozo, ya que, una concentración por encima de 1lb/MMSCF es crítico.

Sabiendo el día en que se tomó la prueba y teniendo los datos de produccion del pozo CA 1, podemos tener datos adicionales como la presión en cabeza.

Tabla 14 : Datos de producción del pozo CA-1 el día de la prueba de producción de arena

DATE	GAS MCSF/D	THP psi	WATER BBL
15/08/19	6.871	1100	47,60
16/08/19	6.380	1140	42,30

Fuente: CANACOL ENERGY

Sabiendo la presión en cabeza podemos determinar la presión de fondo por medio de un análisis nodal y hacer la validación de resultados citando la presión en cabeza en la gráfica (figura 9) determinando si se encuentra en la ventana de drawdown donde hay producción de arena.

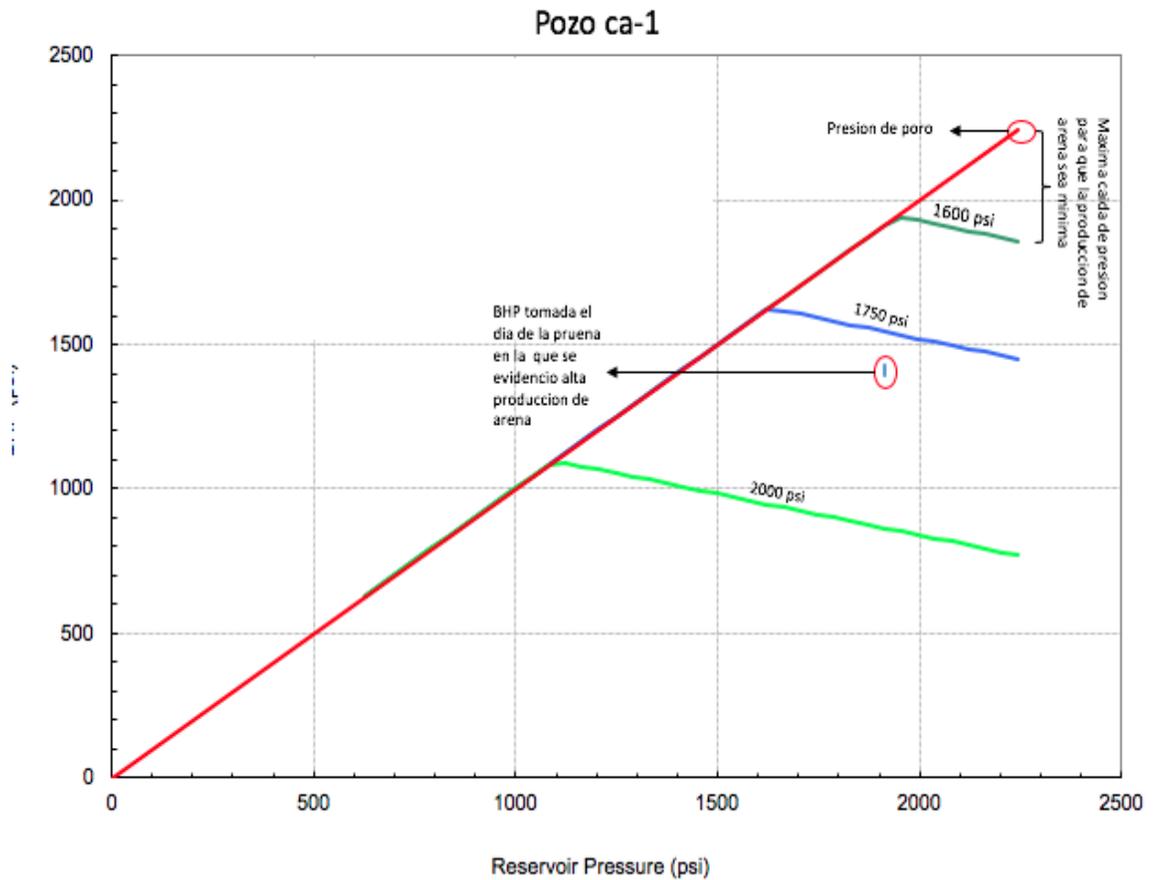
Tabla 15 : Resultados del análisis nodal

Operating point	P at BHP
	Psia
1100 psi	1390,80
1140 psi	1429,89

Fuente: CANACOL ENERGY

Con los datos de BHP obtenidos del análisis nodal se pueden visualizar en la gráfica que se construyó con el método de Palmer aplicado al pozo CA-1, así podremos determinar si estos datos están en la ventana drawdown donde hay producción de arena.

Gráfico 8 : Validación de resultados pozo Ca-1



Fuente: elaboración propia

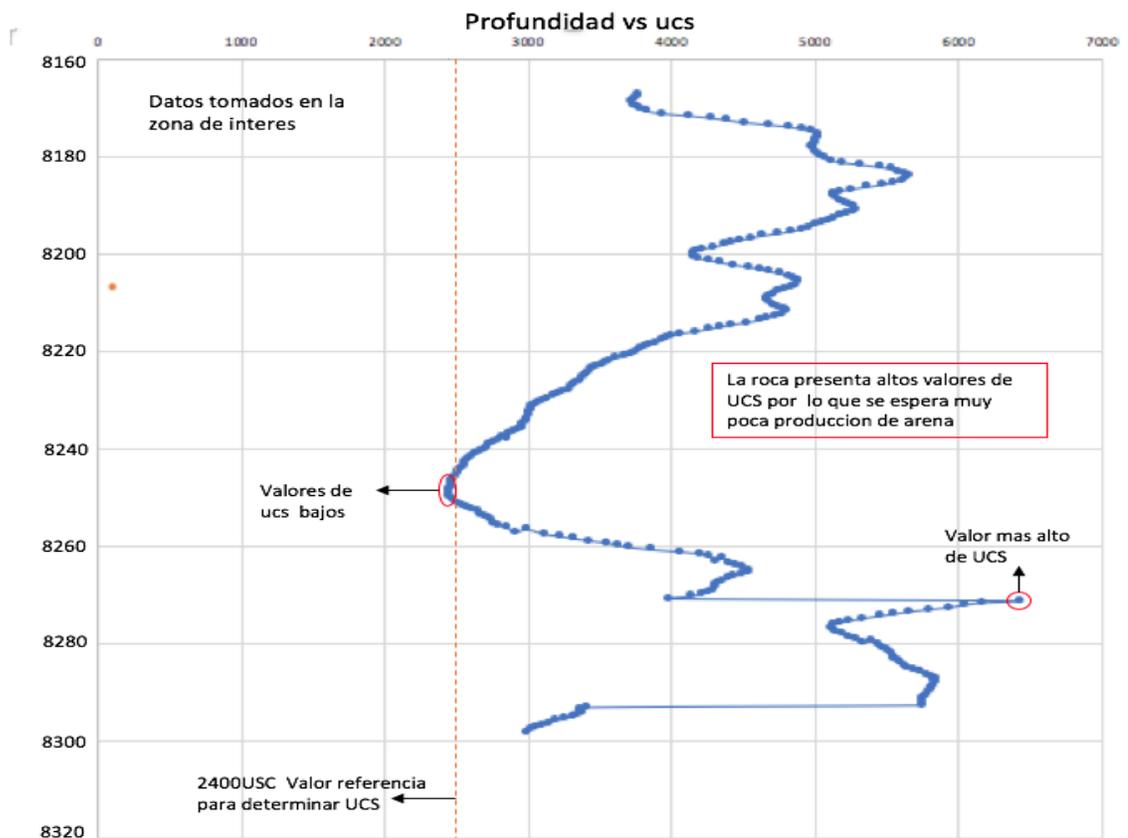
Se puede observar que el punto que utilizamos para validar los resultados está muy por debajo de la máxima caída de drowdown donde no hay producción de arena incluso por debajo de la siguiente zona de USC. Esto nos quiere decir que se puede estar presentando una producción de arena alta en la que se le tiene que hacer seguimiento al pozo.

4.3 APLICACIÓN DEL MÉTODO A CH1

Este modelo de predicción de producción de arena esta basada en el esfuerzo a que hace la roca a la compresión. A continuación, se mostrará una gráfica que muestra como se comporta el USC (el esfuerzo a la compresión) versus la profundidad del pozo.

