



CARTA DE AUTORIZACIÓN

CÓDIGO

AP-BIB-FO-06

VERSIÓN

1

VIGENCIA

2014

PÁGINA

1 de 1

Neiva, 22 de septiembre de 2017

Señores

CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

Ciudad

El (Los) suscrito(s):

Juan Pablo Ortiz Pizza,

con C.C. No. 1.075.263.542,

Andrés Camilo Toro Álvarez,

con C.C. No.1.094.930.729,

autor(es) de la tesis y/o trabajo de grado o titulado "Estudio Comparativo del Grado de Consolidación y Propiedades Geomecánicas Básicas en Algunas Arenas Productoras de la Cuenca de los Llanos Orientales" presentado y aprobado en el año 2017 como requisito para optar al título de Ingeniero de Petróleos.

Autorizo (amos) al CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN de la Universidad Surcolombiana para que con fines académicos, muestre al país y el exterior la producción intelectual de la Universidad Surcolombiana, a través de la visibilidad de su contenido de la siguiente manera:

- Los usuarios puedan consultar el contenido de este trabajo de grado en los sitios web que administra la Universidad, en bases de datos, repositorio digital, catálogos y en otros sitios web, redes y sistemas de información nacionales e internacionales "open access" y en las redes de información con las cuales tenga convenio la Institución.
- Permita la consulta, la reproducción y préstamo a los usuarios interesados en el contenido de este trabajo, para todos los usos que tengan finalidad académica, ya sea en formato Cd-Rom o digital desde internet, intranet, etc., y en general para cualquier formato conocido o por conocer, dentro de los términos establecidos en la Ley 23 de 1982, Ley 44 de 1993, Decisión Andina 351 de 1993, Decreto 460 de 1995 y demás normas generales sobre la materia.
- Continúo conservando los correspondientes derechos sin modificación o restricción alguna; puesto que de acuerdo con la legislación colombiana aplicable, el presente es un acuerdo jurídico que en ningún caso conlleva la enajenación del derecho de autor y sus conexos.

De conformidad con lo establecido en el artículo 30 de la Ley 23 de 1982 y el artículo 11 de la Decisión Andina 351 de 1993, "Los derechos morales sobre el trabajo son propiedad de los autores", los cuales son irrenunciables, imprescriptibles, inembargables e inalienables.

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

Firma:

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

Firma:

Vigilada Mineducación



TÍTULO COMPLETO DEL TRABAJO: ESTUDIO COMPARATIVO DEL GRADO DE CONSOLIDACION Y PROPIEDADES GEOMECAÑICAS BASICAS EN ALGUNAS ARENAS PRODUCTORAS DE LA CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES

AUTOR O AUTORES:

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
Ortiz Pizza	Juan Pablo
Toro Álvarez	Andrés Camilo

DIRECTOR Y CODIRECTOR TESIS:

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
Sepúlveda Gaona	Jairo Antonio
Briñez	Diego Fernando

ASESOR (ES):

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
Coqueco Vargas	Jesus Ernesto

PARA OPTAR AL TÍTULO DE: Ingeniero de Petróleos

FACULTAD: Ingeniería

PROGRAMA O POSGRADO: Ingeniería de Petróleos

CIUDAD: Neiva, Huila **AÑO DE PRESENTACIÓN:** 2017 **NÚMERO DE PÁGINAS:** 56



TIPO DE ILUSTRACIONES (Marcar con una **X**):

Diagramas X Fotografías___ Grabaciones en discos___ Ilustraciones en general___ Grabados___
Láminas___ Litografías___ Mapas X Música impresa___ Planos___ Retratos___ Sin ilustraciones___
Tablas o Cuadros X

SOFTWARE requerido y/o especializado para la lectura del documento:

MATERIAL ANEXO:

PREMIO O DISTINCIÓN (En caso de ser *LAUREADAS* o *Meritoria*):

PALABRAS CLAVES EN ESPAÑOL E INGLÉS:

<u>Español</u>	<u>Inglés</u>	<u>Español</u>	<u>Inglés</u>
1. Arenamiento	Sanding		
2. Geomecánica	Geomechanics		
3. UCS	UCS		
4. Ventana de Arenamiento	Sanding Threshold		
5. Mapa de Isolineas	Contour Map		

RESUMEN DEL CONTENIDO: (Máximo 250 palabras)

Se presenta una investigación de carácter comparativo, en el que se toma información de una cantidad de pozos presentes en el bloque PTBC, ubicado en la Cuenca de los Llanos Orientales, esto con el fin de dar a conocer el historial de producción y de geología de los pozos en cuestión y entender por qué existen problemas de arenamiento en la mayoría de ellos, sabiendo incluso que tienen sistemas de control de arenas. La información base para el trabajo es la de los registros petrofísicos, haciendo énfasis en el registro especial Sónico Dipolar, cuya interpretación permite hacer cálculos de parámetros geomecánicos para cada pozo, una vez hechos se procede a compararlos con la información disponible de arenamiento y así establecer correlaciones con el fin de entender el fenómeno que aqueja a los pozos del bloque PTBC. Es importante aclarar que esta investigación se realizó meramente con información suministrada y no se hicieron visitas a instalaciones o pozos, ya que el objetivo no era proponer soluciones o validar métodos reales para implementar en campo, éste trabajo fue netamente comparativo y su idea era hacer un estudio base



que pudiese servir en un plazo mediano para otros estudios más profundos y no descartar la posibilidad de su implementación a algún pozo del bloque PTBC.

ABSTRACT: (Máximo 250 palabras)

Is presented a comparative investigation, in which information was taken from several wells of PTBC block, located in Llanos Orientales Basin, with the objective to present production history and geology history of those wells and try to understand why they have sanding problems, even knowing most of them have sand control systems. The key information to develop the investigation is the petro physical data, focusing on the special log called Sonic Dipolar; its interpretation allows making calculations of basic geomechanical properties to each well, when they are done the next step is to compare with allowed sanding information and establish correlations which help to understand sanding phenomenon that



DESCRIPCIÓN DE LA TESIS Y/O TRABAJOS DE GRADO

CÓDIGO

AP-BIB-FO-07

VERSIÓN

1

VIGENCIA

2014

PÁGINA

4 de 5

affect wells of PTBC block. Is important to put in context that this investigation was made strictly with given information and visits to wells or facilities were not made, because the objective was not to propose solutions or validate real methods to implement on field conditions, this work was strictly comparative and the idea was to do a base investigation that could help on a half time for other dipper studies don't waste the chance of the implementation in any well of PTBC block.

APROBACION DE LA TESIS

Nombre Presidente Jurado: Jairo Antonio Sepúlveda

Firma: _____

Vigilada mieducación

La versión vigente y controlada de este documento, solo podrá ser consultada a través del sitio web Institucional www.usco.edu.co, link Sistema Gestión de Calidad. La copia o impresión diferente a la publicada, será considerada como documento no controlado y su uso indebido no es de responsabilidad de la Universidad Surcolombiana.



DESCRIPCIÓN DE LA TESIS Y/O TRABAJOS DE GRADO

CÓDIGO

AP-BIB-FO-07

VERSIÓN

1

VIGENCIA

2014

PÁGINA

5 de 5

Nombre Jurado: Paul Richard Ramírez Perdomo

Firma:

Nombre Jurado: Freddy Humberto Escobar Macualo

Firma:

ESTUDIO COMPARATIVO DEL GRADO DE CONSOLIDACIÓN Y
PROPIEDADES GEOMECÁNICAS BÁSICAS EN ALGUNAS ARENAS
PRODUCTORAS DE LA CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES

JUAN PABLO ORTIZ PIZZA

ANDRÉS CAMILO TORO ÁLVAREZ

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

NEIVA

2017

ESTUDIO COMPARATIVO DEL GRADO DE CONSOLIDACIÓN Y
PROPIEDADES GEOMECÁNICAS BÁSICAS EN ALGUNAS ARENAS
PRODUCTORAS DE LA CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES

JUAN PABLO ORTIZ PIZZA
ANDRÉS CAMILO TORO ÁLVAREZ

Presentado ante la Universidad Surcolombiana
para optar al título de Ingeniero de Petróleos

DIRECTOR: JAIRO ANTONIO SEPÚLVEDA GAONA
INGENIERO DE PETRÓLEOS
MSC EN INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

CODIRECTOR: DIEGO FERNANDO BRÍÑEZ
INGENIERO DE PETRÓLEOS
CEPSA CEPCOLSA

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

NEIVA

2017

Nota de Aceptación



Firma del Director



Firma de Evaluador



Firma de Evaluador

DEDICATORIA

Palabras de Juan Pablo Ortiz: Agradezco con todo el corazón a mis padres y mi abuela por el gran apoyo y paciencia brindada en mi formación como profesional y persona, a mi amigos por hacer esta larga trayectoria llena de muy buenos momentos.

Palabras de Andrés Camilo Toro: Agradezco a Dios, mis padres, amigos, y familiares que de una u otra forma me han aportado fuerza, motivación y consejos para sacar adelante este proyecto, que a pesar de sus altibajos ha logrado salir adelante y poco a poco tener un propósito, espero que sea de utilidad para los colegas que deseen consultar y profundizar su conocimiento en estudios de petrofísica y geomecánica.

AGRADECIMIENTOS

Los autores de este proyecto agradecen principalmente a la Universidad Surcolombiana, Facultad de Ingeniería, Programa de Ingeniería de Petróleos y la empresa Cepsa Cepcolsa por permitir todo el proceso de formación académica a nivel profesional en cada uno de los semestres que transcurrieron a lo largo de estos años, al talento humano del programa conformado por el cuerpo docente de planta y cátedra, cuyo profesionalismo y experiencia estuvo siempre de nuestro lado a pesar de las dificultades presentadas.

TABLA DE CONTENIDO

LISTA DE TABLAS	8
LISTA DE FIGURAS	9
NOMENCLATURA	10
RESUMEN	11
ABSTRACT.....	12
INTRODUCCIÓN.....	13
OBJETIVOS.....	14
OBJETIVO GENERAL.....	14
OBJETIVOS ESPECIFICOS	14
1. ZONA DE ESTUDIO: CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES	15
1.1 ESTRATIGRAFÍA DE LA CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES.....	15
1.1.1. Formación Carbonera	16
2. FUNDAMENTOS TEÓRICOS	17
2.1 REGISTROS DE POZOS	17
2.1.1 Registros de Rayos Gamma.....	17
2.1.2 Registro de Resistividad	18
2.1.3 Registros Neutrónicos.....	18
2.1.4 Registros Sónicos	19
2.1.5 Registro Sónico Dipolar	20
2.2 PARAMETROS GEOMECANICOS BASICOS.....	20
2.2.1 Módulo de Young.....	21
2.2.2 Relación de Poisson	22
2.2.3 Esfuerzo de Compresión no Confinado (UCS).....	23
2.2.4 Presión de Poro	23
2.3 ARENAMIENTO.....	23
2.4 CAUSAS DE LA PRODUCCIÓN DE ARENA.....	25
2.4.1 Factores Geológicos	25
2.4.2 Grado de Consolidación	25
2.4.3 Disminución de la Presión de Poro	26
2.4.4 Tasas de Producción.....	26

2.4.5	Producción de Agua	26
2.4.6	Perforación a Pozos.....	26
2.5	CONSECUENCIAS DEL FENÓMENO DE ARENAMIENTO	27
2.5.1	Arena Acumulada en Fondo de Pozo	27
2.5.2	Arena Acumulada en Equipos de Superficie	27
2.5.3	Colapso de la Formación	27
3.	DESARROLLO DEL PROYECTO	28
3.1	OBTENCIÓN Y ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN	28
3.2	Calculo de UCS y Propiedades Básicas de Geomecanica	32
3.3	Realizacion de Mapas de Isolineas y GRÁFICOS.....	36
4.	ANÁLISIS DE RESULTADOS	39
	CONCLUSIONES.....	54
	RECOMENDACIONES.....	55
	BIBLIOGRAFÍA.....	56

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Valores de onda de viaje de cada litología.....	19
Tabla 2. Clasificación de Rocas según el valor de UCS.....	23
Tabla 3. Información base para la investigación.....	28
Tabla 4. Información de Registros Disponible	29
Tabla 5. Rango de valores de Módulo de Cizalla y Compresibilidad Bruta y su relación numérica para la identificación de arenas fuertes y débiles.	33
Tabla 6. Ecuaciones para la determinación de UCS en areniscas	35
Tabla 7. Interpretación de mapa de isótopos, figura 10, para arena C7A, bloque norte.....	39
Tabla 8. Interpretación de mapa de Isótopos, figura 11, para arena C7B, bloque norte.....	40
Tabla 9. Interpretación mapa de Isótopos, figura 12, para arena C7M, bloque norte.....	41
Tabla 10. Interpretación mapa de Isótopos, figura 13, para arena C71, bloque norte.....	43
Tabla 11. Interpretación mapa de Isótopos, figura 14, para arena C72, bloque norte.....	44
Tabla 12. Interpretación mapa de Isótopos, figura 15, para arena C73, bloque norte.....	45
Tabla 13. Interpretación mapa de isótopos, figura 16, para arena C7A, bloque sur.....	45
Tabla 14. Interpretación mapa de isótopos, figura 17, para arena C7B, bloque sur.....	47
Tabla 15. Interpretación mapa de isótopos, figura 18, para arena C7M, bloque sur.....	48
Tabla 16. Interpretación mapa de isótopos, figura 19, para arena C71, bloque sur.....	49
Tabla 17. Interpretación mapa de isótopos, figura 20, para arena C72, bloque sur.....	51
Tabla 18. Interpretación mapa de isótopos, figura 21, para arena C73, bloque sur.....	52

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Columna Estratigráfica Generalizada de la Cuenca de los Llanos Orientales	16
Figura 2. Ilustración fenómeno de arenamiento	24
Figura 3. Registros Gamma Ray. Resistividad y Porosidad	31
Figura 4.Registro Sónico Scanner, Relación de Poisson y Módulo de Young	32
Figura 5. Registros de Compresibilidad Bruta, Módulo de Cizalla y relación entre Módulo de Cizalla y Compresibilidad Bruta cada uno con su límite de generación de arenamiento.....	34
Figura 6. Registros de Gama Ray, Porosidad, Sonico Escaner, y Ecuaciones Dt-Formel (Raaen y compañía, 1996) y Dt Cubed-Sand (Chang y compañía, 2006).....	36
Figura 7. Grafica UCS vs Porosidad para la arena C7M.....	37
Figura 8. Mapa de Isolíneas de la arena C7M del bloque norte	38
Figura 9. Mapa de Isolíneas de la arena C7A del bloque sur	38
Figura 10. Mapa de Isolíneas para el bloque norte, arena C7A.....	39
Figura 11. Mapa de Isolíneas para el bloque norte, arena C7B.....	40
Figura 12. Mapa de Isolíneas para el bloque norte, arena C7M.....	41
Figura 13. Mapa de Isolíneas del bloque norte, arena C71.	42
Figura 14. Mapa de Isolíneas del bloque norte, arena C72.	43
Figura 15. Mapa de Isolíneas del bloque norte, arena C73.	44
Figura 16. Mapa de Isolíneas del bloque sur, arena C7A.....	45
Figura 17. Mapa de Isolíneas para el bloque sur, arena C7B.....	46
Figura 18. Mapa de Isolíneas del bloque sur, arena C7M.....	48
Figura 19. Mapa de Isolíneas del bloque sur, arena C71.	49
Figura 20. Mapa de Isolíneas del bloque sur, arena C72.	50
Figura 21. Mapa de Isolíneas del bloque sur, arena C73.	52

NOMENCLATURA

C_b : compresibilidad bruta, psi

ρ_b : densidad bruta, g/cm^3

DTS: tiempo de viaje de onda de corte, $\mu s/ft$

DTC: tiempo de viaje de onda de compresión, $\mu s/ft$

E: módulo de Young

G: módulo de cizalla, psi

δ : esfuerzo vertical

ϵ : deformación axial

ν : relación de Poisson

RHOB: densidad volumétrica, g/cm^3

UCS: resistencia uniaxial no confinada, psi

ϕ : porosidad

RESUMEN

Los problemas de arenamiento presentes en los campos del Bloque PTBC de la cuenca de los Llanos Orientales, son la principal fuente de las diversas dificultades operativas y han sido uno de los temas más discutidos por CEPSA S.A después de la adquisición del campo en el año 2008; el arenamiento no solo aumenta los costos operativos, sino que también disminuye el índice de productividad de mucho de los pozos del campo en cuestión.

En este trabajo, se presenta una investigación de carácter comparativo realizada en 23 pozos del Bloque PTBC, que tuvo como objetivo entender el grado de consolidación y el comportamiento del fenómeno de arenamiento a lo largo del Bloque, mediante la caracterización y clasificación de las arenas productoras en términos de geomecánica, usando registros eléctricos.

Los registros suministrados por CEPSA S.A., específicamente los registros sínicos dipolares, permitieron caracterizar las distintas arenas productoras en términos de geomecánica mediante el cálculo del Módulo de Young, relación de Poisson, Módulos de Cizalla, Compresibilidad Bruta y Resistencia a la Compresión No confinada (UCS), y con la ayuda de los registros básicos (Gamma Ray, Densidad – Neutrón, y Resistividad) se clasificaron las arenas con base en su grado de consolidación.

Como era de esperar, se encontró que los problemas de arenamiento son más frecuentes en las arenas de bajo espesor, concluyéndose que a mayor espesor mayor será el grado de consolidación y por lo tanto menor será la posibilidad de arenamiento, lo cual se evidencia en el historial de producción. Además, mediante la zonificación en términos de grado de consolidación, se encontró que la zona norte es más propicia a arenamiento que la zona sur del Bloque.

Es importante aclarar que la presente investigación no pretende sugerir rediseño de los sistemas de completamiento, ni realizar un modelo geomecánico global para todo el bloque; únicamente se limita a comparar información real de campo con aspectos teóricos de geomecánica básica con el fin de establecer una relación con el problema de arenamiento, partiendo del valioso aporte de las lecturas que arroja el registro sínico dipolar.

ABSTRACT

The problems of sand production present in the fields of the PTBC Block, the Llanos Orientales basin, are the main source of the various operational difficulties and have been one of the most discussed subjects by CEPSA S.A after the acquisition of the field in 2008; Sand production not only increases operating costs, but also lowers the productivity index of much of the field's wells under study. In this article, we present a comparative research carried out in 23 wells of the PTBC Block, whose objective was to understand the degree of consolidation and the behavior of the sand production phenomenon throughout the Block, through the characterization and classification of producing sands in terms of geomechanics, using electrical logs. Logs supplied by CEPSA SA, specifically the dipolar sonic registers, allowed to characterize the different producing sands in terms of geomechanics by means of the calculation of the Young's Modulus, Poisson's ratio, Shear Modulus, Bulk Compressibility and Unconfined Compressive Strength (UCS), And with the aid of the basic electrical records (Gamma Ray, Density - Neutron, and Resistivity) the sands were classified based on their degree of consolidation. As expected, it was found that the sanding problems are more frequent in the low-thickness sands, concluding that the greater the thickness the greater the degree of consolidation and therefore the less the possibility of sanding, which is evidenced in the Production history. In addition, through the zoning in terms of degree of consolidation, it was found that the northern zone is more propitious to sand production than the southern zone of the Block. It is important to clarify that the present investigation does not aim to suggest to redesign of the completion systems, nor to make a global geomechanical model for the whole block; limited to compare actual field data and analyze it them available literature on geomechanics and sanding in order to establish a close relationship between the two topics.

INTRODUCCIÓN

El fenómeno de arenamiento ha sido un problema de la industria petrolera debido al enorme costo operativo y de seguridad que implica. A lo largo de las últimas décadas múltiples autores han dedicado parte de su experiencia académica a estudiar desde la física de yacimientos el comportamiento de este fenómeno, las condiciones en que suele presentarse y las formas de contrarrestarlo de la mejor manera con el fin de preservar la operación óptima, segura y económica de los yacimientos productores a lo largo del mundo. Sin embargo, no se han logrado resultados muy concretos en algunas zonas del mundo, en algunos casos ha aumentado el riesgo y la incertidumbre en la operación de campos y pozos.

Las causas comunes para la presencia de este problema radican en el desconocimiento geológico y geomecánico de las cuencas productoras, y la desactualización de este tipo de información. Millones de dólares invertidos en costosos sistemas de completamiento para control de arenas y los resultados no siempre son los esperados, tasas de producción de arenas en incremento y los riesgos económicos y operativos más latentes.

Este documento presenta una investigación de carácter comparativo, en la que se estudia el perfilaje de una serie de pozos ubicados en la Cuenca de los Llanos Orientales en el bloque PTBC, inicialmente fueron 55 y están ubicados en los campos PTFU, PTFJW, PTFCS, PTFP, PTFE y PTFTS son seleccionados para el estudio y filtro inicial. Con base en la disponibilidad de información y condiciones operativas se hace una clasificación para reducir el número de pozos candidatos que serán usados durante esta investigación, con base en ciertos parámetros se estructura una matriz heurística que permite una mejor clasificación de los pozos. Una vez seleccionados se procede a estudiar detalladamente su información petrofísica, geológica, datos de perforación y completamiento, yacimientos y producción, intervenciones. Seguidamente se hace una zonificación con el fin de conocer de manera más clara las áreas que son críticas para la ocurrencia del arenamiento, luego de cargar toda la información petrofísica disponible se realiza una comparación con el comportamiento geomecánico de esas formaciones y para ello se estima el parámetro de "esfuerzo de compresión no confinado", (UCS) con el fin de conocer la respuesta geomecánica de las formaciones ante los esfuerzos que puedan actuar sobre ellas por cualquier causa inherente a la operación de cada pozo. Finalmente comparar cualquier eventualidad o dato encontrado y cruzarlo en mapas de isolíneas y así encontrar si existe una relación estrecha entre los parámetros geomecánicos y el arenamiento, descartando o soportando la hipótesis que se busca resolver con esta investigación.[1]

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Realizar una clasificación de las zonas de interés a partir del grado de consolidación y así mismo establecer una relación con el arenamiento en las zonas estudiadas.

OBJETIVOS ESPECIFICOS

- Conocimiento del problema.
- Interpretación de la información petrofísica disponible.
- Cálculo de propiedades geomecánicas básicas.
- Establecimiento de relación entre propiedades geomecánicas y arenamiento.
- Trazado de mapas de isólinas y clasificación de zonas estudiadas con base en dichos mapas.

1. ZONA DE ESTUDIO: CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES

La cuenca es asimétrica y se extiende desde los afloramientos de rocas cristalinas del Pre-Cámbrico en el Escudo de la Guayana (Río Orinoco-Río Guaviare) hasta el piedemonte del Cinturón Orogénico del Sistema Andino específicamente la Cordillera Oriental en donde el basamento alcanza profundidades de 8.500 metros aproximadamente. El grado de deformación estructural decrece de Oeste hacia Este a través de la cuenca. Los pliegues de cabalgamiento que originan largos anticlinales cerca al piedemonte andino disminuyen en magnitud hacia el Oriente hasta convertirse en pequeñas estructuras anticlinales asociadas a fallas normales de poco desplazamiento.

Se reconocen tres provincias tectónicas en la Cuenca de los Llanos Orientales:

- Provincia Norte, se localiza al norte del río Casanare, con presencia de fallas de rumbo con dirección N 30° E asociadas con fallas normales sintéticas.
- Provincia Central, entre el río Casanare al norte y río Humea al sur, con presencia de fallas normales antitéticas subparalelas con dirección NE-SW y NW-SW y cuenta también con algunas fallas normales sintéticas de orientación similar localizadas hacia el oriente.
- Provincia Sur, localizada entre el río Humea y la Sierra de La Macarena, cuenta con presencia de fallas tanto inversas como de cabalgamiento cuya dirección predominante es NE-SW, cuyo plano de falla queda inclinado hacia la parte más profunda de la cuenca.

1.1 ESTRATIGRAFÍA DE LA CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES.

Como roca generadora, se tiene a la formación Gachetá, con un TOC que oscila entre 1 y 3 %, con kerógeno bueno a muy bueno tipo II y III, cuenta con un espesor efectivo entre 50 y 100 metros. La roca yacimiento la conforman cuatro secuencias estratigráficas: formación Carbonera, formación Mirador, formación Guadalupe y formación Une. Son areniscas con valores de porosidad que oscilan entre el 10 y 30 %. La roca sello la conforman las formaciones León y Carbonera en ciertos intervalos, también algunas secciones lutíticas de las formaciones Guadalupe y Gachetá. El sello original lo conforman arcillas locales. Como se encuentra en una secuencia de piedemonte, la madurez térmica está en la ventana de gas y petróleo. El contenido de materia orgánica (TOC), generalmente es del 2% aunque en algunos tramos puede ser superior. Los tipos de kerógeno que produce son de piedemonte y antepaís. Su potencial de generación está entre 0 y 90HC/g de roca. Los tipos de petróleo que producen son variados, desde pesados a condensados con una calidad buena en la zona del piedemonte y extremo norte de la cuenca.

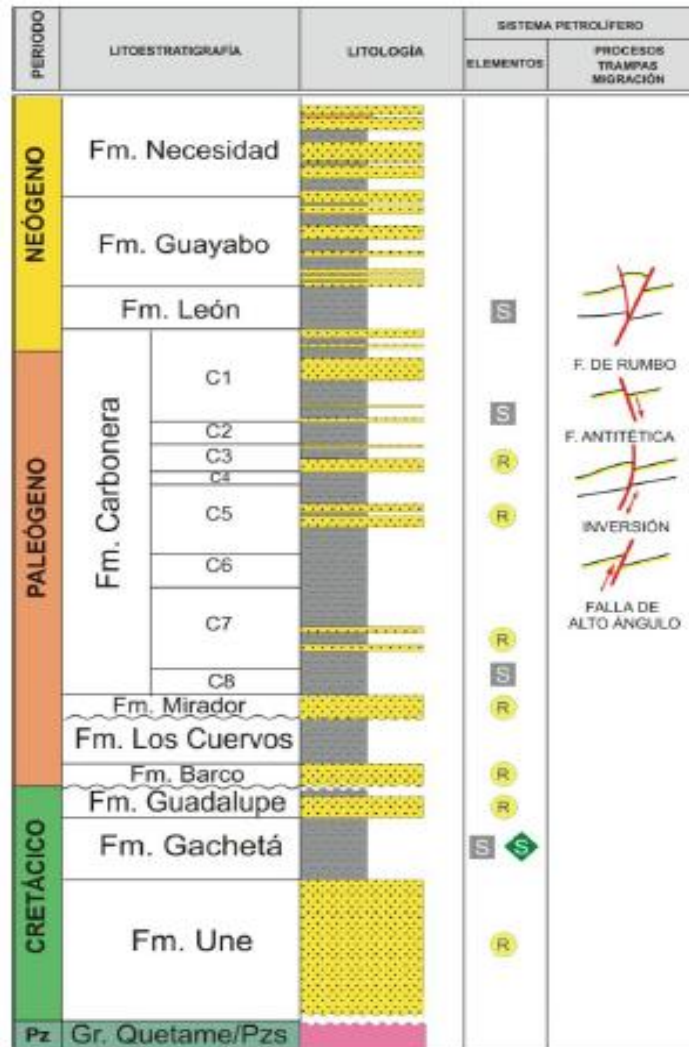


Figura 1. Columna Estratigráfica Generalizada de la Cuenca de los Llanos Orientales

1.1.1. Formación Carbonera

Consiste en una serie alternante de areniscas, arcillolitas grises a grises verdosas, marrón, limolitas y carbones. Las areniscas son de mayor proporción hacia la parte superior e inferior de la sección; los lentes de carbón son comunes hacia la parte inferior de la sección. La amplia distribución de mantos de carbón y de fósiles vegetales indica un origen generalmente no marino. Esta formación ha sido dividida en ocho miembros (Carbonera C1 al C8) que forman cuatro pares. Cada par consiste en un miembro superior formado por intercalaciones de areniscas de origen fluvial y arcillas, y un miembro inferior constituido por arcillolitas que fueron depositadas en un ambiente de planicies costeras. Esta formación presenta un acuñaamiento en dirección Este con espesores que varían entre 2600' y 1200'.

2. FUNDAMENTOS TEÓRICOS

2.1 REGISTROS DE POZOS

Los registros de pozos se obtienen al bajar al fondo del pozo herramientas por medio de un cable conductor el cual las conecta con un ordenador en superficie, éste procesa toda la información que envían dichas herramientas en tiempo real con lo que es posible generar un perfil básico de las formaciones por las que el pozo tiene su trayectoria, dichas mediciones se hacen cada medio pie (0,5ft) desde fondo hacia arriba.

Los registros se convierten entonces en una herramienta valiosa para poder evaluar las formaciones, zonas objetivo, secuencias estratigráficas, correlación entre pozos de un mismo campo e incluso entre campos distintos; lo anterior se refiere a una evaluación cualitativa. Al determinar características tales como resistividad, porosidad, saturación, permeabilidad, se hace referencia a una evaluación cuantitativa la cual es importante para la identificación de las zonas con hidrocarburos, cálculo de espesor neto y estimación de reservas.

2.1.1 Registros de Rayos Gamma

Usados para la identificación de la litología del subsuelo, se busca diferenciar las formaciones que tengan potencial de almacenamiento de hidrocarburos (formaciones porosas y permeables), también identificar formaciones arcillosas con el fin de tomar medidas preventivas y evitar problemas a la hora de atravesar dichas zonas. Estos registros tienen también las siguientes aplicaciones:

- Identificación de topes de formaciones que permitan establecimiento de correlaciones litológicas entre pozos.
- Determinación del contenido de arcilla con el fin de verificar el grado de calidad de la roca yacimiento.
- A partir de la forma que tome el registro, se puede definir cambios de facies de los ambientes sedimentarios.
- Permite la ubicación precisa a la profundidad requerida de las herramientas de muestreo y cañoneo en pozos con revestimiento cuando se corre la herramienta CCL (Registro de Correlación).

2.1.2 Registro de Resistividad

Estos registros en conjunto con los de potencial espontáneo fueron los más usados en la industria petrolera por un período de 25 años aproximadamente, posteriormente se fueron presentando modificaciones en las herramientas las cuales permitían ajustes en los arreglos de las bobinas de corriente con lo que se lograban mediciones más precisas. Se tiene entonces el siguiente orden de implementación de registros con base en que fueron apareciendo a lo largo de la historia: registros de resistividad convencionales, registros de inducción electromagnética, lateroperfiles, registros de microrresistividad, registros dieléctricos y registros con imágenes de microrresistividad. Estos registros deben ser corridos en pozos con lodos conductivos, además tienen los siguientes usos:

- Diferenciación de zonas de acuíferos y de hidrocarburos.
- Identificar zonas permeables.
- Estimar porosidad.
- Medición de los parámetros R_t y R_{xo} . (Resistividad de Zona Virgen y Resistividad de Zona Lavada).

El problema fundamental es conocer el valor de la resistividad de la formación en la zona donde no hubo invasión del lodo por filtrado, el medio no es infinito debido a que el espesor de las formaciones litológicas es finito delimitado por un tope y una base, por lo que los valores de resistividad cambian drásticamente por acción de capas adyacentes. [2]

2.1.3 Registros Neutrónicos

Los registros neutrónicos se emplean principalmente para delinear formaciones porosas y para determinar su porosidad. Este registro responde inicialmente a la cantidad de hidrogeno presente en la formación, por tal motivo en formaciones limpias cuyos poros pueden estar llenos de agua, gas o petróleos, este registro nos da el valor aproximado del espacio real o bien el volumen de poros lleno de fluidos. Su principio básico se fundamenta en una fuente radiactividad en la sonda que emite constantemente neutrones de alta energía, estos neutrones chocan con los núcleos de los materiales de la formación en lo que podría considerarse colisiones elásticas. La desaceleración de los neutrones se debe en gran parte a la cantidad de hidrógenos de la formación, debido a las colisiones sucesivas, es decir, responden principalmente a la cantidad de hidrógeno en la formación. Por lo tanto, en formaciones limpias cuyos poros se encuentren saturados con agua o hidrocarburo, el registro reflejará la cantidad de porosidad saturada.

Las zonas de gas con frecuencia pueden identificarse al comparar este registro con otro registro de porosidad o con un análisis de muestras. Una combinación del

registro de neutrones con uno o más registros de porosidad proporcionan valores más exactos de porosidad y contenido de arcilla así como también permiten identificar litología.

2.1.4 Registros Sínicos

Usados principalmente para la estimación de la porosidad, se tienen como una de las herramientas de registro más versátiles a la hora de evaluar formaciones, además de tener las siguientes aplicaciones:

- Identificación y diferenciación litológica.
- Identificación de zonas de gas.
- Determinación de propiedades geomecánicas tales como: V_c y V_s (Velocidad de ondas P y ondas S), módulos elásticos, presión de poro, gradientes de fractura, anisotropías, esfuerzos in situ.
- Calidad de adherencia del cemento.

Para determinar la porosidad con este tipo de registros, es necesario conocer el valor del tiempo de tránsito interválico de una onda compresional frente a la zona de interés (Δt_c) el cual es función de la porosidad de la formación, litología y matriz de la formación, fluido presente en la zona lavada. Esto quiere decir que debe conocerse previamente la litología de la zona de interés y el tipo de lodo usado, lo anterior se relaciona estrechamente con el tiempo de viaje de la onda compresional en la matriz rocosa (Δt_{ma}), este valor es aproximadamente constante para cada litología y se presenta a continuación en la Tabla 1:

Tabla 1. Valores de onda de viaje de cada litología

MATRÍZ	V_{ma} (ft/sec)	Δt_{ma} (μsec/ft)	Δt_{ma} (μsec/ft) más usada
Arenisca	18000 - 19500	55.5 - 51.0	55.5 – 51.0
Caliza	21000 - 23000	47.6 - 43.5	47.6
Dolomita	23000 - 26000	43.5 - 38.5	43.5
Anhidrita	20000	50.0	50.0
Sal	15000	66.7	67.0
Casing (hierro)	17500	57.0	57.0
Shale	6000 - 16000	167 - 62.5	-

Tomado de Camargo Puerto, 2008, Interpretación de Perfiles de Pozo Abierto, p153 sección 7-7, tabla originalmente tomada de Schlumberger 1972.