En la gráfico se puede observar que los datos de USC ,que es la zona de interés, son bastante altos ,lo que nos indica que se espera poca producción de arena gracias a que la roca esta bien consolidada y tiene alta resistencia a la compresión.

Gráfico 9 : Profundidad vs USC pozo CH-1



Fuente: elaboración propia

Para la aplicación del método al pozo CH 1, los datos necesarios se sacaron de la geomecánica del pozo, de la zona de interés y se sacó un promedio de cada valor que se muestra en la tabla 9.

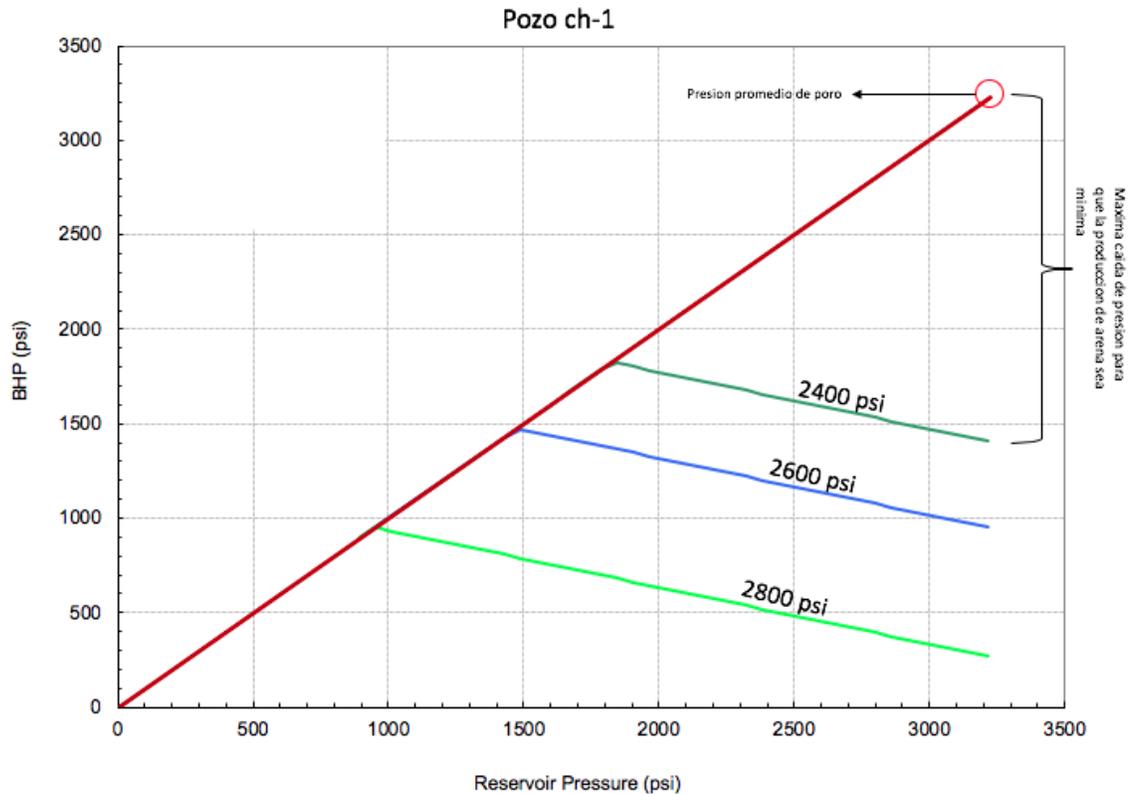
Tabla 16 : Datos pozo Ch 1

Aspecto	Valor
Stress Vertical	6432,000
Stress horizontal	5279,000
Presión de foro	3224
Multiplicador de UCS	4,2318
Coeficiente de Poisson	0,348
Factor de stress	0,46625767

Fuente: elaboración propia

A los datos de la tabla anterior, se les aplicó la ecuación, se graficaron los datos arrojados por la ecuación y dio la siguiente gráfica (ver gráfico 11)

Gráfico 10 : Aplicación del método para CH 1.

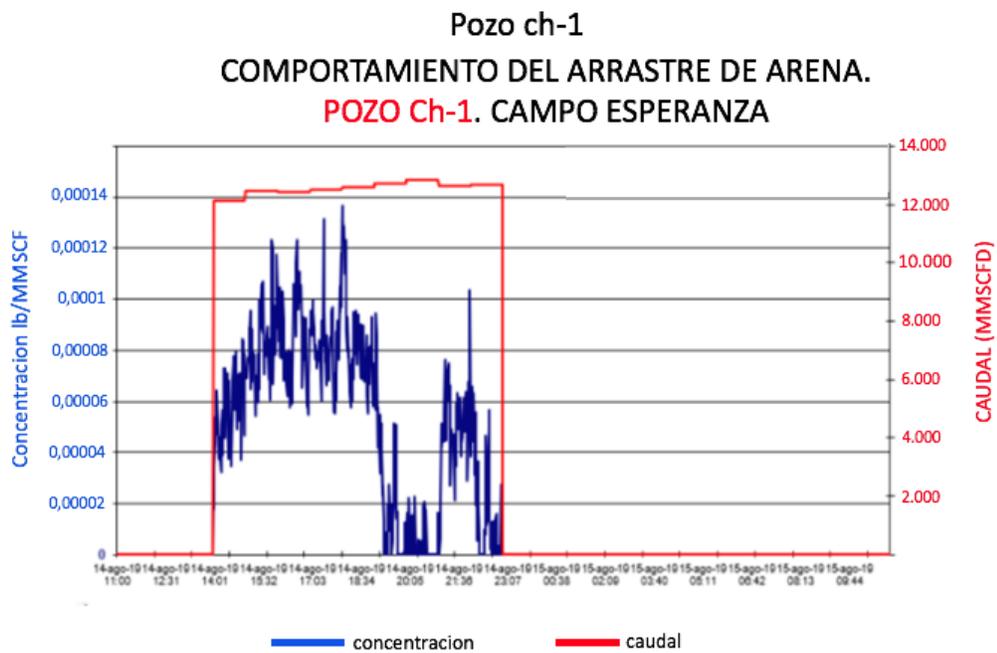


Fuente: elaboración propia

La línea roja nos indica la presión de poro, las otras líneas de la gráfica se construyeron gracias a la ecuación principal del método de Palmer, tomando como valor más bajo de UCS de 2400 psi ,y a valores por debajo de este se les considera críticos en la producción de arena, además de que los valores más bajos en la zona de interés se encuentran cercanos a este.

En la gráfica se puede observar que la ventana de drowdown es bastante amplia lo que permite evidenciar que no hay riesgo de producción de arena.

Gráfico 11 : Prueba de producción de arena pozo CH 1



Fuente: CANACOL ENERGY

Pozo CH-1 fue Monitoreado por 25 hrs; desde el 14 de agosto al 15 de agosto de 2019. Este pozo presentó una concentración promedio de 0.00001921 lb/MMSCF, es una concentración demasiado baja, el pozo solo presento flujo por 9 horas desde el 2:00pm del 14 de agosto del 2019 hasta las 11:00pm del mismo día.

Teniendo en cuenta que las pruebas de sólidos fueron tomadas el día 14 y 15 de agosto del 2019, se procedió a analizar los registros de producción del pozo donde se observan los datos de la presión en cabeza.

Tabla 17 : Datos de producción pozo CH1 el día de la prueba de producción de arena

DATE	GAS MCSF/D	THP psi	WATER BBL
14/08/19	5086,46	2255	40,44
15/08/19	0	2255	0

Fuente: CANACOL ENERGY

Con los datos de presión en cabeza tomados el día que se realizó la prueba, se pudo obtener la presión en fondo, por medio de un análisis nodal, este procedimiento se hizo para poder graficar el un punto el día que se hizo la prueba ya que ese día tenemos la certeza y el valor de la producción de arena.