2.1.5 Registro Sónico Dipolar

Es una herramienta diseñada con el fin de mejorar las medidas obtenidas por las herramientas de registro sónicas convencionales. La medición de lentitudes (inverso de la velocidad de las ondas P y S) se volvió más exacta gracias a las modificaciones del diseño propuesto para estas herramientas. Se logra caracterizar de una forma más completa las variaciones de la lentitud lo que permite caracterizar los cambios de las propiedades de las unidades geológicas en los contextos "Distancia y Dirección". Debido a que las variaciones en las propiedades se dan en todas las direcciones, se puede asumir entonces que el pozo está en un sistema de coordenadas cilíndricas en 3D: axial, radial y acimutal. Los cambios en las propiedades se dan a lo largo del pozo, perpendicular al eje del mismo, o en su alrededor. Se sabe que las variaciones axiales se presentan en pozos verticales que atraviesan capas horizontales, éstas indican modificaciones en litología, contenido de fluidos, permeabilidad y porosidad. Por otra parte las variaciones radiales se dan por la no uniformidad en la distribución de los esfuerzos, lo que conlleva alteraciones mecánicas o químicas en la vecindad del pozo durante la perforación. Las variaciones acimutales indican anisotropía por acción de la estratificación de los granos de las rocas, fracturas alineadas o por acción de esfuerzos diferenciales. Esta herramienta tiene la ventaja de usarse tanto en hueco abierto como revestido, lo que permite hacer un seguimiento exacto de los efectos mecánicos de la producción sobre la formación. Y esto es importante de evaluar ya que algunas formaciones experimentan compactación o debilitamiento con el paso del tiempo como resultado del depleción y reducción de la presión del yacimiento como consecuencia de la producción, también los trabajos de inyección impactan de esta manera las formaciones por lo que el uso de esta herramienta es vital para evaluar dichos impactos. Es importante resaltar de esta herramienta que tanto la evaluación de la integralidad del pozo como de las propiedades de las rocas en la misma bajada reduce mucho los costos de operaciones de pozo y movilización. [3]

2.2 PARAMETROS GEOMECANICOS BASICOS

El comportamiento geomecánico de las formaciones es algo de suma importancia y que debe ser estudiado con detenimiento ya que contribuye a la optimización las operaciones de perforación, completamiento y producción. Dando un enfoque neto en el desempeño del yacimiento, se aplica la geomecánica cuando ocurre lo siguiente durante la etapa productiva de un pozo:

- Cambio en los esfuerzos de las formaciones.
- Compactación del yacimiento.
- Señales de subsidencia en superficie.
- Deformación y daños del revestimiento.

- Arenamiento

La geomecánica de la formación cambia una vez se inicia el proceso de perforación ya que por acción del lodo hay modificaciones en los esfuerzos en la cara del pozo, ejerciendo entonces una presión sobre las paredes en la zona. Estos cambios en los esfuerzos conllevan a cedencia o fractura de las rocas además de presentarse cambios en las velocidades de las ondas compresionales y de corte.

Estos parámetros geomecánicos son estimados actualmente gracias a los avances de las herramientas de registro sísmico, permitiendo incluso el trazado de mapas de isolíneas en donde se representan todas estas variaciones, incluso en 3D con el fin de visualizar mejor dichos cambios especialmente en las cercanías de la cara del pozo; la estimación de estos cambios dependen del parámetro discriminatorio "azimut" y también de la distancia radial desde la cara de pozo. Con estos dos valores de referencia es posible conocer el comportamiento de los esfuerzos de las formaciones una vez aparezcan las variaciones de dichas velocidades.

También a partir de correlaciones basadas en estos registros es posible calcular el esfuerzo de compresión no confinado (UCS), la herramienta sísmica permite hacer un perfil radial del comportamiento y cambios de las velocidades de onda, el cual es comparado con la estimación de la magnitud de la zona que presenta cedencia; cotejando mediciones es posible hacer predicciones acertadas del comportamiento geomecánico sin importar la profundidad. [4]

2.2.1 Módulo de Young

Parámetro geomecánico que indica la rigidez de las rocas y que además indica qué tanta capacidad tienen las formaciones de soportar esfuerzos de corte, compresión, cizalla entre otros. Además estima el comportamiento elástico según sea la dirección de aplicación de los esfuerzos. Matemáticamente se representa como la relación entre el esfuerzo aplicado en sentido perpendicular y la deformación axial de un material.

$$E = \frac{\delta}{\varepsilon} \quad (\text{ec.2.1})$$

En donde δ es el esfuerzo aplicado, y ε es la deformación en sentido axial. Hay una expresión que permite calcular el módulo de Young partir de registros sísmicos, fundamental para el desarrollo del trabajo planteado en la investigación, y la expresión es la siguiente:

$$E = 2 * 13475 * \left(\frac{1 + \nu + RHOB}{DTS^2} \right) \quad (\text{ec. 2.2})$$

Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos (2012), Integración de la digitalización y análisis de núcleos en la cuenca de los Llanos orientales, Colombia. Informe, página 147.

En donde E es el módulo de Young (psi), RHOB es la densidad volumétrica (g/cm^3), leída a partir de los registros de densidad, DTS es el tiempo de viaje de la onda de corte ($\mu\text{s/ft}$).

Para formaciones no consolidadas toma valores entre 0,5 y 5 millones de psi. Para las formaciones consolidadas su rango de valores está entre 5 millones y 12 millones de psi. Este rango de valores se ve afectado por la anisotropía del yacimiento.

2.2.2 Relación de Poisson

Coefficiente que relaciona la deformación transversal y longitudinal cuando las rocas se ven sometidas a esfuerzos compresivos y de tensión, experimentando acortamiento o alargamiento. En rocas consolidadas toma un valor entre 0,14 y 0,3; en rocas no consolidadas toma valores entre 0,3 y 0,45. Matemáticamente se representa así:

$$\nu = - \frac{\epsilon_{transversal}}{\epsilon_{axial}} \quad (\text{ec.2.3})$$

Es posible calcular este parámetro geomecánico a partir de las curvas de los registros sínicos, la expresión es la siguiente:

$$\nu = \frac{\frac{DTS^2}{DTC^2} - 2}{2 * \frac{DTS^2}{DTC^2} - 2} \quad (\text{ec.2.4})$$

Fuente: Barree, R. D., Gilbert, J. V., & Conway, M. (2009). Stress and rock property profiling for unconventional reservoir stimulation.

En donde DTC es el tiempo de viaje de la onda compresional y DTS es el tiempo de viaje de la onda de corte ($\mu\text{s/ft}$).

2.2.3 Esfuerzo de Compresión no Confinado (UCS)

Es el máximo esfuerzo de compresión axial que pueden soportar las rocas bajo condiciones de no confinamiento y en donde la aplicación de los esfuerzos se da a lo largo de un eje del material. Indica una medida de la resistencia de las rocas, además de su grado de consolidación, y puede tomar diferentes rangos de valores, tal como se ilustra en la siguiente tabla:

Tabla 2. Clasificación de Rocas según el valor de UCS

CLASIFICACIÓN DE ROCA	RANGO DE UCS (psi)
Resistencia Muy Alta	Mayores a 32000 psi
Resistencia Alta	14000-32000 psi
Resistencia Media	8000-14000 psi
Resistencia Baja	4000-8000 psi
Resistencia Muy Baja	0-4000 psi

Fuente: D.U. Deere, R.P. Miller. University of Illinois (1967), Engineering classification and index properties for intact rock, pagina 11.

2.2.4 Presión de Poro

Es la presión que ejerce un fluido presente en una roca sobre los poros debido a una columna hidrostática, cuando las rocas permeables se compactan, los fluidos intersticiales soportan toda la columna suprayacente de roca que genera presiones de formación anormales, esto se da por la acción de la presión de poro.[5]

2.3 ARENAMIENTO

La producción de arena se presenta cuando una cantidad pequeña o significativa es producida junto con los fluidos hidrocarburos, la posibilidad de ocurrencia aumenta cuando las formaciones de interés tienen características de baja consolidación y baja cementación de los granos. El tamaño de los fragmentos de arena se clasifica entre 2mm y 0,063mm. Cuando se presenta este problema debe estudiarse la posibilidad de instalar un completamiento de control de arena con el fin de mitigar de manera temprana los efectos que conlleva el arenamiento, puesto que implica riesgos operativos sumamente complejos, los cuales pueden ser:

- Fallas en los equipos de fondo y superficie.
- Inestabilidad de pozo.
- Colapso en la tubería de revestimiento.
- Problemas ambientales en la disposición de los residuos arenosos.

- Aumento de costos de intervención a pozos.
- Desgaste y ruptura de líneas de flujo, ocasionando fugas.

Curiosamente, el problema de arenamiento es una muestra de "mejora" en la permeabilidad del yacimiento. Se tiene entonces tres situaciones que argumentan esta posibilidad:

- Dilatación sobre un gran volumen del yacimiento.
- Creación de nuevos canales de flujo.
- Aparición y localización de zonas de cizalla.

Cuando el fenómeno de arenamiento está en sus etapas iniciales ocurre la formación de un arco de arena cerca de los perforados y cuya característica es la de tener una resistencia que soporte los esfuerzos verticales. Este arco luego tiene una estructura estable que permite actuar como filtro, es decir, permite un tiempo determinado el paso de una cantidad aceptable de arena hasta que cese y así disminuir progresivamente el paso de arena como se ilustra en la Figura 1.

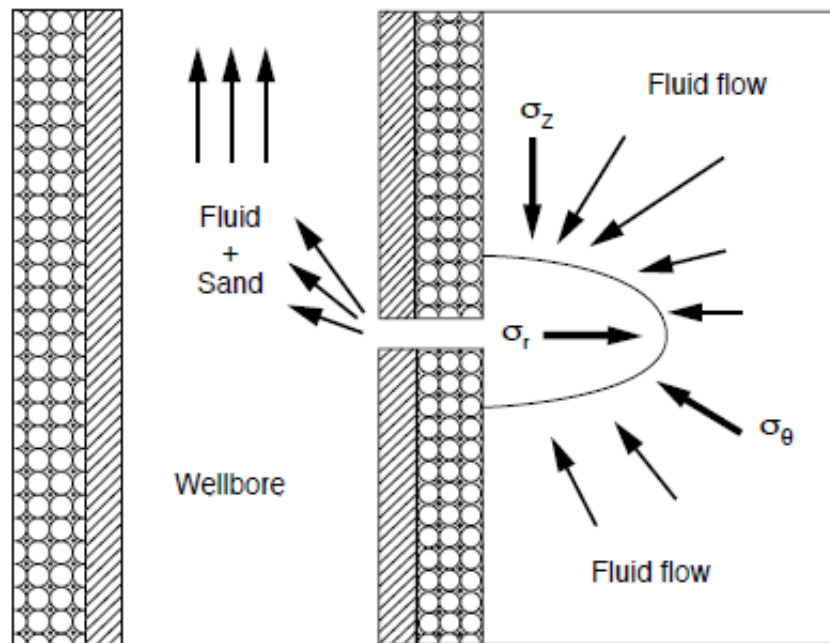


Figura 2. Ilustración fenómeno de arenamiento

Fuente: M.N. Al-Awad, S.E.M. Desouky. Petroleum Engineering Department, College of Engineering. Prediction of Sand Production from a Saudi Sandstone Reservoir. Publicado originalmente en: Revue De 'L Institut Francais Du Pétrole. Vol.52. N°4. Julio de 1997.

Otro factor que es importante considerar en el análisis del problema de arenamiento es la tasa de flujo con la que se producen los hidrocarburos. Cuando las tasas de producción son altas, se crea un efecto tangencial en la cara del pozo y en las paredes de las zonas cañoneadas, a medida que ese efecto tangencial

aumenta, se exceden los esfuerzos de la formación hasta causar rupturas y así se produce una desconsolidación inicial de la formación, consecuentemente la arena empieza a producirse [6].

2.4 CAUSAS DE LA PRODUCCIÓN DE ARENA

El arenamiento es un fenómeno complejo debido a los mecanismos de falla diferentes en que interviene y sus diferentes impactos a las operaciones de la industria petrolera; tal es su complejidad que incide directamente en las zonas más críticas del pozo: la cara, los perforados; además de las propiedades del sistema roca-fluido. Se deben considerar ciertos factores que describen el porqué de la ocurrencia de esta problemática, se mencionan a continuación.

2.4.1 Factores Geológicos

En los yacimientos que producen de formaciones de areniscas por lo general experimentan esta condición, siempre que exista tendencia a formaciones débiles, poco consolidadas y con poca cementación intergranular. Las areniscas de edad terciaria tienen mayores posibilidades de presentar este problema a mediano plazo, debido a que las rocas de esa edad geológica no tienen buena consolidación, la cementación de los granos también es baja.

2.4.2 Grado de Consolidación

Depende de la edad geológica de las formaciones, como se ha mencionado anteriormente las unidades geológicas de edad terciaria presentan mayor probabilidad de sufrir arenamiento. La baja consolidación, la poca cementación intergranular son características muy comunes en las areniscas de esta edad. En términos de geomecánica, estas rocas presentan una resistencia a la compresión baja, la cual ronda los 1000psi.

2.4.3 Disminución de la Presión de Poro

La reducción de la presión en los yacimientos es un proceso progresivo, con el tiempo la capacidad de soportar las capas suprayacentes se pierde a medida que la producción continúa, lo que aumenta los esfuerzos sobre las zonas de interés hasta el punto en que la roca se desconsolide y los fragmentos de arena empiecen a migrar. En casos más severos se presenta subsidencia en la superficie.

2.4.4 Tasas de Producción

Desde el momento de producción de una arena de interés, se genera un diferencial de presión porque se rompe el equilibrio que se tenía inicialmente, además se combinan fuerzas de arrastre producto del caudal y su consecuencia es superar la resistencia a la compresión que tienen las formaciones. Obviamente la viscosidad y el régimen de flujo inciden de diferentes formas en la aparición de dichas fuerzas de arrastre, así que su impacto varía según el tipo. Se sabe que el arrastre relaciona la fuerza del flujo que el fluido lleva, con la velocidad y su viscosidad. La mojabilidad también incide en la aparición de este problema.

2.4.5 Producción de Agua

El arenamiento puede ocurrir cuando el corte de agua aumenta drásticamente en un pozo, en un caso cuando la arena es mojada en su totalidad por agua. En este contexto, el agua se adhiere a los granos de arena, afectando la tensión superficial y la cohesión intergranular. Además afecta la estabilidad del arco de arena que se forma en las etapas tempranas del arenamiento. En otro caso, el agua producida interfiere en el diferencial de presión en la zona cercana a la cara de la formación, y como consecuencia se forma una fuerza de cizalla que impacta los granos de la arena.

2.4.6 Perforación a Pozos

Cuando se perfora un pozo, se rompe las condiciones de equilibrio que tienen las secuencias geológicas, si las prácticas de perforación no son las adecuadas se genera un impacto y daño a la formación grande, esto depende del grado de consolidación de las formaciones a perforar [7].

2.5 CONSECUENCIAS DEL FENÓMENO DE ARENAMIENTO

Este problema tiene un comportamiento progresivo, dependiendo de las condiciones geológicas y operativas sus efectos se notan a mediano o corto plazo. Sea una u otra condición, los costos operativos se incrementan cuando el problema no tiene más alternativa que modificar el sistema de completamiento al instalar herramientas para el control de arenas.

2.5.1 Arena Acumulada en Fondo de Pozo

Esta acumulación depende de la velocidad de flujo y propiedades de los fluidos, cuando la velocidad es baja la arena suele acumularse en el fondo a un punto de taponar las perforaciones en los intervalos productores, también ocasionar obstrucción en el tubing y en los sistemas de levantamiento; aparte de las secuelas de la erosión.

2.5.2 Arena Acumulada en Equipos de Superficie

Dependiendo de la velocidad de flujo, la arena puede acumularse en los sistemas de separación y tratamiento de crudo, tales como separadores, calentadores, tratadores. La erosión a estos equipos aumenta considerablemente los riesgos operativos.

2.5.3 Colapso de la Formación

A medida que se producen los fluidos, las formaciones poco a poco se desconsolidan más, con el tiempo las tasas de producción de arena se incrementan, la cementación de los granos se va perdiendo y por ende la estabilidad de la roca se reduce. Este problema es progresivo y depende de la velocidad de producción. [8].

3. DESARROLLO DEL PROYECTO

3.1 OBTENCIÓN Y ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN

La información necesaria para llevar a cabo el presente trabajo de investigación fue suministrada por la compañía operadora CEPESA S.A., y corresponde a datos reales de campo que abarca desde la geología básica de campo hasta el historial de producción e intervenciones de 55 pozos ubicados en el bloque PTBC, en la Cuenca de los Llanos Orientales. En la tabla 2, se clasifica la información suministrada por CEPESA S.A y se resumen la utilidad y relevancia que ésta tuvo en el presente trabajo de investigación.

Tabla 3. Información base para la investigación

FUENTE DE INFORMACIÓN	JUSTIFICACIÓN
Análisis granulométrico: caracterización mineralógica de las areniscas de la formación de interés a partir del estudio de núcleos y ripios.	Conocer la composición mineralógica de las areniscas, granulometría, grado de selección, tamaño de grano, tipo de cemento, etc.
Registros convencionales de pozo abierto.	Calcular propiedades petrofísicas básicas: porosidad, saturación, permeabilidad, invasión del filtrado de lodo.
Historial de producción de fluidos.	Relacionar el régimen de flujo con la producción de arena.
Historial de producción de arena.	Relacionar los posibles daños de formación, productos de la producción de arena y/o de un completamiento inapropiado.
Estado mecánico de los pozos de interés.	Observar el tipo de completamiento realizado a cada pozo, en cada arena correspondiente.
Historial de trabajos de rehabilitación (workover)	Conocimiento de las etapas de intervención a los pozos y su desempeño posterior a dichas intervenciones.
Análisis SCAL a corazones de sección completa y de pared.	Obtener los parámetros a (coeficiente de tortuosidad), n (exponente de saturación), m (factor de cementación), α y F (factor de formación) & los valores de Φ (porosidad), K (permeabilidad), P_c (presión capilar) y diámetro de garganta de poro.

Análisis fisicoquímicos de aguas de formación.	Estimar R_w (resistividad del agua de formación) y S_w (saturación de agua).
Información de cañoneo (estado mecánico)	Evaluar el daño por compactación en las zonas cañoneada, y relacionar el cañoneo con la producción de arena.
Información sobre estudios de geomecánica de pozos	Evaluar comportamiento de las arenas de interés a partir de propiedades geomecánicas tales como: UCS, Módulo de Young y Relación de Poisson.
REGISTROS ESPECIALES	
Sonic Scanner (Sónico Dipolar)	Evaluación de la anisotropía y mecánica de rocas.
Multiprobadores de formación (MDT – SFT – RFT – XPT)	Presión de formación a diferentes profundidades y muestras de fluidos.
ADT	Diferenciación de zonas con hidrocarburo y zonas con agua
LWD (logging while drilling)	Comparar invasión con las herramientas convencionales

Una vez clasificada la información obtenida de CEPSA S.A., se corroboró que los pozos a evaluar, contarán con los siguientes registros: Gamma Ray, Resistividad, Densidad – Neutrón y Sónico Dipolar (Sonic Scanner). El registro sónico dipolar es fundamental para la caracterización geomecánica de las arenas productoras y el posterior cálculo de la Resistencia a la Compresión no Confinada (UCS), razón por la cual fue el principal factor de aceptación en términos de datos de registros. La tabla 3 resume la disponibilidad de registros de los 55 pozos cuya información fue suministrada por CEPSA S.A. Se encontró que solo 23 de los 55 pozos contaban con el registro Sónico Dipolar.

Tabla 4. Información de Registros Disponible

Pozos	Gama Ray	Resistividad	Porosidad	Sonico Scanner
PTFUS1	X	X	X	X
PTFUS2	X	X	X	
PTFUS3	X	X	X	

Pozos	Gama Ray	Resistividad	Porosidad	Sonico Scanner
PTFUS4	X	X	X	
PTFUS5	X	X	X	
PTFUS6	X	X	X	X
PTFUS7	X	X	X	X
PTFUS8	X	X	X	X
PTFUS9	X	X	X	
PTFUS10	X	X	X	
PTFUS11	X	X	X	
PTFUS12	X	X		X
PTFUS13	X	X	X	X
PTFUS14	X	X	X	X
PTFUS15	X	X	X	X
PTFUS16	X	X	X	
PTFUS17	X	X	X	
PTFUS18	X	X		
PTFUS19	X	X	X	X
PTFUS20	X	X	X	
PTFUS21	X	X		
PTFUS22	X	X	X	X
PTFUS23	X	X		X
PTFUS24	X	X	X	X
PTFUS25	X	X	X	X
PTFUS26	X	X	X	
PTFUS27	X	X	X	
PTFUS28	X	X	X	
PTFUS29	X	X	X	
PTFUS30	X	X	X	
PTFUS31	X	X	X	
PTFUS32	X	X	X	
PTFUS33	X	X	X	X
PTFUS34	X	X	X	X
PTFUS35	X	X	X	X
PTFUS36	X	X	X	
PTFUS37	X	X	X	
PTFUS38	X	X	X	X
PTFUS39	X	X	X	X
PTFUS40	X	X	X	
PTFUS41	X	X	X	
PTFUS42	X	X	X	
PTFUS43	X	X	X	
PTFUS44	X	X	X	
PTFUS45	X	X	X	
PTFUS46	X	X	X	
PTFUS47	X	X	X	X
PTFUS48	X	X	X	

PTFUS49	X	X	X	
PTFUS50	X	X	X	
PTFUS51	X	X	X	
PTFUS52	X	X	X	X
PTFUS53	X	X	X	X
PTFUS54	X	X	X	X
PTFUS55	X	X	X	X

Habiendo clasificado los pozos con base en la información de registros disponible, se cargaron con los registros básicos; zonificando de la secuencia estratigráfica para cada pozo las arenas de interés como se muestra en la figura 2. Éste paso se realizó para los 55 pozos inicialmente seleccionados. A partir del conocimiento de la interacción roca-fluido, y litología se lograría entender las condiciones de cada pozo.

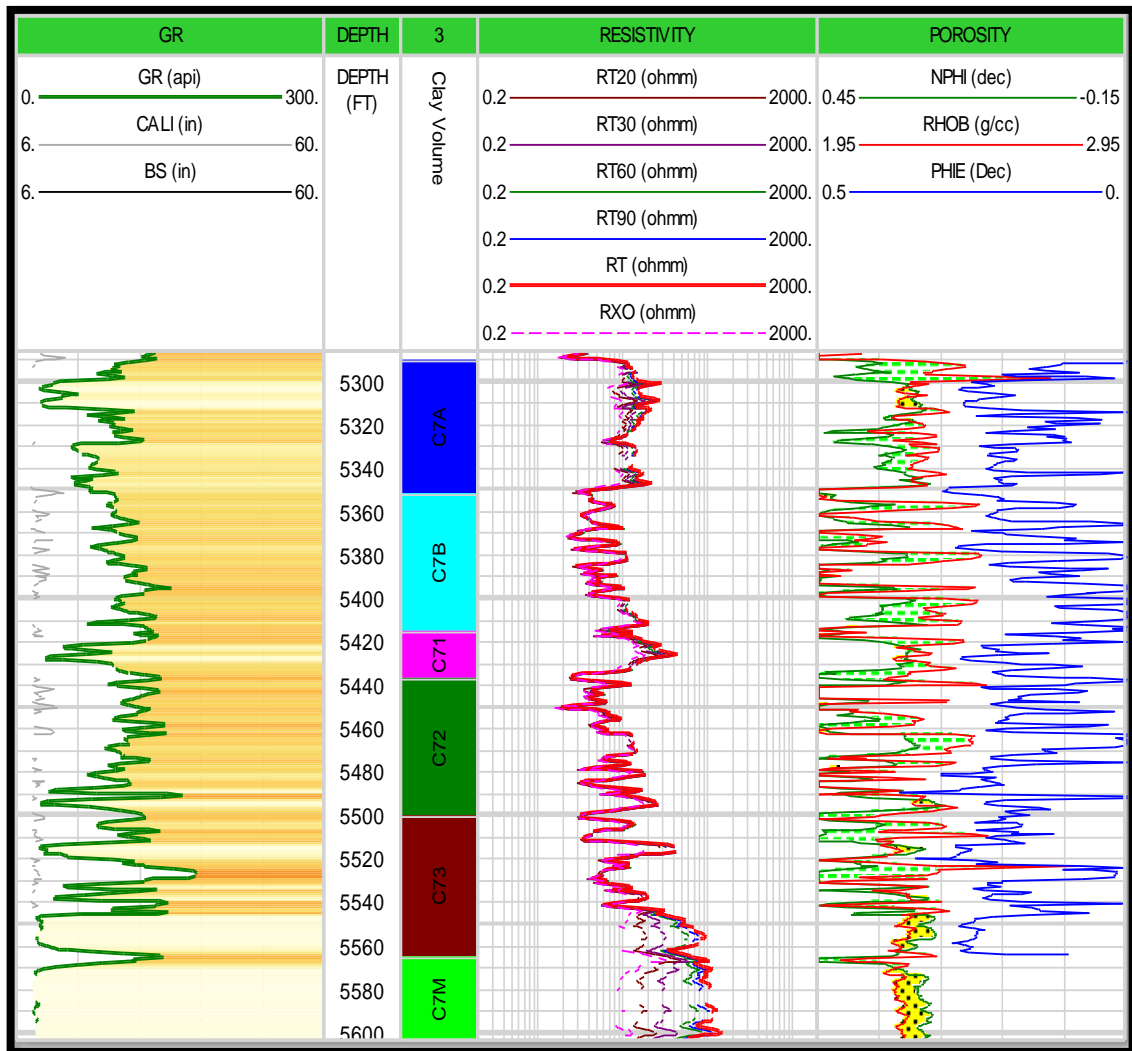


Figura 3. Registros Gamma Ray. Resistividad y Porosidad

3.2 CALCULO DE UCS Y PROPIEDADES BÁSICAS DE GEOMECANICA

Se procedió a cargar el registro Sónico Scanner (figura 3), como se ha reiterado en otras ocasiones, este es fundamental para obtener datos necesarios para realizar cálculos básicos de la geomecánica de los pozos de interés, los cuales resultaron ser 23 luego de filtrarlos tomando como base la disponibilidad de este registro especial.

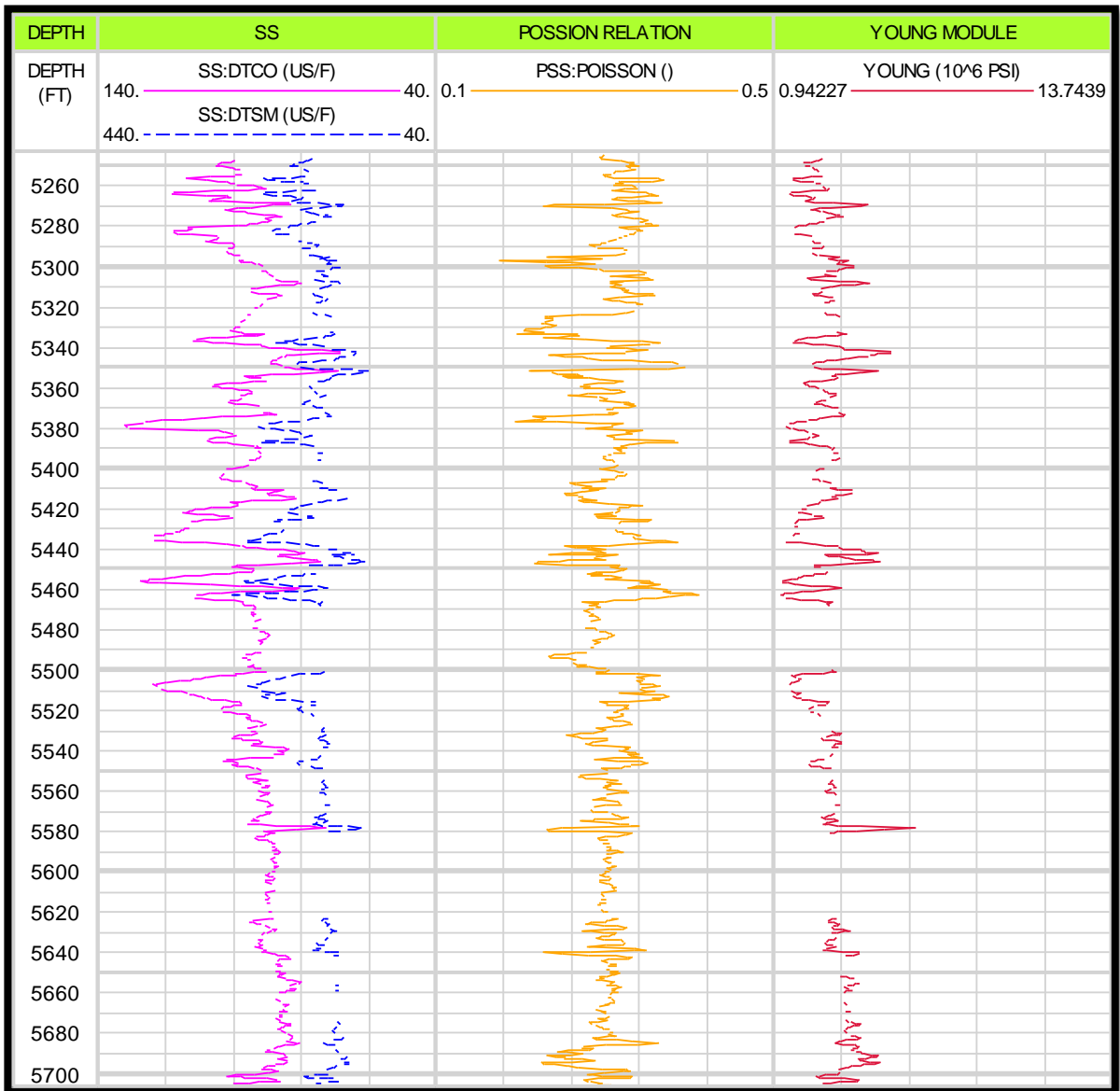


Figura 4.Registro Sónico Scanner, Relación de Poisson y Módulo de Young

Para cargar los parámetros geomecánicos de Módulo de Young y Relación de Poisson se usaron las ec.2.2 y ec.2.4 respectivamente.

Uno de los objetivos del trabajo era establecer una relación entre el arenamiento y las propiedades geomecánicas. El texto de Schlumberger; Interpretación de Registros, Volumen II, Aplicaciones, presenta una expresión matemática importante en la que relaciona el Módulo de Cizalla y la Compresividad Bruta (G/C_b): "La relación G/C_b , proporciona un rango de sensibilidad mucho más alto en comparación del arrojado por ambos parámetros analizados individualmente. El valor $G/C_b = 0.8 \times 10^2 \text{ psi}^2$ es usado como límite de presencia de arenamiento para formaciones productoras de petróleo y gas natural" [9]

$$G = 1.34 \times 10^{10} \frac{A \rho_b}{\Delta t_c^2} \quad (\text{ec.3.1})$$

$$\frac{1}{c_b} = 1.34 \times 10^{10} \frac{B \rho_b}{\Delta t_c^2} \quad (\text{ec.3.2})$$

$$A = \frac{1 - 2\nu}{2(1 - \nu)} \quad (\text{ec.3.3})$$

$$B = \frac{1 + \nu}{3(1 - \nu)} \quad (\text{ec.3.4})$$

Las anteriores son expresiones matemáticas que llevan a determinar la relación G/C_b . Donde ρ_b es densidad Bruta, Δt_c es el tiempo de transición de la onda compresional y μ es la relación de Poisson. En la tabla 4 se observan los límites establecidos para la clasificación de formaciones débiles o fuertes para los parámetros G , C_b y G/C_b con su respectiva ventana de arenamiento.

Tabla 5. Rango de valores de Módulo de Cizalla y Compresibilidad Bruta y su relación numérica para la identificación de arenas fuertes y débiles.

	Formaciones Débiles	Ventana de Arenamiento	Formaciones Fuertes
G (psi)	Tan bajos como 0.4×10^6	0.6×10^6	Más alto que 1.6×10^6
C_b (psi^{-1})	Tan altos como 1.3×10^{-6}	0.75×10^{-6}	Tan bajo como 0.25×10^{-6}
G/C_b (psi^2)	Tan bajos como 0.3×10^{12}	0.8×10^{12}	Más alto que 6.5×10^{12}

Fuente: Schlumberger. Log Interpretation, Volume II. Applications, 1974. Pp 103.

El siguiente paso fue aplicar las ecuaciones anteriormente mostradas y hacer una pista para cada pozo cargado, con el fin de estudiar el comportamiento de las

arenas de interés de cada uno y notar en qué condición se encuentran: si en la ventana de generación de arenamiento, si ya la cruzaron y su estado es de arenas débiles o por el contrario son arenas fuertes y sin ningún problema.