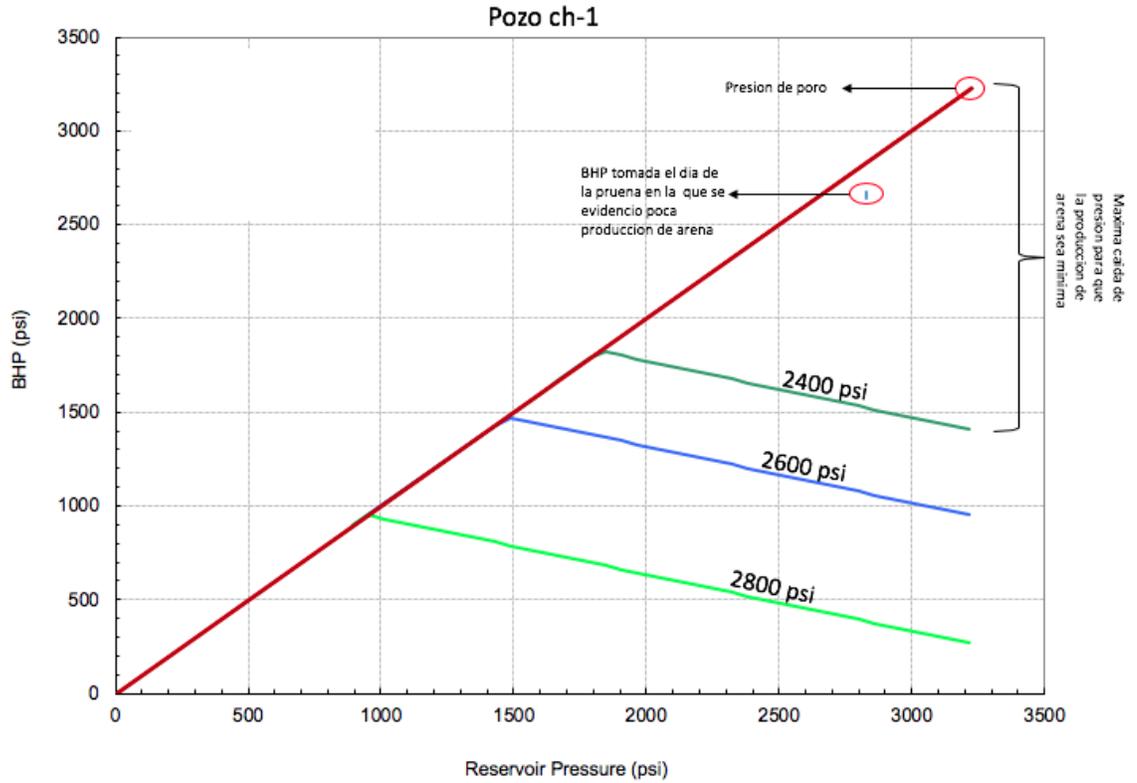
Tabla 18 Análisis nodal pozo ch 1

Operating point	P at BHP
	Psia
2255 psi	2672

Fuente: CANCOL ENERGY

Con los datos de BHP obtenidos del análisis nodal se puede graficar estos datos en la gráfica que se construyó con el método de Palmer aplicado al pozo CH-1, así podremos determinar si estos datos están en la ventana drowdown donde hay producción de arena.

Grafica 13 : Validación de resultados pozo CH-1



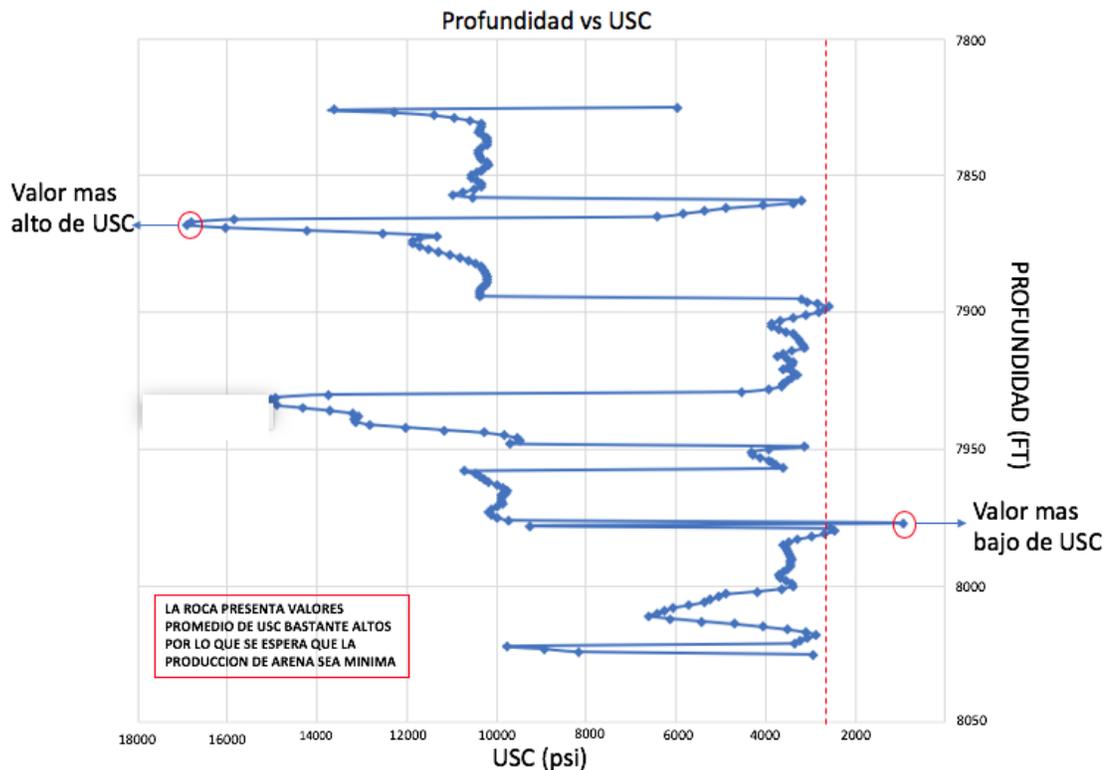
Fuente: elaboracion propia

Se puede observar que el punto que utilizamos para validar los resultados esta en la ventana de la máxima caída de dorwwdown donde no hay producción de arena. Lo anterior nos indica que el método de Palmer refleja resultados acorde con la pruebas tomadas en campo.

4.4 APLICACIÓN DEL METODO AL POZO N-4

Se realizó el promedio de las propiedades geomecánicas de los intervalos productores de 7,962-7,966 ft md como propiedad principal gráfico el UCS contra profundidad en el cual se observa en el intervalo perforado un UCS mayor 3,000 psi Grafica # 14

Grafica 14 : Profundidad vs USC pozo N 4



Fuente: elaboración propia

Para la aplicación del método al pozo N 4, los datos necesarios se sacaron de la geomecánica del pozo, en la zona de interés y se sacó un promedio de cada valor que se muestra en la tabla 12.