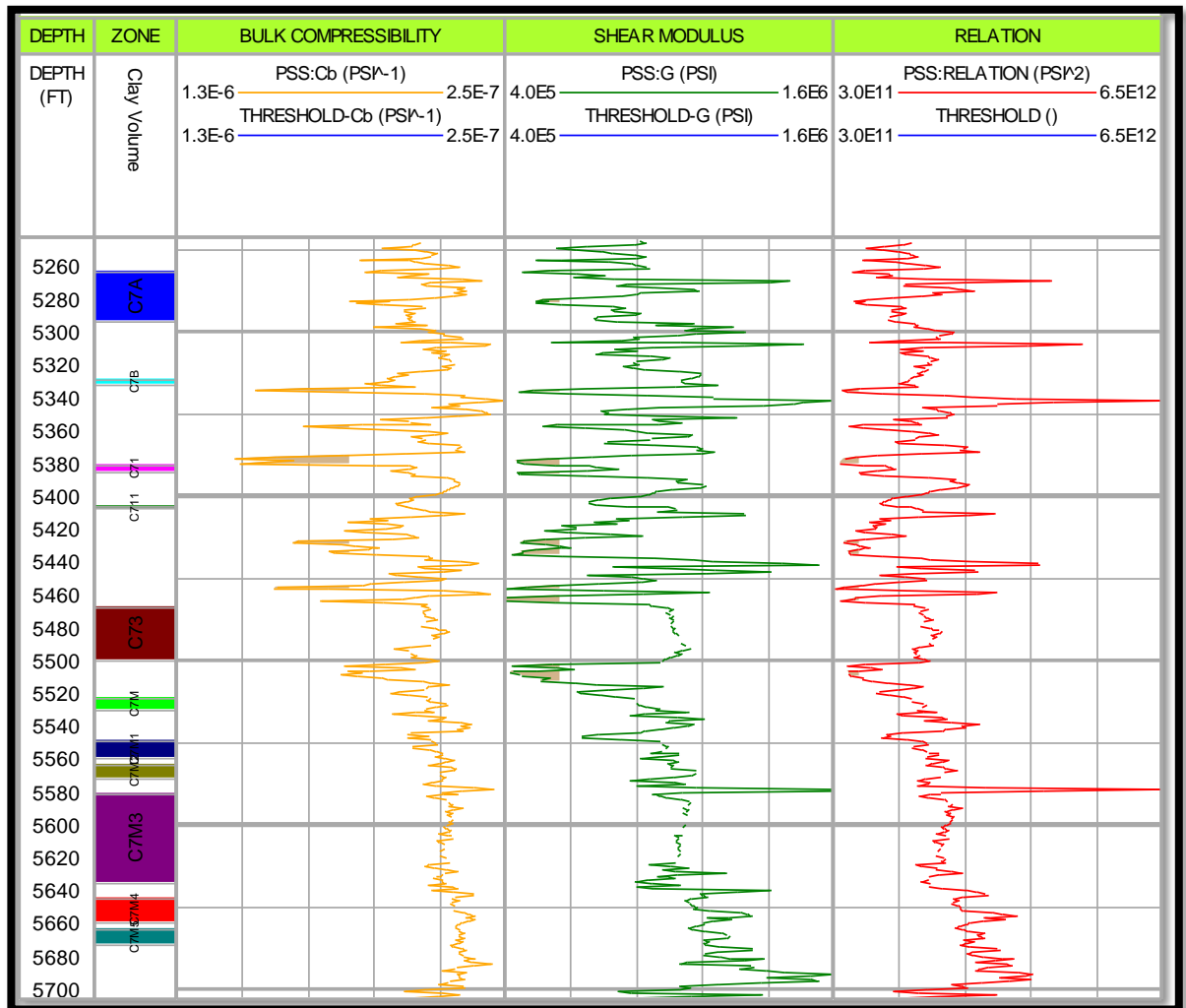


Figura 5. Registros de Compresibilidad Bruta, Módulo de Cizalla y relación entre Módulo de Cizalla y Compresibilidad Bruta cada uno con su límite de generación de arenamiento.

En la figura 4 se muestran las variaciones enormes en el valor numérico de esa relación de parámetros de geomecánica, sin embargo al centrar la atención en las arenas de interés se analizó si estas estaban por debajo o encima de esa ventana de arenamiento (línea azul en cada registro), para algunos pozos las arenas de interés cruzaban dicho límite; esto se comprobó revisando reportes históricos de intervenciones a los pozos puesto que en muchos casos se hacían con el fin de instalar completamientos para control de arena en dichas formaciones. En otros casos las arenas de interés no presentaban aún un valor crítico, por ende no han tenido intervenciones.

La etapa siguiente del trabajo es el cálculo de la resistencia a la compresión no confinada (UCS), el parámetro geomecánico fundamental para relacionar con el problema de arenamiento. Al recopilar información se logró encontrar múltiples maneras de calcular esta propiedad a partir de correlaciones, en las que se tiene en cuenta la porosidad, el grado de consolidación, edad geológica, volumen de arcilla, módulo de Young.

Los criterios de selección para las correlaciones de cálculo de UCS fueron los siguientes: formaciones de areniscas débiles y poco consolidadas, valores altos de porosidad, formaciones de poco espesor.

Tabla 6. Ecuaciones para la determinación de UCS en areniscas

Model and Reference	Equation	Remarks
Dt-McNally (McNally, 1987)	$C_0 = 185213e^{-0.037Dt}$	Low to medium porosity sandstones, 65< Dt < 100 μ s/ft and UCS > 3000 psi, Permo-Triassic age SE Australia
Dt-Mod McNally (Modified McNally)	$C_0 = 838825e^{-0.057Dt}$	A modified McNally equation for unconsolidated and high porosity sandstones with UCS less than 3000 psi
Dt-HRDS (Rahman et al. 2008)	$C_0 = 40847e^{-0.0268Dt}$	Tertiary sandstones, offshore gas field, South Asia
Dt-FORMEL (Raaen et al. 1996)	$C_0 = 145 \times (140 - 2.1Dt + 0.0083Dt^2)$	90< Dt < 140 μ s/ft
ϕ -FORMEL (Raaen et al. 1996)	$C_0 = 145 \times (43 - 140\phi + 63\phi^2)$	0.2 < ϕ < 0.35
Dt Cubed-Sand (Chang et al. 2006)	$C_0 = 2.05 \times 10^9 Dt^{-3}$	Gulf of Mexico, weak and unconsolidated rocks
Dt-Freyburg (Freyburg, 1972)	$C_0 = 1.55 \times 10^6 / Dt - 4567.5$	Consolidated Thuringia sandstones, Germany
ϕ -Sarda (Sarda et al. 1993)	$C_0 = 16172e^{-11.6\phi}$	Germigny-sous-Coulombs reservoir, with the ϕ < 0.35
ϕ -Vernik (Vernik et al. 1993)	$C_0 = 36830 \times (1 - 2.7\phi)^2$	Reasonable for consolidated sandstones with ϕ < 0.30
ϕ - V_{clay} -Vernik	$C_0 = 145 \times (254 - 204 \times V_{clay}) \times (1 - 2.7\phi)^2$	Modified Vernik equation with V_{clay} for shaly sandstones with ϕ < 0.30
ϕ -Literature1 (Chang et al. 2006)	$C_0 = 40165e^{-10\phi}$	UCS between 300 and 52000 psi and ϕ less than 0.33

Fuente: Khaksar. A, Taylor. P.G, Fang. Z, Kayes.T, Salazar. A, Rahman.T. Rock Strenght from Core and Logs: We Santd and Ways to Go. SPE 121972. (2009)

La tabla 6 relaciona las diferentes expresiones para calcular UCS en areniscas. Las expresiones matemáticas que más se ajustan al bloque son Dt-Formel (Raaen y compañía, 1996), cuyo parámetro es la velocidad de viaje de las ondas compresionales y de corte. También la correlación de Dt Cubed-Sand (Chang y compañía, 2006), cuyo parámetro es la baja consolidación de rocas. [10]

Estas fórmulas se cargaron para los pozos que tenían disponible el registro sísmico scanner (figura5), de los 55 iniciales 23 tenían disponible este registro, uno de ellos lo tenía dañado así que se trabajó con 22 pozos.

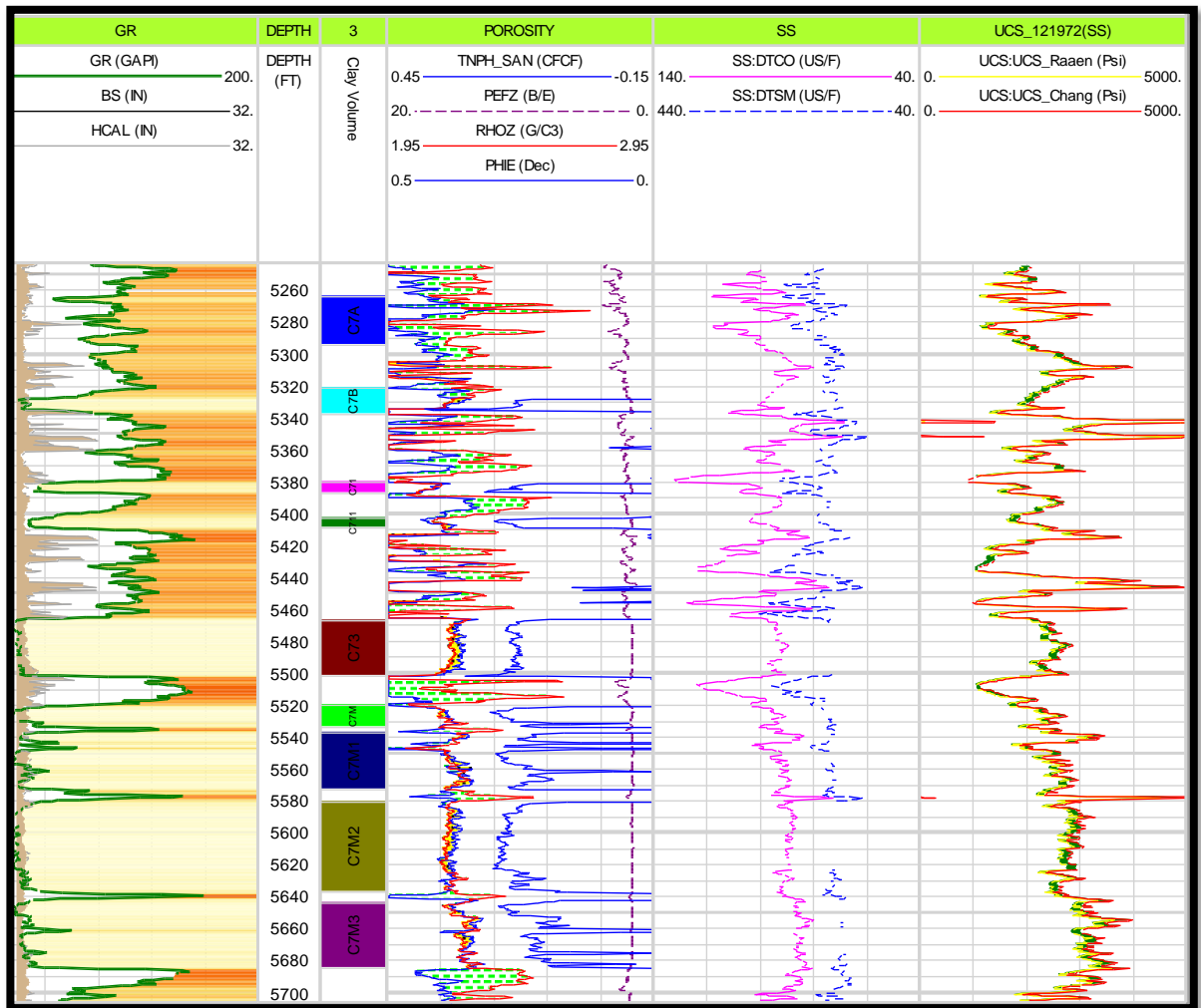


Figura 6. Registros de Gama Ray, Porosidad, Sonico Escaner, y Ecuaciones Dt-Formel (Raaen y compañía, 1996) y Dt Cubed-Sand (Chang y compañía, 2006)

3.3 REALIZACION DE MAPAS DE ISOLINEAS Y GRÁFICOS

Se realizaron diagramas para visualizar el comportamiento que se presentaba entre el UCS y la porosidad para cada arena como se ilustra en la figura 6, para lo cual se tomaron los 22 pozos a los que se les calculo de UCS

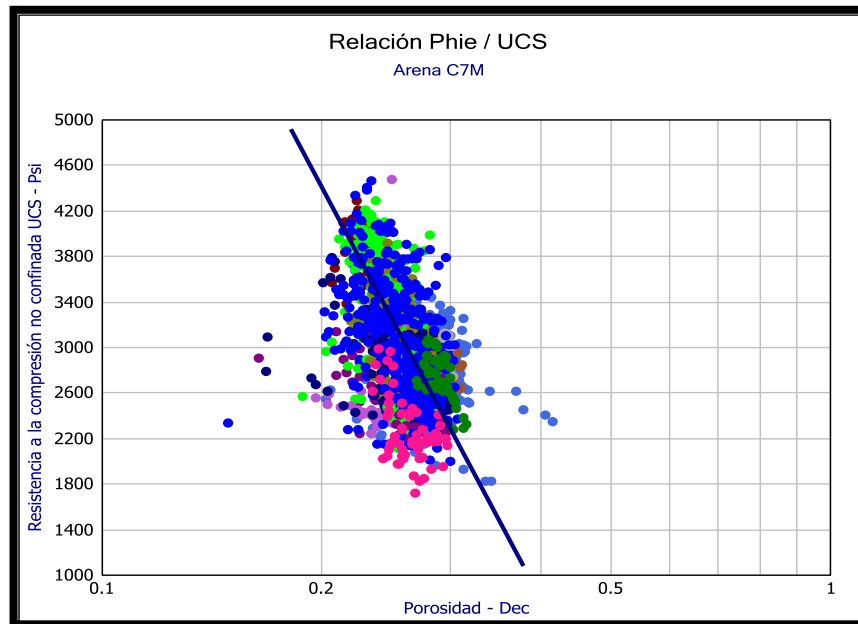


Figura 7. Grafica UCS vs Porosidad para la arena C7M

El comportamiento observado era el esperado, a medida que aumenta la porosidad el valor de UCS disminuye. La dispersión de algunos puntos a la pendiente se puede ver afectada por el espesor que presenta cada arena. Se espera entonces que a medida que el valor de UCS se hace más bajo, la formación tiene porosidad alta y la probabilidad de arenamiento aumenta considerablemente; indicio fuerte para esperar que una arena con esas condiciones presente problemas a corto y mediano plazo.

Se sectorizaron los pozos en dos zonas, norte y sur, con el fin de organizar mejor la interpretación de la información. Se trazaron los mapas de isolíneas, los cuales contienen la visualización de los pozos con valores altos y bajos de UCS a partir de las coordenadas para cada arena, esto con el fin de mostrar los pozos con mejor y peor comportamiento geomecánico.

En el bloque Norte se encuentran los pozos que corresponden a los campos; Jaguar, PTFP, PTFE y PTFTS. Para el bloque Sur se encuentran los campos; PTFCS y PTFU.