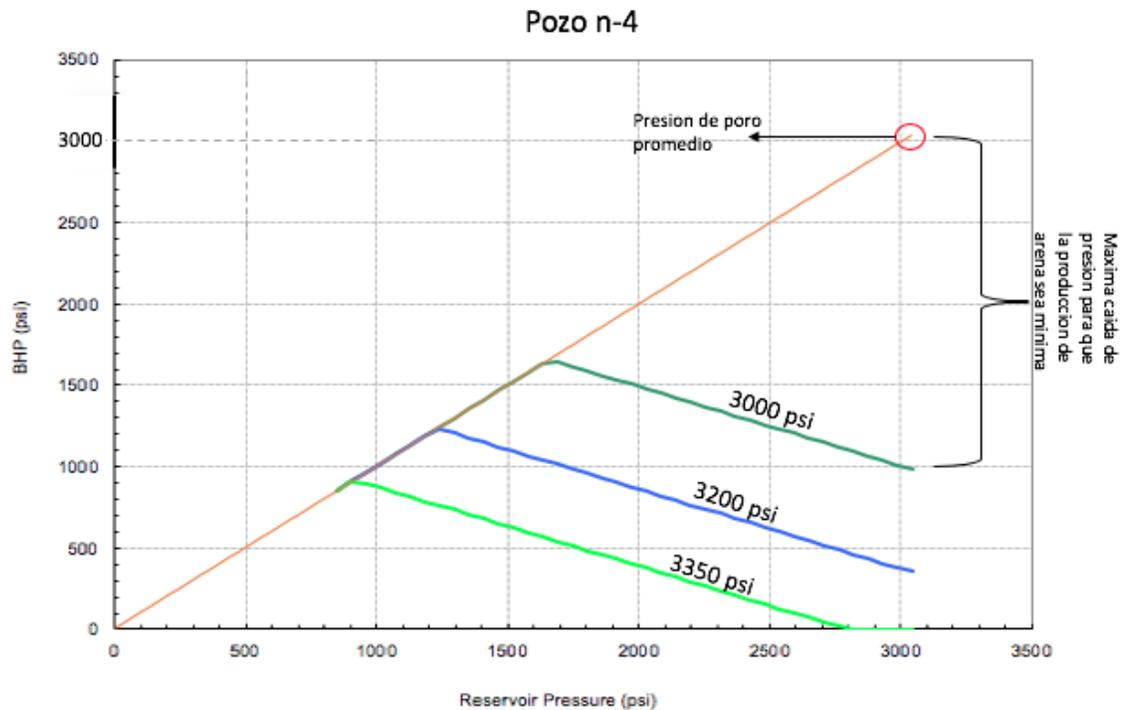
Tabla 19 : Datos pozo N 4

Aspecto	Valor
Stress Vertical	7070,000
Stress horizontal	5197,000
Presión de foro	3043
Multiplicador de UCS	4,2318
Coeficiente de Poisson	0,2558
Factor de stress	0,6562

Fuente: elaboracion propia

A los datos de la tabla anterior, se les aplicó la ecuación, se graficaron los datos arrojados por la ecuación y dió la siguiente gráfica (ver gráfico 15)

Gráfica 15 : Aplicación del método para N-4.

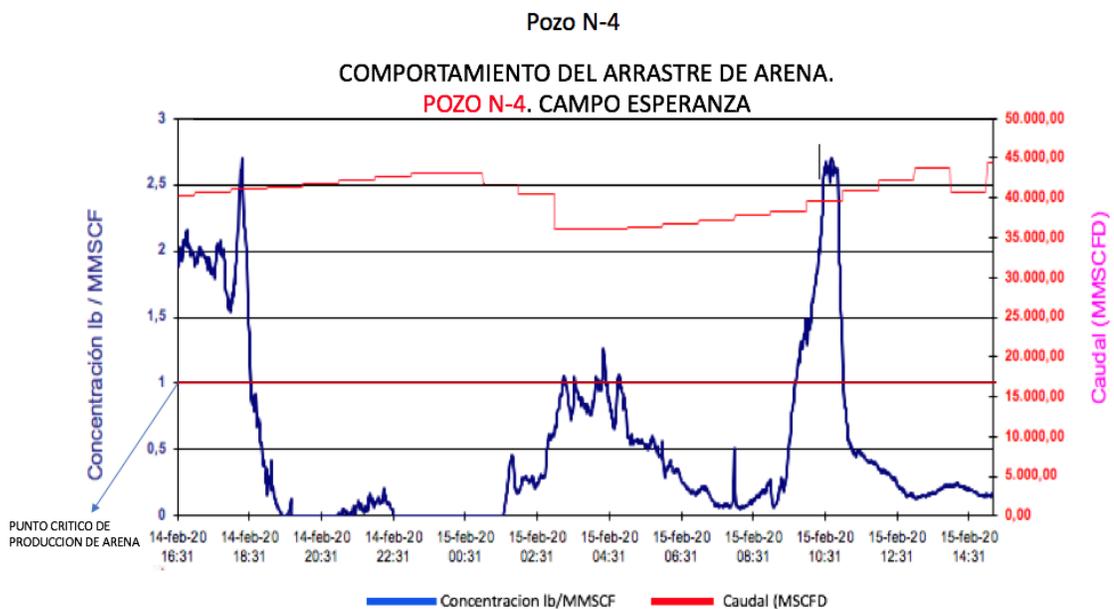


Fuente: elaboracion propia

La línea roja indica la presión de poro las otras líneas de la gráfica se construyeron gracias a la ecuación principal del método de palmer, tomando como valor mas bajo de UCS de 3000 psi ya que el promedio de los valores mas bajos de UCS se encuentran alrededor de este, por lo que se espera que la arena producida provenga de estas zonas.

En la gráfica se puede observar que la ventana de drowdown es bastante amplia lo que permite evidenciar que no hay riesgo de producción de arena.

Gráfico 16 : Prueba de producción de arena pozo N 4



Fuente: CANACOL ENERGY

POZO N 4 fue Monitoreado por 24 hrs; desde el 14 de Febrero al 15 de Febrero 2020. Este pozo presentó una concentración promedio de 0,5138 lb/MMSCF. Es una concentración baja teniendo en cuenta que por encima de 1 lb/MMSCF puede ser crítico. Pozo en condiciones normales.

Sin embargo se observan picos en los que la concentración de arena está por encima del punto critico ,esto puede deberse a las altas velocidades de producción que posee el pozo.

Teniendo en cuenta que las pruebas de solidos fueron tomadas el día 14 y 15 de febrero del 2020, se procedió a analizar los registros de producción del pozo donde se observan los datos de la presión en cabeza.

Tabla 20 Datos de produccion pozo N 4 el dia de la prueba de producción de arena

DATE	GAS MCSF/D	THP psi	WATER BBL
15/002/20	40375	1917	4,20
16/02/20	41689	1883	5

Fuente: CANACOL ENERGY

Con los datos de presión en cabeza tomados el día que se realizó la prueba, se pudo obtener la presión en fondo, por medio de un análisis nodal, este procedimiento se hizo para poder graficar el un punto el día que se hizo la prueba ya que ese día se tiene la certeza y el valor de la producción de arena.

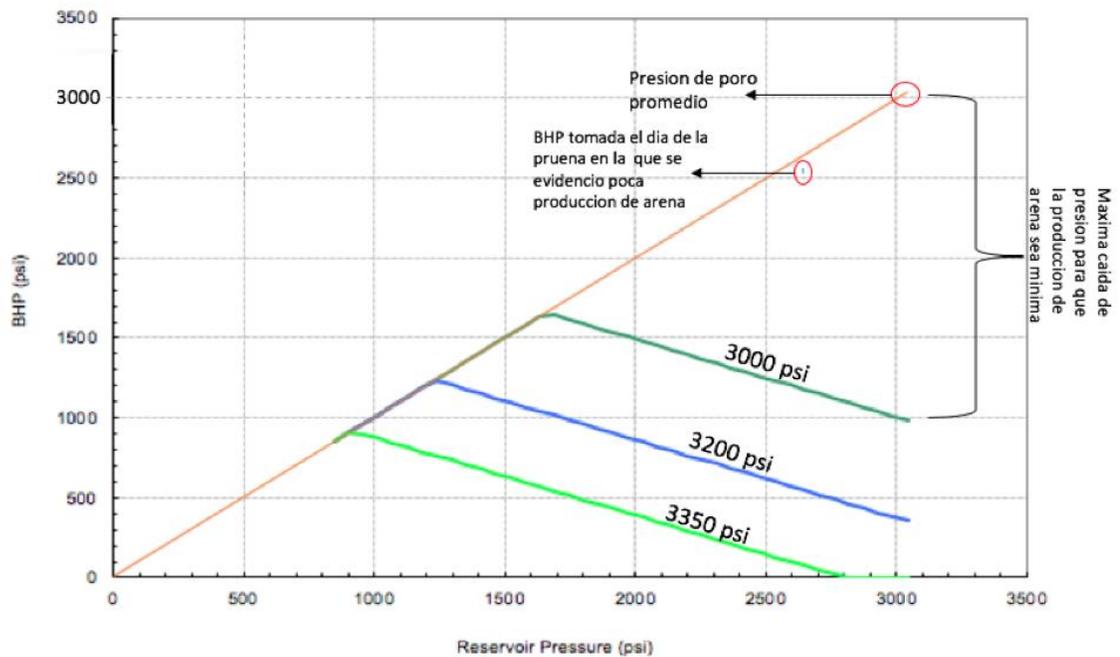
Tabla 21 : Análisis nodal pozo N 4

Operating point	P at BHP
	Psia
1917 psi	2558
1883psi	2536

Fuente: CANCOL ENERGY

Con los datos de BHP obtenidos del analisis nodal se puede graficar estos datos en la grafica que se construyo con el metodo de palmer aplicado al pozo N-4, asi podremos determinar si estos datos estan en la ventana drowdown donde hay produccion de arena.

Gráfico 17 Validacion de resultados pozo N-4



Fuente: Elaboracion propia

Se puede observar que el punto que utilizamos para validar los resultados esta en la ventana de la máxima caída de drowdown donde la producción de arena no es crítica. Esto nos indica que el método de Palmer refleja resultados acorde con la pruebas tomadas en campo. Sin embargo el punto debería situarse un poco más abajo ya que la concentración promedio de arena es de 0,51 lb/MMSCF, esto puede deberse a que el pozo presenta altas velocidades de flujo

5. CONCLUSIONES

- Una vez analizada la geología de la cuenca del Valle Inferior del Magdalena fué posible evidenciar que la roca reservorio de la cuales se esta produciendo es la formación Ciénaga de Oro compuesta por calizas y areniscas con porosidades hasta del 21%. Además la resistencia a la compresión promedio de la roca esta por encima de los 2400 psi.
- En los 3 casos propuestos, el pozo CA-1 presenta concentraciones de solidos promedio de 1.5 lb/MMSCF, considerada como una concentración alta dado que se encuentra por encima de 1 lb/ MMSCF, lo que se traduce en un valor crítico en la produccion de arena, generando dismunición en la producción de hidrocarburos y costos adicionales de limpieza.
- Después de analizar la información proporcionados por Canacol Energy, fué posible concluir a traves de la matriz de selección de datos que el método de predicción de producción de arena que más se ajusta a sus necesidades es el metodo de Palmer ,basado en el esfuerzo de la compresión de la roca.
- Aplicando el método de Palmer en los 3 pozos candidatos; los pozo CH-1 y N-4 se presentan ventanas de operación con una caída de presión superiores a los 1000 psi, permitiendo la continuidad de la producción de hidrocarburos sín que esta se vea afectada por los problemas de arenamiento. Mientras que el pozo CA-1 tiene una ventana de operación de 386 psi que al estar muy por debajo de los 1000 psi es el pozo que más presenta problemas por arenamiento.
- De acuerdo la pruebas realizadas en campo por la empresa, se evidenció que el método utilizado es concordante con los datos obtenidos en las pruebas puesto que los valores arrojados por dichas pruebas se ajustan a los resultados obtenidos del método de palmer y promete ser un método asafectivo para la predicción de arena en futuros pozos del campo Esperanza.

6. RECOMENDACIONES

- **Para predecir producción de arena en futuros pozos con la aplicación de métodos de predicción, se recomienda el diseño de un software en el que se introduzcan los datos de estudio y este escoja el método de predicción más ajustado y posteriormente lo aplique ,arrojando así resultados de manera más eficaz.**
- **Basado en la matriz de selección de este trabajo, se sugiere que en los pozos evaluados se añadan cada una de las variables necesarias que permitan la aplicación de todos métodos descritos en la matriz y en la matriz de selección de datos complementar con otros métodos de de predicción de producción arena.**
- **Realizar un estudio de costo-beneficio para analizar si es económicamente rentable mantenerse en la ventana de draw-down arrojada por el método de Palmer.**
- **Para Futuros Completamientos es recomendable realizar cañoneos selectivos en zonas con UCS superiores 2500 psi. debido a que las rocas con valores de UCS cercanos 2400 psi aumenta el riesgo de tener inestabilidad en el túnel del perforado.**

BIBLIOGRAFÍA

AL-AWAD, M.N.J. The mechanism of sand production caused by pore pressure fluctuations. Oil & Gas Science and Technology. 2001, Vol. 56, 4, pp. 339-345.

GOYENECHÉ, Jessica Marcela y HERNÁNDEZ, Ruby Lorena. Predicción de la producción de arena en el campo maduro del Valle Medio del Magdalena “Llanito”, A Partir de las propiedades petrofísicas y geomecánicas de las formaciones productoras - Trabajo de Grado. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos., 2009.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Compendio de normas para trabajos escritos. NTC-1486-6166. Bogotá D.C. El instituto, 2018 ISBN 9789588585673 153 p.

LÓPEZ, César y QUINTERO, Yair. Desarrollo de una herramienta software mediante el uso de diferencias finitas para analizar la inestabilidad de pozos - Trabajo de grado. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, 2007.

LOZANO, Édison y ZAMORA, Nadezhda. Anexo M Compilación de la Cuenca del Vale Inferior del Magdalena Medio. Bogotá: Servicio Geológico Colombiano - Minminas, 2014.

MARÍN, Juan, y otros. Evaluación Geológica y Respectividad Sector Sinú-Urabá. Boletín de Geología. Enero-junio de 2010. enero-junio de 2010, Vol. 32, 1, pp. 145-153.

MCCAIN, Cecelia. Una Herramienta de Mucha Ayuda, Utilice una matriz de selección para elegir los proyectos, evaluar soluciones. Quality Progress. [En línea] junio de 2011. [Citado el: 20 de abril de 2020.] <http://asq.org/quality-progress/2011/06/back-to-basics/volviendo-a-los-fundamentos-una-herramienta-de-mucha-ayuda.html>.

PENBERTHY, W.L y SHAUGHNESSY, C.M. Sand control. SPE Series on special topics. 1992, Vol. 1, pp. 2-3.

SCHLUMBERGER. Definición de arenamiento. Oilfield Glossary. [En línea] s.f.a. [Citado el: 20 de abril de 2020.] <https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/s/screenout.aspx>.

SCHLUMBERGER. Definición de Gas Seco. Oilfield Glossary. [En línea] s.f.b. [Citado el: 20 de abril de 2020.] https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/d/dry_gas.aspx?p=1.

SERVICIO GEOLÓGICO DE COLOMBIA. Glosario de termino.[En línea] s.f.b. [Citado el: 20 de enero de 2020.]

https://www2.sgc.gov.co/atencionalciudadano/lists/glosario%20de%20terminos/allitems.aspx?Paged=TRUE&PagedPrev=TRUE&p_ID=319&PageFirstRow=8401&&View=%7B5AA0669C-85E8-44A8-A289-25B056EDB64E%7D

WEINGARTEN, J. S. y PERKINS, T. K. Prediction of Sand Production in Gas Wells: Methods and Gulf of Mexico Case Studies. Journal of Petroleum Technology. julio de 1995, Vol. 47, 7, pp. 1-5.

YI, X.; VALKO, P. P. y RUSSELL, J. E. Predicting Critical Drawdown for the Onset of Sand Production: Society of Petroleum Engineers, 2004. p. 2.

ANEXOS

**ANEXO A
POZO CA-1**

- 1. Aplicación método Palmer**
 - 1.1. Datos curva 1600 psi**
 - 1.2. Datos curva 1750psi**
 - 1.3. Datos curva 2000 psi**

Tabla 1. Datos curva 1600 psi

UCS	1600	psi		
S1	S3	Pp	CBHFP	
4823,808	3813,466	2244,60695	1857,61157	1857,61157
4823,808	3813,466	2203,04016	1869,47515	1869,47515
4823,808	3813,466	2161,47336	1881,33872	1881,33872
4823,808	3813,466	2119,90657	1893,20229	1893,20229
4823,808	3813,466	2078,33977	1905,06587	1905,06587
4823,808	3813,466	2036,77298	1916,92944	1916,92944
4823,808	3813,466	1995,20618	1928,79301	1928,79301
4823,808	3813,466	1953,63939	1940,65659	1940,65659
4823,808	3813,466	1912,07259	1952,52016	1912,07259
4823,808	3813,466	1870,50579	1964,38373	1870,50579
4823,808	3813,466	1828,939	1976,24731	1828,939
4823,808	3813,466	1787,3722	1988,11088	1787,3722
4823,808	3813,466	1745,80541	1999,97445	1745,80541
4823,808	3813,466	1704,23861	2011,83802	1704,23861
4823,808	3813,466	1662,67182	2023,7016	1662,67182
4823,808	3813,466	1621,10502	2035,56517	1621,10502
4823,808	3813,466	1579,53823	2047,42874	1579,53823
4823,808	3813,466	1537,97143	2059,29232	1537,97143
4823,808	3813,466	1496,40464	2071,15589	1496,40464
4823,808	3813,466	1454,83784	2083,01946	1454,83784
4823,808	3813,466	1413,27104	2094,88304	1413,27104
4823,808	3813,466	1371,70425	2106,74661	1371,70425
4823,808	3813,466	1330,13745	2118,61018	1330,13745
4823,808	3813,466	1288,57066	2130,47376	1288,57066
4823,808	3813,466	1247,00386	2142,33733	1247,00386
4823,808	3813,466	1205,43707	2154,2009	1205,43707