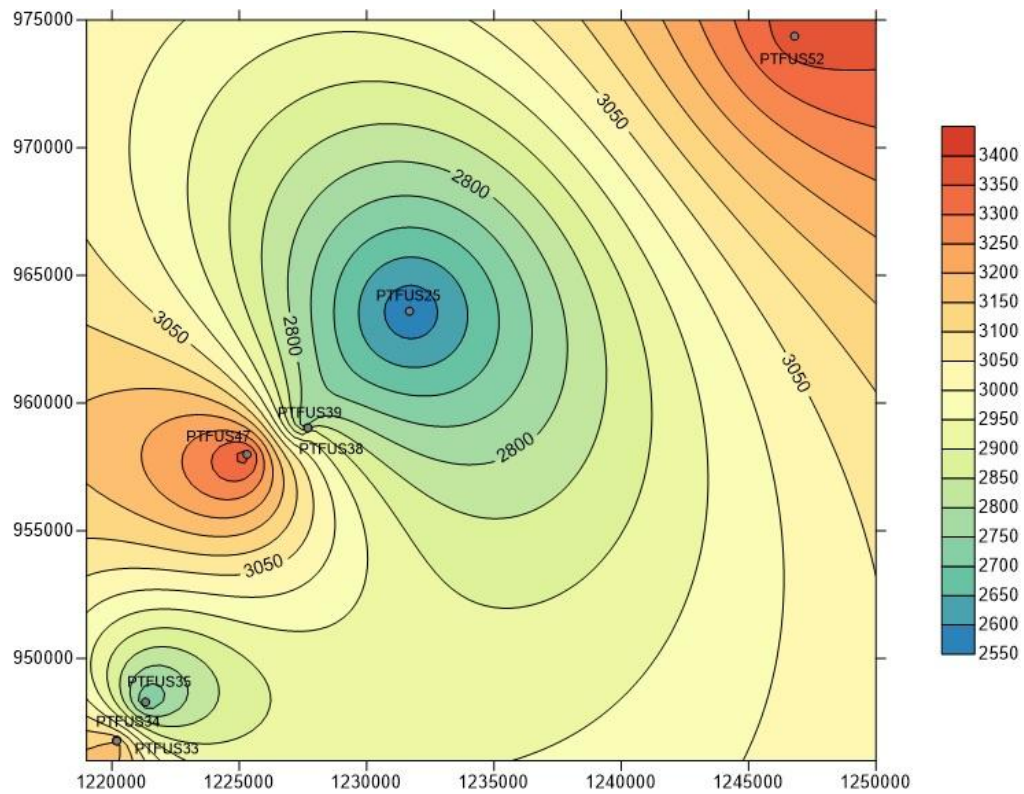


Figura 8. Mapa de Isolneas de la arena C7M del bloque norte

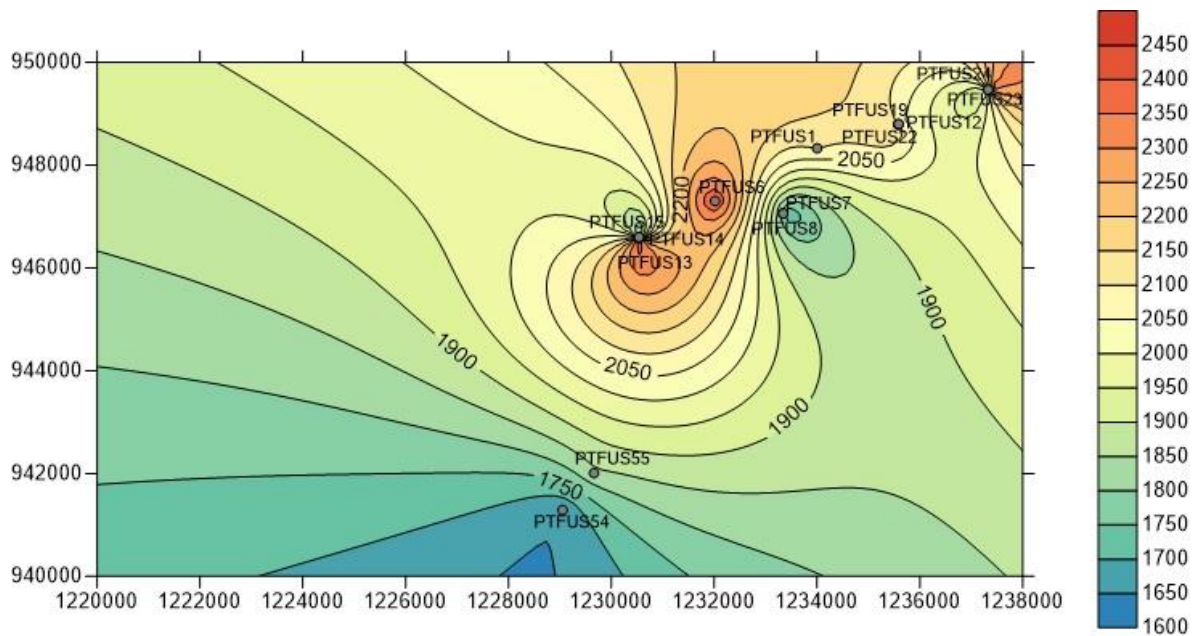


Figura 9. Mapa de Isolneas de la arena C7A del bloque sur

En las figuras 7 y 8 se observa la distribución del UCS de cada arena con una variación de colores y su valor correspondiente para un mayor entendimiento.

4. ANÁLISIS DE RESULTADOS

Se tiene a continuación los mapas de isolíneas en el que se ubican los pozos con base en sus coordenadas y los cálculos de UCS respectivamente, agrupados en las zonas norte y sur; y para cada mapa una tabla en donde se condensa la interpretación de los resultados obtenidos para cada arena y los pozos de las zonas norte y sur:

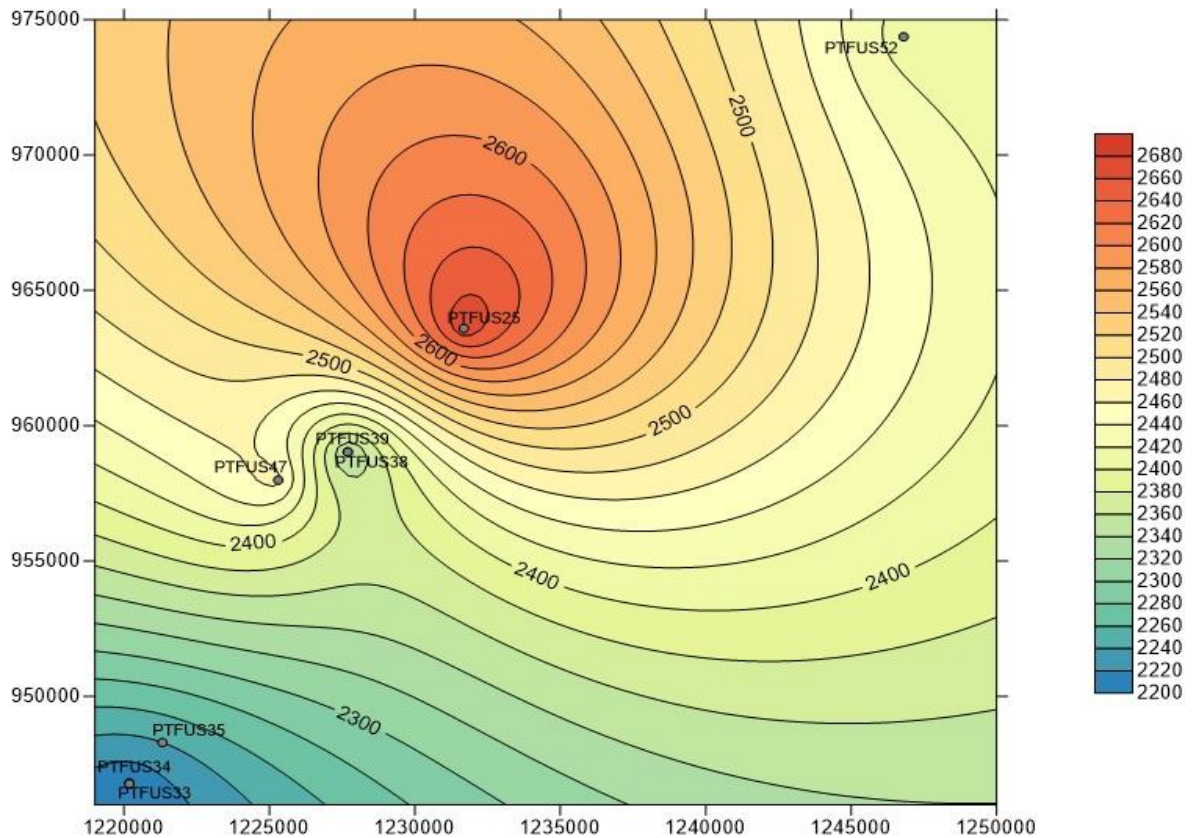


Figura 10. Mapa de Isolíneas para el bloque norte, arena C7A.

Tabla 7. Interpretación de mapa de isolíneas, figura 10, para arena C7A, bloque norte.

Pozo	Problemas de Arenamiento	UCS (psi)	Limite de Arenamiento (psi ²)	Comentarios
PTFU52	No	2409.3	1.81×10^{12}	Sin Empaque de Grava
PTFU25	No	2675.6	2.32×10^{12}	Sin Empaque de Grava
PTFUS38	Si	2336.2	1.55×10^{12}	Empaque de Grava

Pozo	Problemas de Arenamiento	UCS (psi)	Limite de Arenamiento (psi ²)	Comentarios
PTFUS47	No	2467.7	2.03×10^{12}	Sin Empaque de Grava
PTFUS39	No	0	0	No aplica
PTFUS35	No	0	0	No aplica
PTFUS33	No	0	0	No aplica
PTFUS34	No	2204.1	1.7×10^{12}	Sin Empaque de Grava

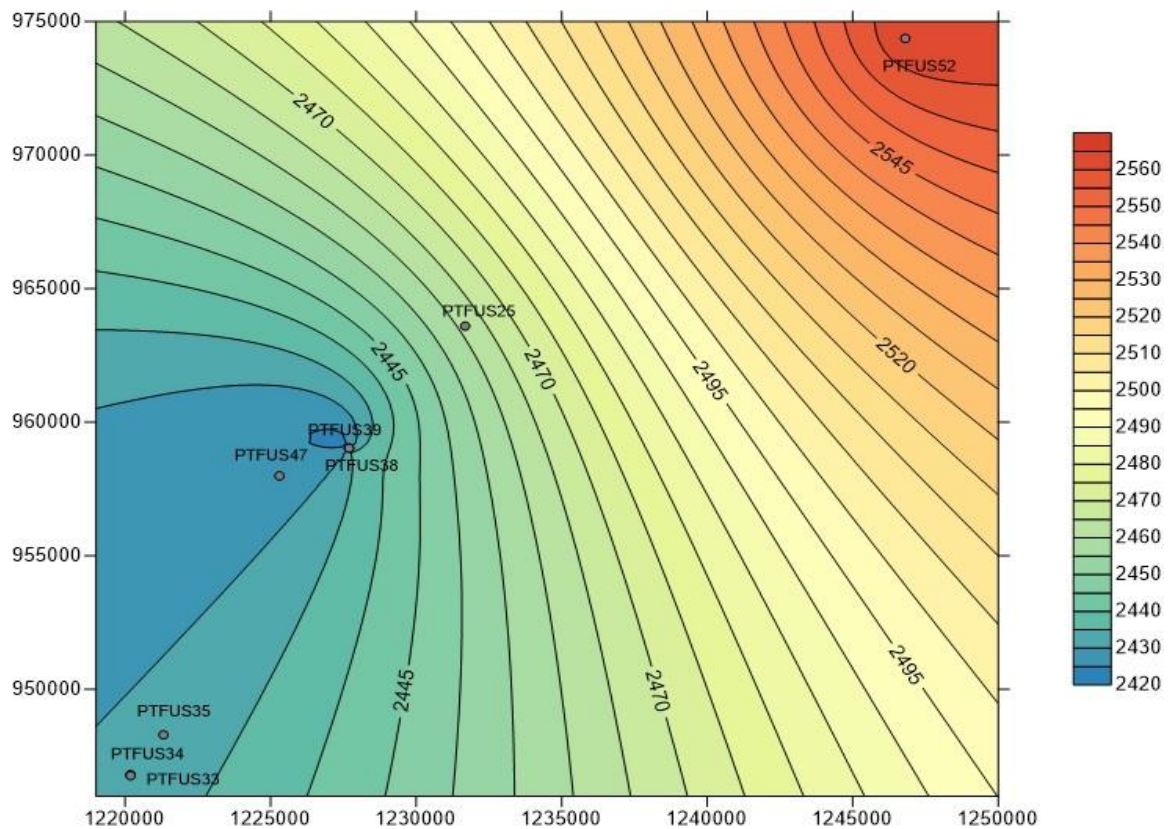


Figura 11. Mapa de Isolíneas para el bloque norte, arena C7B.

Tabla 8. Interpretación de mapa de Isolíneas, figura 11, para arena C7B, bloque norte.

Pozo	Problemas de Arenamiento	UCS (psi)	Limite de Arenamiento (psi ²)	Comentarios
PTFU52	No	2564.8	1.91×10^{12}	Sin Empaque de Grava
PTFU25	No	0	0	Sin Empaque de Grava

Pozo	Problemas de Arenamiento	UCS (psi)	Límite de Arenamiento (psi ²)	Comentarios
PTFUS38	Si	2435.1	1.98x10 ¹²	Empaque de Grava
PTFUS47	No	0	0	Sin Empaque de Grava
PTFUS39	No	2422.5	1.89*x10 ¹²	Sin Empaque de Grava
PTFUS35	No	0	0	No aplica
PTFUS33	No	0	0	No aplica
PTFUS34	No	0	0	No aplica

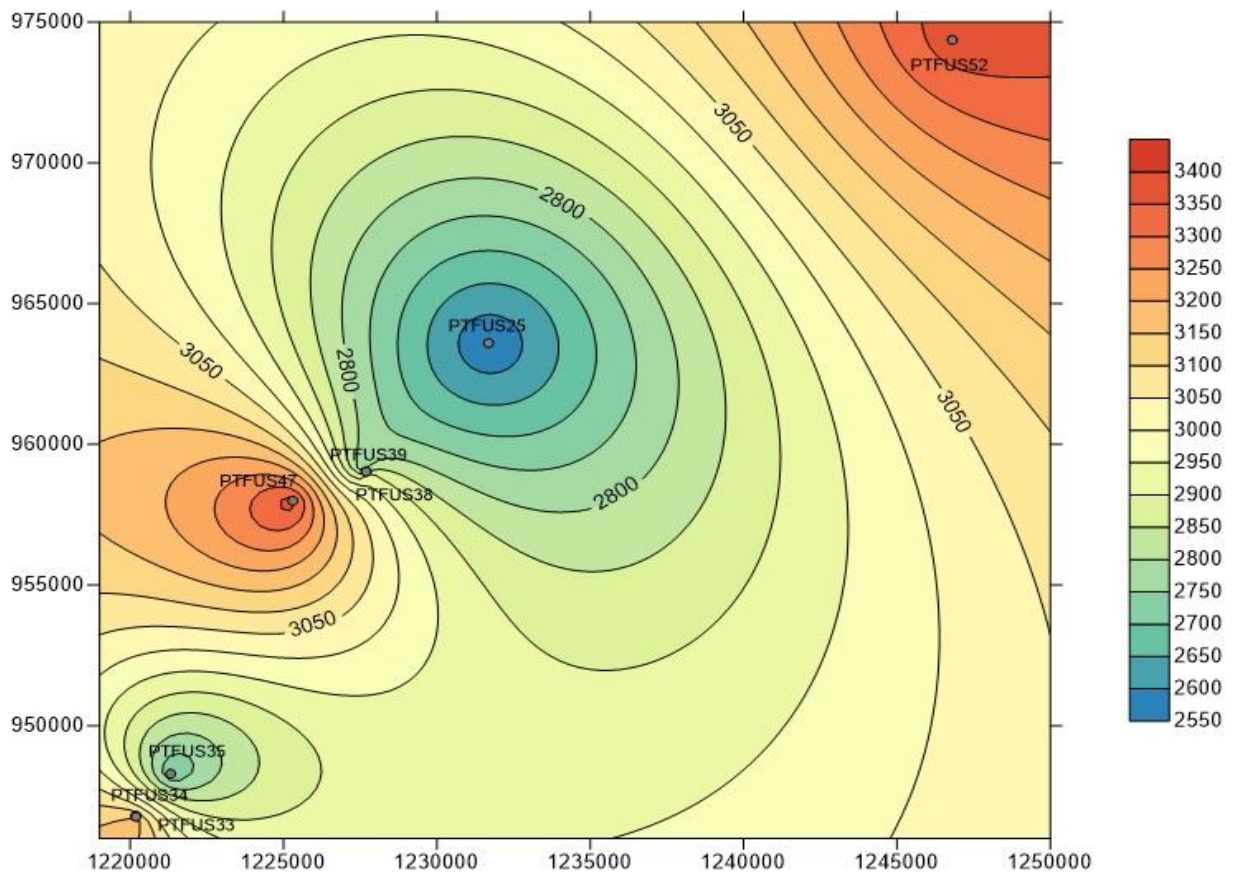


Figura 12. Mapa de Isolíneas para el bloque norte, arena C7M.

Tabla 9. Interpretación mapa de Isolíneas, figura 12, para arena C7M, bloque norte.