4823,808	3813,466	1163,87027	2166,06447	1163,87027
4823,808	3813,466	1122,30348	2177,92805	1122,30348
4823,808	3813,466	1080,73668	2189,79162	1080,73668
4823,808	3813,466	1039,16989	2201,65519	1039,16989
4823,808	3813,466	997,603091	2213,51877	997,603091
4823,808	3813,466	956,036295	2225,38234	956,036295
4823,808	3813,466	914,4695	2237,24591	914,4695
4823,808	3813,466	872,902704	2249,10949	872,902704
4823,808	3813,466	831,335909	2260,97306	831,335909
4823,808	3813,466	789,769113	2272,83663	789,769113
4823,808	3813,466	748,202318	2284,7002	748,202318
4823,808	3813,466	706,635522	2296,56378	706,635522
4823,808	3813,466	665,068727	2308,42735	665,068727
4823,808	3813,466	623,501932	2320,29092	623,501932

Fuente: Elaboración propia

Tabla 2. Datos curva 1750psi

UCS	1750	psi		
S1	S3	Pp	CBHFP	
4823,808	3813,466	2244,60695	1449,64177	1449,64177
4823,808	3813,466	2203,04016	1461,50534	1461,50534
4823,808	3813,466	2161,47336	1473,36891	1473,36891
4823,808	3813,466	2119,90657	1485,23249	1485,23249
4823,808	3813,466	2078,33977	1497,09606	1497,09606
4823,808	3813,466	2036,77298	1508,95963	1508,95963
4823,808	3813,466	1995,20618	1520,82321	1520,82321
4823,808	3813,466	1953,63939	1532,68678	1532,68678
4823,808	3813,466	1912,07259	1544,55035	1544,55035
4823,808	3813,466	1870,50579	1556,41393	1556,41393
4823,808	3813,466	1828,939	1568,2775	1568,2775
4823,808	3813,466	1787,3722	1580,14107	1580,14107
4823,808	3813,466	1745,80541	1592,00464	1592,00464
4823,808	3813,466	1704,23861	1603,86822	1603,86822
4823,808	3813,466	1662,67182	1615,73179	1615,73179
4823,808	3813,466	1621,10502	1627,59536	1621,10502
4823,808	3813,466	1579,53823	1639,45894	1579,53823
4823,808	3813,466	1537,97143	1651,32251	1537,97143
4823,808	3813,466	1496,40464	1663,18608	1496,40464
4823,808	3813,466	1454,83784	1675,04966	1454,83784
4823,808	3813,466	1413,27104	1686,91323	1413,27104
4823,808	3813,466	1371,70425	1698,7768	1371,70425
4823,808	3813,466	1330,13745	1710,64038	1330,13745
4823,808	3813,466	1288,57066	1722,50395	1288,57066
4823,808	3813,466	1247,00386	1734,36752	1247,00386
4823,808	3813,466	1205,43707	1746,23109	1205,43707
4823,808	3813,466	1163,87027	1758,09467	1163,87027
4823,808	3813,466	1122,30348	1769,95824	1122,30348
4823,808	3813,466	1080,73668	1781,82181	1080,73668
4823,808	3813,466	1039,16989	1793,68539	1039,16989
4823,808	3813,466	997,603091	1805,54896	997,603091
4823,808	3813,466	956,036295	1817,41253	956,036295

Continuación:

4823,808	3813,466	914,4695	1829,27611	914,4695
4823,808	3813,466	872,902704	1841,13968	872,902704
4823,808	3813,466	831,335909	1853,00325	831,335909
4823,808	3813,466	789,769113	1864,86682	789,769113
4823,808	3813,466	748,202318	1876,7304	748,202318
4823,808	3813,466	706,635522	1888,59397	706,635522
4823,808	3813,466	665,068727	1900,45754	665,068727
4823,808	3813,466	623,501932	1912,32112	623,501932

Fuente: elaboración propia

Tabla 3. Datos curva 200psi

UCS	2000	psi		
S1	S3	Pp	CBHFP	
4823,808	3813,466	2244,60695	769,69209	769,69209
4823,808	3813,466	2203,04016	781,555663	781,555663
4823,808	3813,466	2161,47336	793,419236	793,419236
4823,808	3813,466	2119,90657	805,282809	805,282809
4823,808	3813,466	2078,33977	817,146382	817,146382
4823,808	3813,466	2036,77298	829,009955	829,009955
4823,808	3813,466	1995,20618	840,873528	840,873528
4823,808	3813,466	1953,63939	852,737101	852,737101
4823,808	3813,466	1912,07259	864,600674	864,600674
4823,808	3813,466	1870,50579	876,464247	876,464247
4823,808	3813,466	1828,939	888,32782	888,32782
4823,808	3813,466	1787,3722	900,191393	900,191393
4823,808	3813,466	1745,80541	912,054966	912,054966
4823,808	3813,466	1704,23861	923,91854	923,91854
4823,808	3813,466	1662,67182	935,782113	935,782113
4823,808	3813,466	1621,10502	947,645686	947,645686
4823,808	3813,466	1579,53823	959,509259	959,509259
4823,808	3813,466	1537,97143	971,372832	971,372832
4823,808	3813,466	1496,40464	983,236405	983,236405
4823,808	3813,466	1454,83784	995,099978	995,099978
4823,808	3813,466	1413,27104	1006,96355	1006,96355
4823,808	3813,466	1371,70425	1018,82712	1018,82712
4823,808	3813,466	1330,13745	1030,6907	1030,6907
4823,808	3813,466	1288,57066	1042,55427	1042,55427
4823,808	3813,466	1247,00386	1054,41784	1054,41784
4823,808	3813,466	1205,43707	1066,28142	1066,28142
4823,808	3813,466	1163,87027	1078,14499	1078,14499
4823,808	3813,466	1122,30348	1090,00856	1090,00856
4823,808	3813,466	1080,73668	1101,87214	1080,73668

Continuación

4823,808	3813,466	1039,16989	1113,73571	1039,16989
4823,808	3813,466	997,603091	1125,59928	997,603091
4823,808	3813,466	956,036295	1137,46285	956,036295
4823,808	3813,466	914,4695	1149,32643	914,4695
4823,808	3813,466	872,902704	1161,19	872,902704
4823,808	3813,466	831,335909	1173,05357	831,335909
4823,808	3813,466	789,769113	1184,91715	789,769113
4823,808	3813,466	748,202318	1196,78072	748,202318
4823,808	3813,466	706,635522	1208,64429	706,635522
4823,808	3813,466	665,068727	1220,50787	665,068727
4823,808	3813,466	623,501932	1232,37144	623,501932

Fuente: Elaboración propia

**ANEXO B
POZO CH-1**

- 1. Aplicación método Palmer**
 - 1.1. Datos curva 2400 psi**
 - 1.2. Datos curva 2600 psi**
 - 1.3. Datos curva 2800 psi**