Pozo	Problemas de Arenamiento	UCS (psi)	Límite de Arenamiento (psi ²)	Comentarios
PTFU52	No	3384	3.21x10 ¹²	Sin Empaque de Grava
PTFU25	No	2552.3	2.06x10 ¹²	Sin Empaque

Pozo	Problemas de Arenamiento	UCS (psi)	Limite de Arenamiento (psi ²)	Comentarios
PTFUS38	No	2912.4	2.48×10^{12}	Sin Empaque de Grava
PTFUS47	No	3375.8	3.18×10^{12}	Sin Empaque de Grava
PTFUS39	Si	2738.6	2.26×10^{12}	Empaque de Grava
PTFUS35	No	2699	2.23×10^{12}	Sin Empaque de Grava
PTFUS33	No	3171.3	2.74×10^{12}	Sin Empaque de Grava
PTFUS34	Si	3124.9	2.78×10^{12}	Empaque de Grava

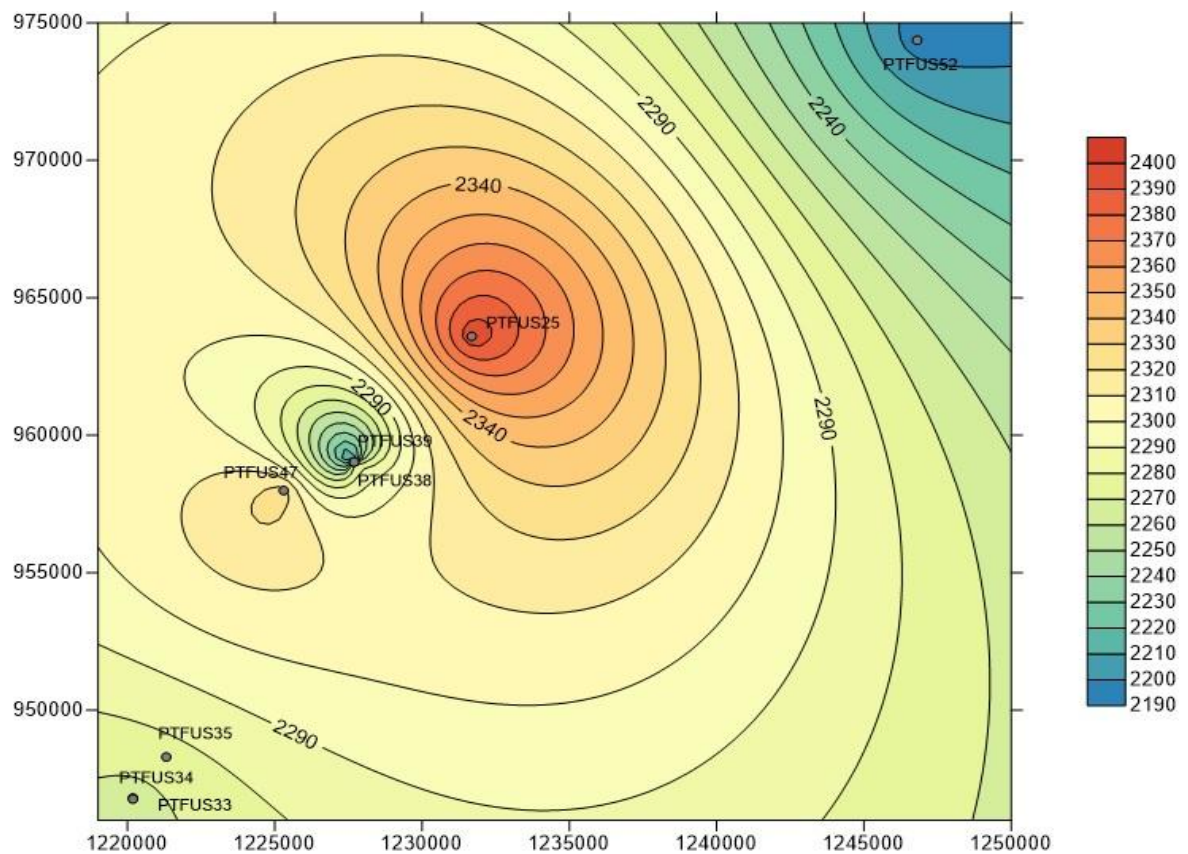


Figura 13. Mapa de Isolíneas del bloque norte, arena C71.

Tabla 10. Interpretación mapa de Isolíneas, figura 13, para arena C71, bloque norte.

Pozo	Problemas de Arenamiento	UCS (psi)	Limite de Arenamiento (psi ²)	Comentarios
PTFU52	No	2194.5	1.89×10^{12}	Sin Empaque de Grava
PTFU25	Si	2397.9	1.92×10^{12}	Empaque de Grava
PTFUS38	Si	2273.5	1.74×10^{12}	Empaque de Grava
PTFUS47	No	2324.7	1.82×10^{12}	Sin Empaque de Grava
PTFUS39	Si	2198.2	1.64×10^{12}	Empaque de Grava
PTFUS35	No	0	0	No Aplica
PTFUS33	No	0	0	No Aplica
PTFUS34	No	2266.1	1.74×10^{12}	Sin Empaque de Grava

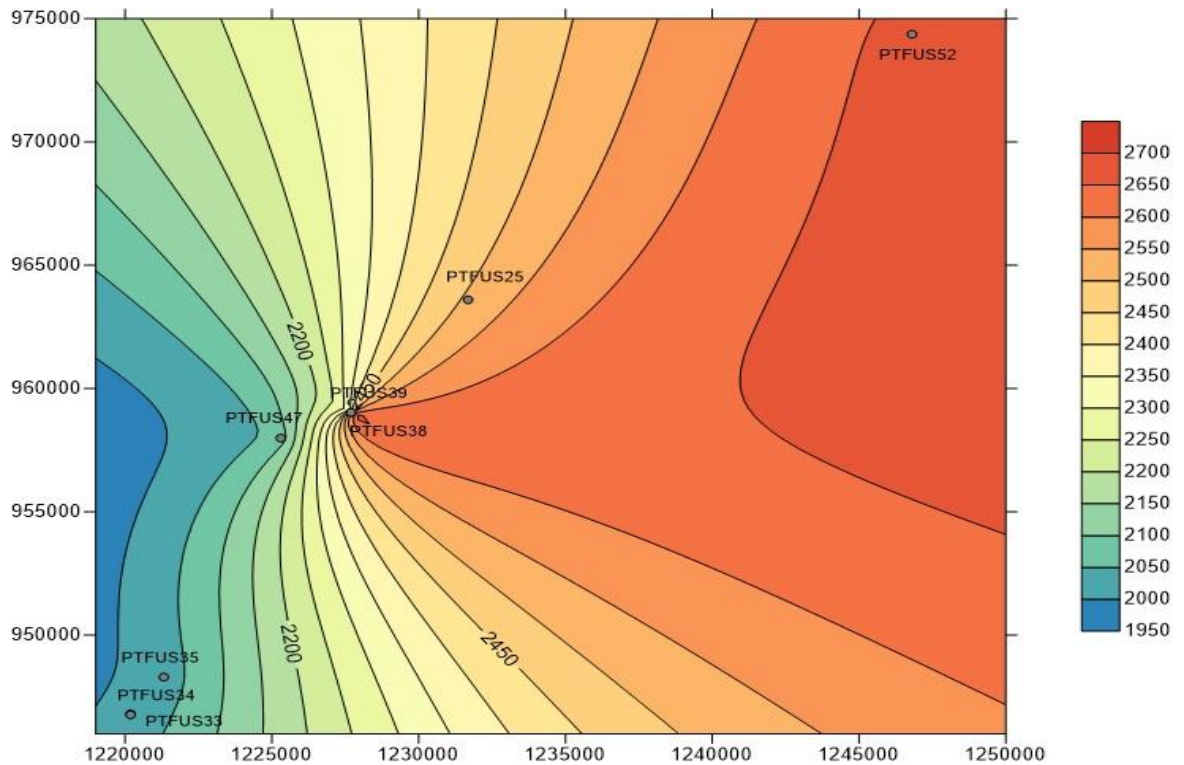


Figura 14. Mapa de Isolíneas del bloque norte, arena C72.

Tabla 11. Interpretación mapa de Isolíneas, figura 14, para arena C72, bloque norte.

Pozo	Problemas de Arenamiento	UCS (psi)	Limite de Arenamiento (psi ²)	Comentarios
PTFU52	No	2667	2.08×10^{12}	Sin Empaque de Grava
PTFU25	Si	0	0	No Aplica
PTFUS38	Si	2676.2	2.38×10^{12}	Empaque de Grava
PTFUS47	Si	2073.4	1.22×10^{12}	Empaque de Grava
PTFUS39	Si	2315.9	1.80×10^{12}	Empaque de Grava
PTFUS35	No	2024.8	1.48×10^{12}	Sin Empaque de Grava
PTFUS33	No	0	0	No Aplica
PTFUS34	No	0	0	No Aplica

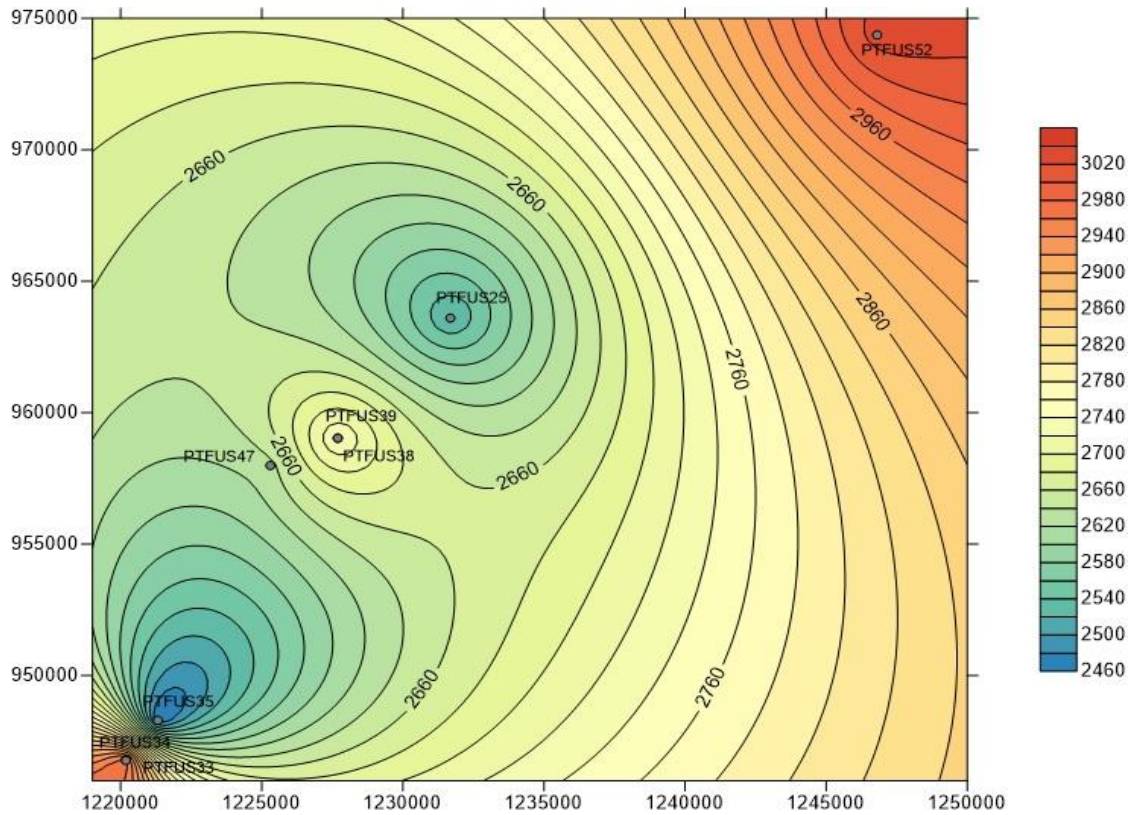


Figura 15. Mapa de Isolíneas del bloque norte, arena C73.

Tabla 12. Interpretación mapa de Isolíneas, figura 15, para arena C73, bloque norte.

Pozo	Problemas de Arenamiento	UCS (psi)	Límite de Arenamiento (psi ²)	Comentarios
PTFU52	No	3030.9	2.63×10^{12}	Sin Empaque de Grava
PTFU25	Si	2518.1	2.04×10^{12}	Empaque de Grava
PTFUS38	Si	2743.3	2.32×10^{12}	Empaque de Grava
PTFUS47	No	2632.8	2.20×10^{12}	Sin Empaque de Grava
PTFUS39	No	0	0	No Aplica
PTFUS35	No	2452.1	2×10^{12}	Sin Empaque de Grava
PTFUS33	No	0	0	No Aplica
PTFUS34	No	2973.8	2.64×10^{12}	Sin Empaque de Grava

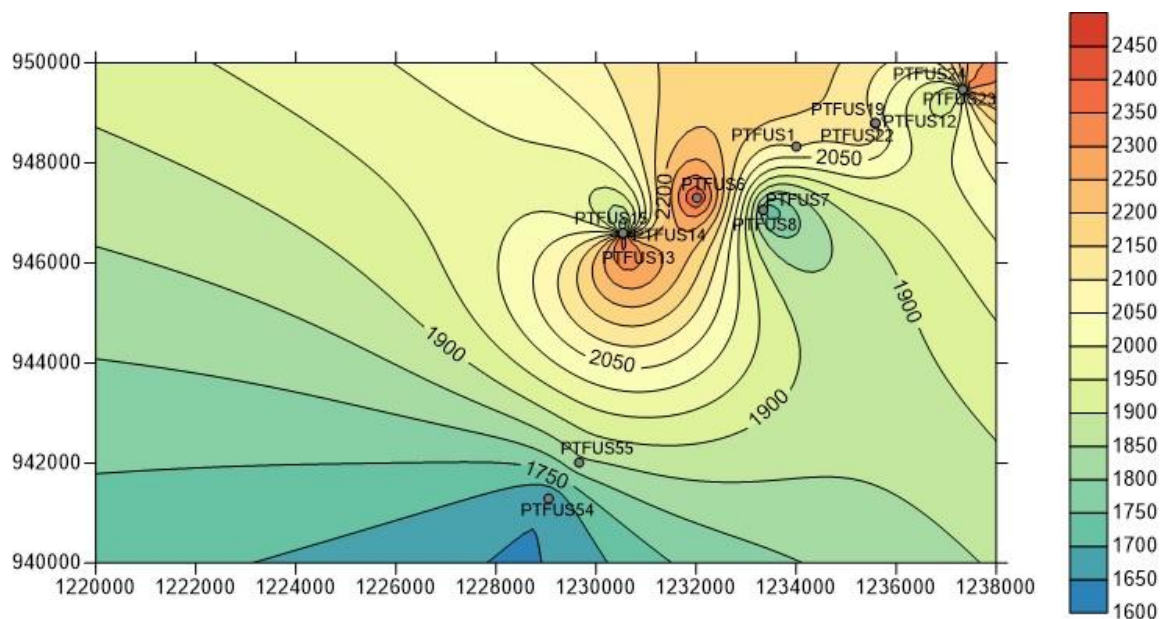


Figura 16. Mapa de Isolíneas del bloque sur, arena C7A.

Tabla 13. Interpretación mapa de isolíneas, figura 16, para arena C7A, bloque sur.

Pozo	Problema de Arenamiento	UCS (psi)	Límite de Arenamiento (psi ²)	Comentario
PTFUS54	no	1654.1	1.0736×10^{12}	Sin Empaque de Grava

Pozo	Problema de Arenamiento	UCS (psi)	Límite de Arenamiento (psi ²)	Comentario
PTFUS55	no	1839.9	1.21x10 ¹²	Sin Empaque de Grava
PTFUS13	no	0	0	No Aplica
PTFUS14	si	2387.4	1.83x10 ¹²	Con Empaque de Grava
PTFUS15	si	1767.2	1.21x10 ¹²	Con Empaque de Grava
PTFUS6	no	2418.8	1.65x10 ¹²	Sin Empaque de Grava
PTFUS7	si	1800.8	1.25x10 ¹²	Con Empaque de Grava.
PTFUS8	si	1694	1.18x10 ¹²	Con Empaque de Grava.
PTFUS1	si	2104.5	8.88x10 ¹¹	Con Empaque de Grava.
PTFUS22	si	2167.2	1.75x10 ¹²	Con Empaque de Grava.
PTFUS12	no	1961.7	1.43x10 ¹²	Bajo espesor.
PTFUS19	si	2061.6	1.57x10 ¹²	Con Empaque de Grava.
PTFUS23	si	1884	1x10 ¹²	Con Empaque de Grava.
PTFUS24	no	2313.5	1.861x10 ¹²	Inyector de Agua.

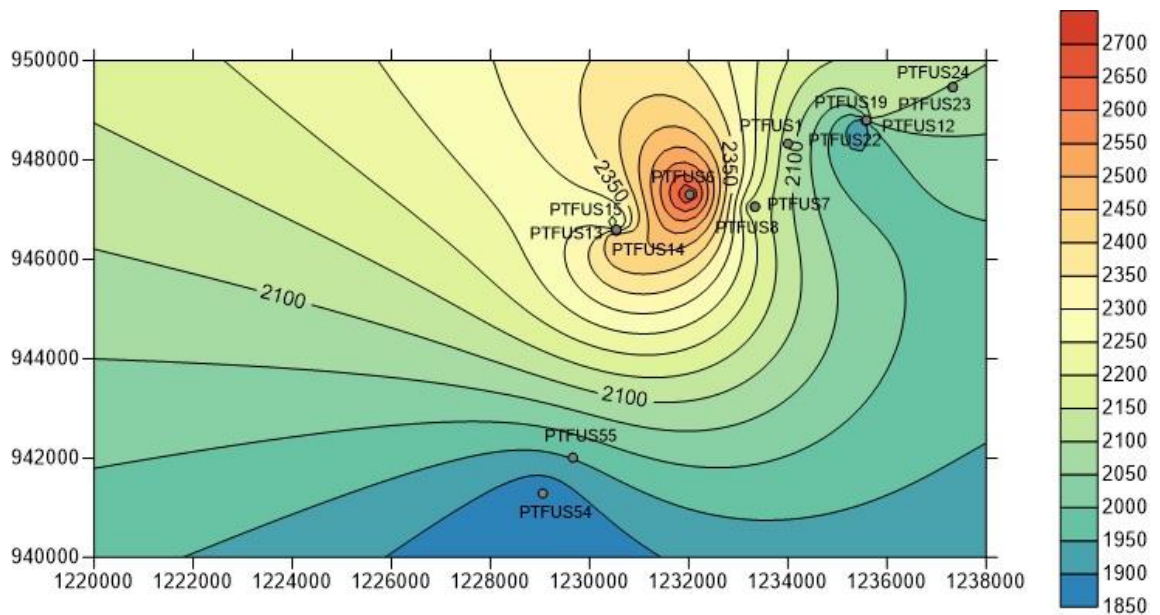


Figura 17. Mapa de Isolíneas para el bloque sur, arena C7B.

Tabla 14. Interpretación mapa de isoclinas, figura 17, para arena C7B, bloque sur.