Tabla 4. Datos curva 2400 psi

UCS	2400	psi		
S1	S3	Pp	CBHFP	
6437,000	5160,000	3214	1629,90868	1629,90868
6437,000	5160,000	3154,48148	1647,88327	1647,88327
6437,000	5160,000	3094,96296	1665,85787	1665,85787
6437,000	5160,000	3035,44444	1683,83246	1683,83246
6437,000	5160,000	2975,92593	1701,80705	1701,80705
6437,000	5160,000	2916,40741	1719,78164	1719,78164
6437,000	5160,000	2856,88889	1737,75624	1737,75624
6437,000	5160,000	2797,37037	1755,73083	1755,73083
6437,000	5160,000	2737,85185	1773,70542	1773,70542
6437,000	5160,000	2678,33333	1791,68001	1791,68001
6437,000	5160,000	2618,81481	1809,65461	1809,65461
6437,000	5160,000	2559,2963	1827,6292	1827,6292
6437,000	5160,000	2499,77778	1845,60379	1845,60379
6437,000	5160,000	2440,25926	1863,57838	1863,57838
6437,000	5160,000	2380,74074	1881,55298	1881,55298
6437,000	5160,000	2321,22222	1899,52757	1899,52757
6437,000	5160,000	2261,7037	1917,50216	1917,50216
6437,000	5160,000	2202,18519	1935,47675	1935,47675
6437,000	5160,000	2142,66667	1953,45135	1953,45135
6437,000	5160,000	2083,14815	1971,42594	1971,42594
6437,000	5160,000	2023,62963	1989,40053	1989,40053
6437,000	5160,000	1964,11111	2007,37512	1964,11111
6437,000	5160,000	1904,59259	2025,34972	1904,59259
6437,000	5160,000	1845,07407	2043,32431	1845,07407
6437,000	5160,000	1785,55556	2061,2989	1785,55556
6437,000	5160,000	1726,03704	2079,27349	1726,03704
6437,000	5160,000	1666,51852	2097,24809	1666,51852
6437,000	5160,000	1607	2115,22268	1607
6437,000	5160,000	1547,48148	2133,19727	1547,48148
6437,000	5160,000	1487,96296	2151,17187	1487,96296
6437,000	5160,000	1428,44444	2169,14646	1428,44444
6437,000	5160,000	1368,92593	2187,12105	1368,92593

Continuación:

6437,000	5160,000	1309,40741	2205,09564	1309,40741
6437,000	5160,000	1249,88889	2223,07024	1249,88889
6437,000	5160,000	1190,37037	2241,04483	1190,37037
6437,000	5160,000	1130,85185	2259,01942	1130,85185
6437,000	5160,000	1071,33333	2276,99401	1071,33333
6437,000	5160,000	1011,81481	2294,96861	1011,81481
6437,000	5160,000	952,296296	2312,9432	952,296296
6437,000	5160,000	892,777778	2330,91779	892,777778

Fuente: elaboración propia

Tabla 5. Datos curva 2600 psi

UCS	2600	psi		
S1	S3	Pp	CBHFP	
6437,000	5160,000	3214	1078,92832	1078,92832
6437,000	5160,000	3154,48148	1096,90291	1096,90291
6437,000	5160,000	3094,96296	1114,87751	1114,87751
6437,000	5160,000	3035,44444	1132,8521	1132,8521
6437,000	5160,000	2975,92593	1150,82669	1150,82669
6437,000	5160,000	2916,40741	1168,80128	1168,80128
6437,000	5160,000	2856,88889	1186,77588	1186,77588
6437,000	5160,000	2797,37037	1204,75047	1204,75047
6437,000	5160,000	2737,85185	1222,72506	1222,72506
6437,000	5160,000	2678,33333	1240,69965	1240,69965
6437,000	5160,000	2618,81481	1258,67425	1258,67425
6437,000	5160,000	2559,2963	1276,64884	1276,64884
6437,000	5160,000	2499,77778	1294,62343	1294,62343
6437,000	5160,000	2440,25926	1312,59802	1312,59802
6437,000	5160,000	2380,74074	1330,57262	1330,57262
6437,000	5160,000	2321,22222	1348,54721	1348,54721
6437,000	5160,000	2261,7037	1366,5218	1366,5218
6437,000	5160,000	2202,18519	1384,49639	1384,49639
6437,000	5160,000	2142,66667	1402,47099	1402,47099

Continuación:

6437,000	5160,000	2083,14815	1420,44558	1420,44558
6437,000	5160,000	2023,62963	1438,42017	1438,42017
6437,000	5160,000	1964,11111	1456,39476	1456,39476
6437,000	5160,000	1904,59259	1474,36936	1474,36936
6437,000	5160,000	1845,07407	1492,34395	1492,34395
6437,000	5160,000	1785,55556	1510,31854	1510,31854
6437,000	5160,000	1726,03704	1528,29313	1528,29313
6437,000	5160,000	1666,51852	1546,26773	1546,26773
6437,000	5160,000	1607	1564,24232	1564,24232
6437,000	5160,000	1547,48148	1582,21691	1547,48148
6437,000	5160,000	1487,96296	1600,19151	1487,96296
6437,000	5160,000	1428,44444	1618,1661	1428,44444
6437,000	5160,000	1368,92593	1636,14069	1368,92593
6437,000	5160,000	1309,40741	1654,11528	1309,40741
6437,000	5160,000	1249,88889	1672,08988	1249,88889
6437,000	5160,000	1190,37037	1690,06447	1190,37037
6437,000	5160,000	1130,85185	1708,03906	1130,85185
6437,000	5160,000	1071,33333	1726,01365	1071,33333
6437,000	5160,000	1011,81481	1743,98825	1011,81481
6437,000	5160,000	952,296296	1761,96284	952,296296
6437,000	5160,000	892,777778	1779,93743	892,777778

Fuente: Elaboración propia

Tabla 6. Datos curva 2800 psi

UCS	2800	psi		
S1	S3	Pp	CBHFP	
6437,000	5160,000	3214	527,94796	527,94796
6437,000	5160,000	3154,48148	545,922553	545,922553
6437,000	5160,000	3094,96296	563,897145	563,897145
6437,000	5160,000	3035,44444	581,871738	581,871738
6437,000	5160,000	2975,92593	599,84633	599,84633
6437,000	5160,000	2916,40741	617,820923	617,820923
6437,000	5160,000	2856,88889	635,795516	635,795516
6437,000	5160,000	2797,37037	653,770108	653,770108
6437,000	5160,000	2737,85185	671,744701	671,744701
6437,000	5160,000	2678,33333	689,719293	689,719293
6437,000	5160,000	2618,81481	707,693886	707,693886
6437,000	5160,000	2559,2963	725,668479	725,668479
6437,000	5160,000	2499,77778	743,643071	743,643071
6437,000	5160,000	2440,25926	761,617664	761,617664
6437,000	5160,000	2380,74074	779,592256	779,592256
6437,000	5160,000	2321,22222	797,566849	797,566849
6437,000	5160,000	2261,7037	815,541441	815,541441
6437,000	5160,000	2202,18519	833,516034	833,516034
6437,000	5160,000	2142,66667	851,490627	851,490627
6437,000	5160,000	2083,14815	869,465219	869,465219
6437,000	5160,000	2023,62963	887,439812	887,439812
6437,000	5160,000	1964,11111	905,414404	905,414404
6437,000	5160,000	1904,59259	923,388997	923,388997
6437,000	5160,000	1845,07407	941,36359	941,36359
6437,000	5160,000	1785,55556	959,338182	959,338182
6437,000	5160,000	1726,03704	977,312775	977,312775
6437,000	5160,000	1666,51852	995,287367	995,287367
6437,000	5160,000	1607	1013,26196	1013,26196
6437,000	5160,000	1547,48148	1031,23655	1031,23655
6437,000	5160,000	1487,96296	1049,21115	1049,21115
6437,000	5160,000	1428,44444	1067,18574	1067,18574
6437,000	5160,000	1368,92593	1085,16033	1085,16033

Continuación:

6437,000	5160,000	1309,40741	1103,13492	1103,13492
6437,000	5160,000	1249,88889	1121,10952	1121,10952
6437,000	5160,000	1190,37037	1139,08411	1139,08411
6437,000	5160,000	1130,85185	1157,0587	1130,85185
6437,000	5160,000	1071,33333	1175,03329	1071,33333
6437,000	5160,000	1011,81481	1193,00789	1011,81481
6437,000	5160,000	952,296296	1210,98248	952,296296
6437,000	5160,000	892,777778	1228,95707	892,777778

Fuente: elaboración propia

**ANEXO C
POZO C-4**

- 1. Aplicación método Palmer**
 - 1.1. Datos curva 3000 psi**
 - 1.2. Datos curva 3200 psi**
 - 1.3. Datos curva 3400 psi**

Tabla 7. Datos curva 3000 psi

UCS	3000	psi		
S1	S3	Pp	CBHFP	
5197,000	7070,000	3043	389,927	389,927
5197,000	7070,000	2986,64815	417,449244	417,449244
5197,000	7070,000	2930,2963	444,971489	444,971489
5197,000	7070,000	2873,94444	472,493733	472,493733
5197,000	7070,000	2817,59259	500,015978	500,015978
5197,000	7070,000	2761,24074	527,538222	527,538222
5197,000	7070,000	2704,88889	555,060467	555,060467
5197,000	7070,000	2648,53704	582,582711	582,582711
5197,000	7070,000	2592,18519	610,104956	610,104956
5197,000	7070,000	2535,83333	637,6272	637,6272
5197,000	7070,000	2479,48148	665,149444	665,149444
5197,000	7070,000	2423,12963	692,671689	692,671689
5197,000	7070,000	2366,77778	720,193933	720,193933
5197,000	7070,000	2310,42593	747,716178	747,716178
5197,000	7070,000	2254,07407	775,238422	775,238422
5197,000	7070,000	2197,72222	802,760667	802,760667
5197,000	7070,000	2141,37037	830,282911	830,282911
5197,000	7070,000	2085,01852	857,805156	857,805156
5197,000	7070,000	2028,66667	885,3274	885,3274
5197,000	7070,000	1972,31481	912,849644	912,849644
5197,000	7070,000	1915,96296	940,371889	940,371889
5197,000	7070,000	1859,61111	967,894133	967,894133
5197,000	7070,000	1803,25926	995,416378	995,416378
5197,000	7070,000	1746,90741	1022,93862	1022,93862
5197,000	7070,000	1690,55556	1050,46087	1050,46087
5197,000	7070,000	1634,2037	1077,98311	1077,98311
5197,000	7070,000	1577,85185	1105,50536	1105,50536
5197,000	7070,000	1521,5	1133,0276	1133,0276
5197,000	7070,000	1465,14815	1160,54984	1160,54984
5197,000	7070,000	1408,7963	1188,07209	1188,07209
5197,000	7070,000	1352,44444	1215,59433	1215,59433
5197,000	7070,000	1296,09259	1243,11658	1243,11658
5197,000	7070,000	1239,74074	1270,63882	1239,74074

**Tabla 7
(continuación)**

5197,000	7070,000	1183,38889	1298,16107	1183,38889
5197,000	7070,000	1127,03704	1325,68331	1127,03704
5197,000	7070,000	1070,68519	1353,20556	1070,68519
5197,000	7070,000	1014,33333	1380,7278	1014,33333
5197,000	7070,000	957,981481	1408,25004	957,981481
5197,000	7070,000	901,62963	1435,77229	901,62963
5197,000	7070,000	845,277778	1463,29453	845,277778

Fuente: Elaboración propia

Tabla 8. Datos curva 3200psi

UCS	3200	psi		
S1	S3	Pp	CBHFP	
5197,000	7070,000	3043	92,247	92,247
5197,000	7070,000	2986,64815	119,769244	119,769244
5197,000	7070,000	2930,2963	147,291489	147,291489
5197,000	7070,000	2873,94444	174,813733	174,813733
5197,000	7070,000	2817,59259	202,335978	202,335978
5197,000	7070,000	2761,24074	229,858222	229,858222
5197,000	7070,000	2704,88889	257,380467	257,380467
5197,000	7070,000	2648,53704	284,902711	284,902711
5197,000	7070,000	2592,18519	312,424956	312,424956
5197,000	7070,000	2535,83333	339,9472	339,9472
5197,000	7070,000	2479,48148	367,469444	367,469444
5197,000	7070,000	2423,12963	394,991689	394,991689
5197,000	7070,000	2366,77778	422,513933	422,513933
5197,000	7070,000	2310,42593	450,036178	450,036178
5197,000	7070,000	2254,07407	477,558422	477,558422
5197,000	7070,000	2197,72222	505,080667	505,080667
5197,000	7070,000	2141,37037	532,602911	532,602911
5197,000	7070,000	2085,01852	560,125156	560,125156
5197,000	7070,000	2028,66667	587,6474	587,6474
5197,000	7070,000	1972,31481	615,169644	615,169644
5197,000	7070,000	1915,96296	642,691889	642,691889
5197,000	7070,000	1859,61111	670,214133	670,214133
5197,000	7070,000	1803,25926	697,736378	697,736378
5197,000	7070,000	1746,90741	725,258622	725,258622
5197,000	7070,000	1690,55556	752,780867	752,780867
5197,000	7070,000	1634,2037	780,303111	780,303111
5197,000	7070,000	1577,85185	807,825356	807,825356
5197,000	7070,000	1521,5	835,3476	835,3476
5197,000	7070,000	1465,14815	862,869844	862,869844
5197,000	7070,000	1408,7963	890,392089	890,392089
5197,000	7070,000	1352,44444	917,914333	917,914333
5197,000	7070,000	1296,09259	945,436578	945,436578
5197,000	7070,000	1239,74074	972,958822	972,958822

**Tabla 8
(continuación)**

5197,000	7070,000	1183,38889	1000,48107	1000,48107
5197,000	7070,000	1127,03704	1028,00331	1028,00331
5197,000	7070,000	1070,68519	1055,52556	1055,52556
5197,000	7070,000	1014,33333	1083,0478	1014,33333
5197,000	7070,000	957,981481	1110,57004	957,981481
5197,000	7070,000	901,62963	1138,09229	901,62963
5197,000	7070,000	845,277778	1165,61453	845,277778

Fuente: Elaboración propia

Tabla 9. Datos curva 3400 psi

UCS	3400	psi		
S1	S3	Pp	CBHFP	
5197,000	7070,000	3043	-205,433	0
5197,000	7070,000	2986,64815	-177,910756	0
5197,000	7070,000	2930,2963	-150,388511	0
5197,000	7070,000	2873,94444	-122,866267	0
5197,000	7070,000	2817,59259	-95,3440222	0
5197,000	7070,000	2761,24074	-67,8217778	0
5197,000	7070,000	2704,88889	-40,2995333	0
5197,000	7070,000	2648,53704	-12,7772889	0
5197,000	7070,000	2592,18519	14,7449556	14,7449556
5197,000	7070,000	2535,83333	42,2672	42,2672
5197,000	7070,000	2479,48148	69,7894444	69,7894444
5197,000	7070,000	2423,12963	97,3116889	97,3116889
5197,000	7070,000	2366,77778	124,833933	124,833933
5197,000	7070,000	2310,42593	152,356178	152,356178
5197,000	7070,000	2254,07407	179,878422	179,878422
5197,000	7070,000	2197,72222	207,400667	207,400667
5197,000	7070,000	2141,37037	234,922911	234,922911
5197,000	7070,000	2085,01852	262,445156	262,445156
5197,000	7070,000	2028,66667	289,9674	289,9674
5197,000	7070,000	1972,31481	317,489644	317,489644
5197,000	7070,000	1915,96296	345,011889	345,011889
5197,000	7070,000	1859,61111	372,534133	372,534133
5197,000	7070,000	1803,25926	400,056378	400,056378
5197,000	7070,000	1746,90741	427,578622	427,578622
5197,000	7070,000	1690,55556	455,100867	455,100867
5197,000	7070,000	1634,2037	482,623111	482,623111
5197,000	7070,000	1577,85185	510,145356	510,145356
5197,000	7070,000	1521,5	537,6676	537,6676
5197,000	7070,000	1465,14815	565,189844	565,189844
5197,000	7070,000	1408,7963	592,712089	592,712089
5197,000	7070,000	1352,44444	620,234333	620,234333
5197,000	7070,000	1296,09259	647,756578	647,756578
5197,000	7070,000	1239,74074	675,278822	675,278822
5197,000	7070,000	1183,38889	702,801067	702,801067

**Tabla 9.
(continuación)**

5197,000	7070,000	1127,03704	730,323311	730,323311
5197,000	7070,000	1070,68519	757,845556	757,845556
5197,000	7070,000	1014,33333	785,3678	785,3678
5197,000	7070,000	957,981481	812,890044	812,890044
5197,000	7070,000	901,62963	840,412289	840,412289
5197,000	7070,000	845,277778	867,934533	845,277778

Fuente: Elaboración propia