Pozo	Problema de Arenamiento	UCS (psi)	Límite de Arenamiento (psi²)	Comentario
PTFUS54	no	1862.9	1.4029×10^{12}	Sin Empaque de Grava
PTFUS55	no	0	0	No Aplica
PTFUS13	no	2469.8	1.93×10^{12}	Sin Empaque de Grava
PTFUS14	no	0	0	No Aplica
PTFUS15	si	2194.7	1.59×10^{12}	Con Empaque de Grava
PTFUS6	no	2710.3	1.88×10^{12}	Sin Empaque de Grava
PTFUS7	si	2128	1.47×10^{12}	Con Empaque de Grava.
PTFUS8	si	2192.6	1.61×10^{12}	Con Empaque de Grava.
PTFUS1	si	2123.9	1.1×10^{12}	Con Empaque de Grava.
PTFUS22	si	1890.3	1.39×10^{12}	Con Empaque de Grava.
PTFUS12	si	1878.8	1.1×10^{12}	Con Empaque de Grava.
PTFUS19	no	2119.4	1.52×10^{12}	Sin Empaque de Grava
PTFUS23	no	0	0	No Aplica
PTFUS24	no	0	0	Inyector de Agua.

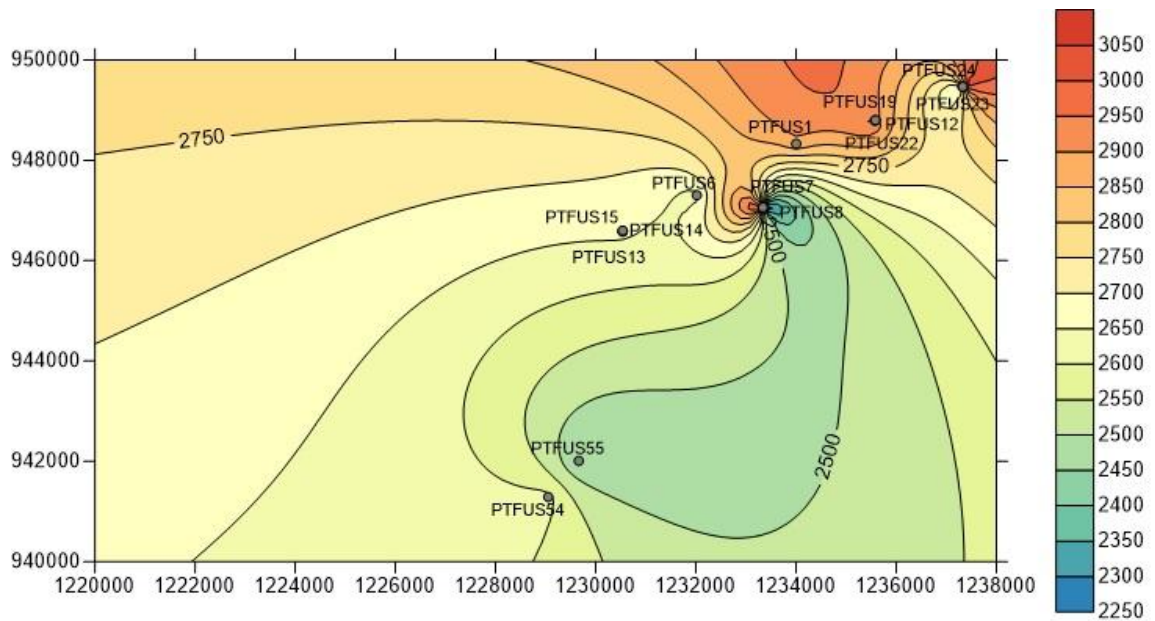


Figura 18. Mapa de Isolíneas del bloque sur, arena C7M.

Tabla 15. Interpretación mapa de isolineas, figura 18, para arena C7M, bloque sur.

Pozo	Problema de Arenamiento	UCS (psi)	Límite de Arenamiento (psi ²)	Comentario
PTFUS54	no	2612.9	2.35×10^{12}	Sin Empaque de Grava
PTFUS55	si	2449.2	2.04×10^{12}	Con Empaque de Grava
PTFUS13	no	0	0	No Aplica
PTFUS14	no	0	0	No Aplica
PTFUS15	no	2659.4	2.06×10^{12}	Sin Empaque de Grava
PTFUS6	no	2634.1	2.17×10^{12}	Sin Empaque de Grava
PTFUS7	no	3035.9	2.88×10^{12}	Sin Empaque de Grava
PTFUS8	no	2246.6	1.61×10^{12}	Sin Empaque de Grava
PTFUS1	no	2886.3	2.42×10^{12}	Sin Empaque de Grava
PTFUS22	no	2967	2.53×10^{12}	Sin Empaque de Grava

Pozo	Problema de Arenamiento	UCS (psi)	Límite de Arenamiento (psi ²)	Comentario
PTFUS12	no	2761.7	2.7×10^{12}	Sin Empaque de Grava
PTFUS19	no	2912.9	2.45×10^{12}	Sin Empaque de Grava
PTFUS23	si	2622.6	7.879×10^{11}	Con Empaque de Grava
PTFUS24	no	3012.3	2.55×10^{12}	Inyector de Agua.

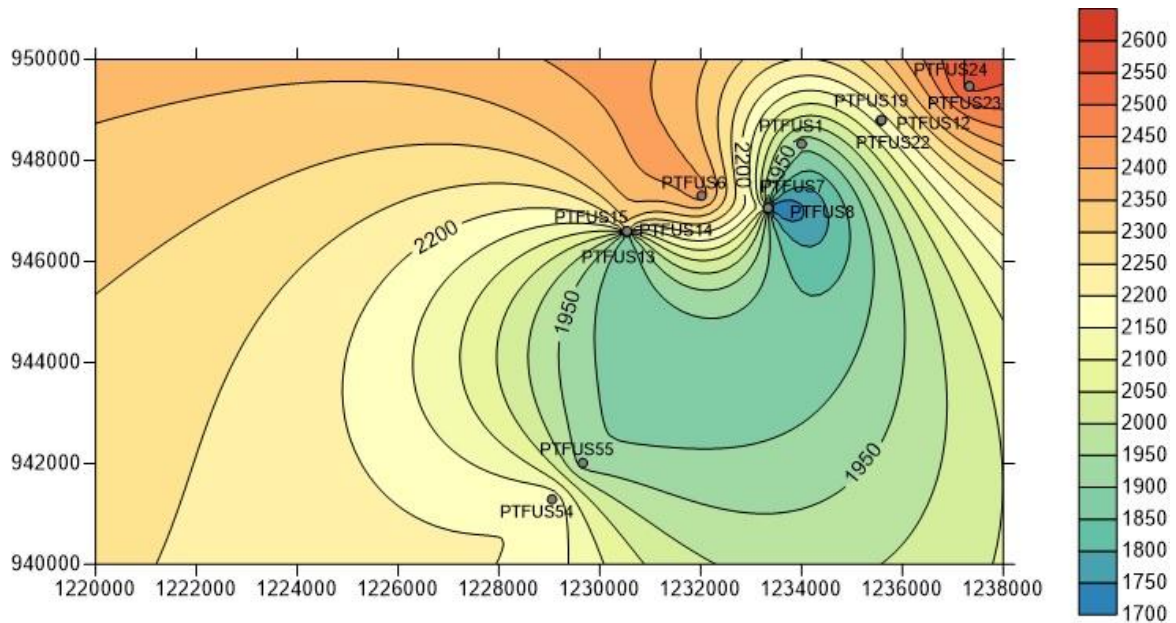


Figura 19. Mapa de Isolíneas del bloque sur, arena C71.

Tabla 16. Interpretación mapa de isolineas, figura 19, para arena C71, bloque sur.

Pozo	Problema de Arenamiento	UCS (psi)	Límite de Arenamiento (psi ²)	Comentario
PTFUS54	no	2195.2	1.63×10^{12}	Sin Empaque de Grava
PTFUS55	si	1923.9	1.37×10^{12}	Con Empaque de Grava
PTFUS13	no	1860.2	1.31×10^{12}	Sin Empaque de Grava
PTFUS14	si	2547.6	2.08×10^{12}	Con Empaque de Grava

Pozo	Problema de Arenamiento	UCS (psi)	Límite de Arenamiento (psi ²)	Comentario
PTFUS15	si	2271	1.72×10^{12}	Con Empaque de Grava
PTFUS6	no	2425	2.03×10^{12}	Sin Empaque de Grava
PTFUS7	si	2105.8	1.38×10^{12}	Con Empaque de Grava
PTFUS8	no	1702.9	1.22×10^{12}	Sin Empaque de Grava
PTFUS1	si	1912.8	7×10^{11}	Con Empaque de Grava
PTFUS22	no	0	0	No Aplica
PTFUS12	no	0	0	No Aplica
PTFUS19	no	0	0	No Aplica
PTFUS23	si	2564.7	1.23×10^{12}	Con Empaque de Grava
PTFUS24	no	0	0	Inyector de Agua.

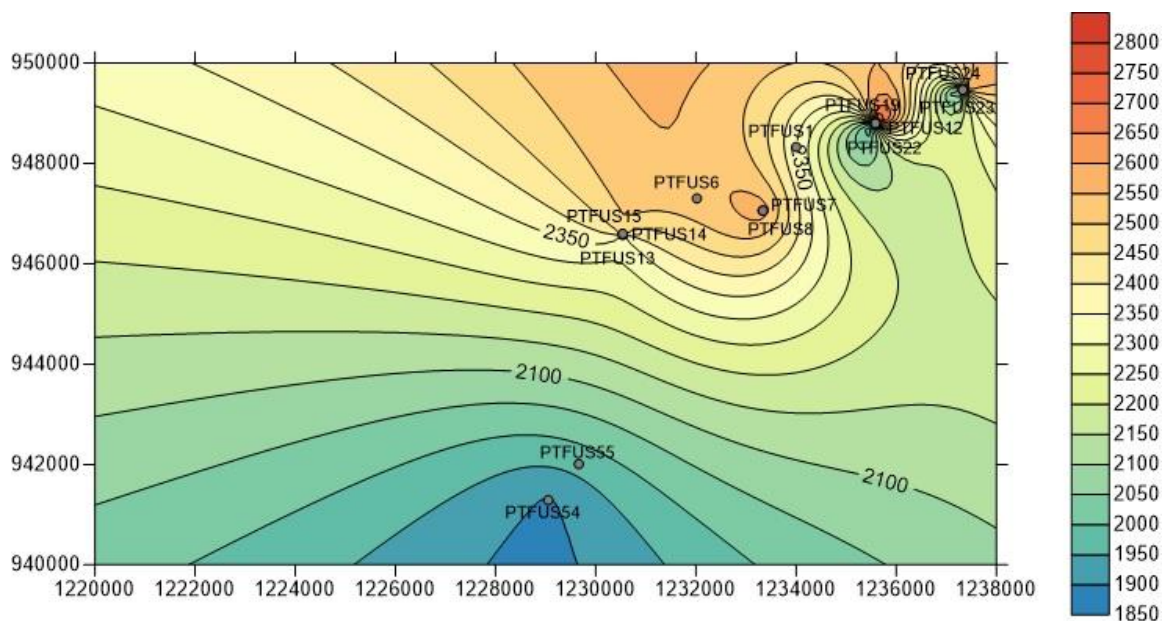


Figura 20. Mapa de Isolíneas del bloque sur, arena C72.

Tabla 17. Interpretación mapa de isoclinas, figura 20, para arena C72, bloque sur.

Pozo	Problema de Arenamiento	UCS (psi)	Límite de Arenamiento (psi²)	Comentario
PTFUS54	no	1895.1	2.7×10^{12}	Sin Empaque de Grava
PTFUS55	no	0	0	No Aplica
PTFUS13	no	2332.6	1.74×10^{12}	Sin Empaque de Grava
PTFUS14	no	2482.3	1.95×10^{12}	Sin Empaque de Grava
PTFUS15	no	0	0	No Aplica
PTFUS6	no	0	0	No Aplica
PTFUS7	no	0	0	No Aplica
PTFUS8	no	2578.4	2.01×10^{12}	Sin Empaque de Grava
PTFUS1	no	0	0	No Aplica
PTFUS22	si	1934.8	1.82×10^{12}	Con Empaque de Grava
PTFUS12	si	2371.9	1.113×10^{12}	Con Empaque de Grava
PTFUS19	no	2817.2	2.74×10^{12}	Sin Empaque de Grava
PTFUS23	si	1930.8	1.144×10^{12}	Con Empaque de Grava
PTFUS24	no	2573.8	2.22×10^{12}	Inyector de Agua.

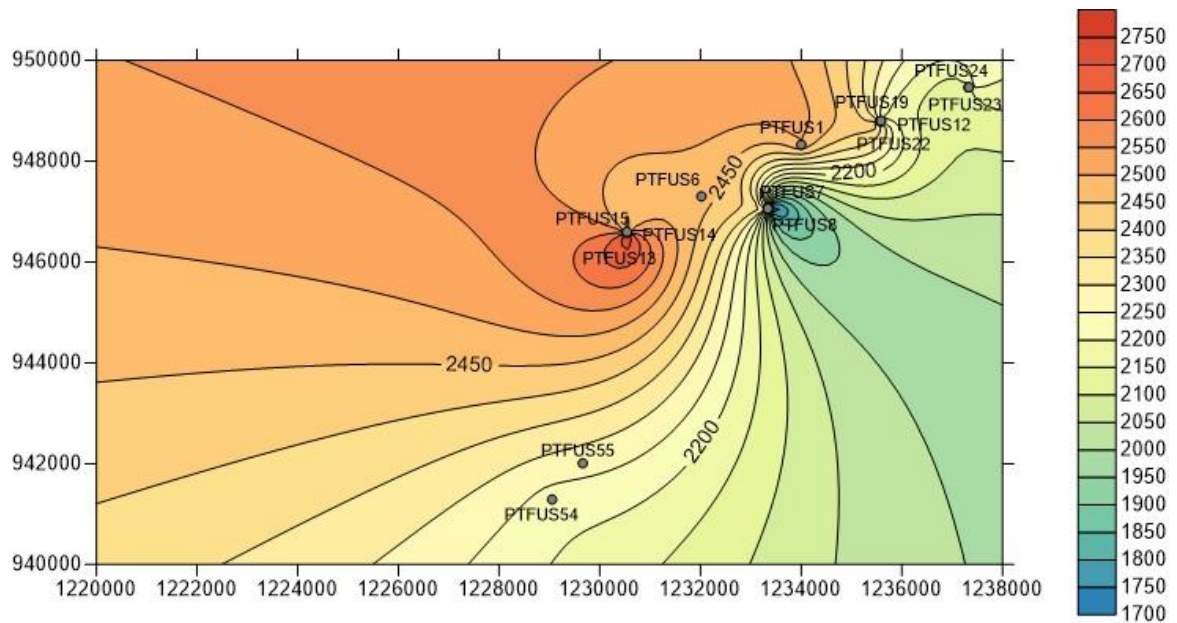


Figura 21. Mapa de Isolíneas del bloque sur, arena C73.

Tabla 18. Interpretación mapa de isolíneas, figura 21, para arena C73, bloque sur

Pozo	Problema de Arenamiento	UCS (psi)	Límite de Arenamiento (psi ²)	Comentario
PTFUS54	no	2227.1	1.76×10^{12}	Sin Empaque de Grava
PTFUS55	no	0	0	No Aplica
PTFUS13	si	2749.5	2.30×10^{12}	Con Empaque de Grava
PTFUS14	si	2782.7	2.14×10^{12}	Con Empaque de Grava
PTFUS15	si	2435	1.91×10^{12}	Con Empaque de Grava
PTFUS6	no	2464.2	1.91×10^{12}	Sin Empaque de Grava
PTFUS7	no	2328.1	1.78×10^{12}	Sin Empaque de Grava
PTFUS8	no	1671	1.13×10^{12}	Sin Empaque de Grava
PTFUS1	no	2496.2	2.05×10^{12}	Sin Empaque de Grava
PTFUS22	no	2424	1.92×10^{12}	Sin Empaque de Grava

Pozo	Problema de Arenamiento	UCS (psi)	Límite de Arenamiento (psi ²)	Comentario
PTFUS12	no	2195.1	1.8×10^{12}	Sin Empaque de Grava
PTFUS19	no	0	0	No Aplica
PTFUS23	no	2091.2	2.8×10^{12}	Sin Empaque de Grava
PTFUS24	no	2213.4	1.64×10^{12}	Inyector de Agua.

CONCLUSIONES

- Los valores de UCS confirman que las arenas estudiadas son de bajo grado de consolidación.
- En la mayoría de los pozos, los problemas de arenamiento se presentaron en las arenas de bajo espesor, es decir, a menor espesor mayor posibilidad de arenamiento.
- Se presentan excepciones al comportamiento general del arenamiento en el campo. Algunas arenas, a pesar de tener UCS alto o espesor considerable, presentan problemas de arenamiento y viceversa. Posiblemente lo anterior sucede por un manejo operativo inadecuado de los pozos, falla de las herramientas de registros, cambios geológicos, entre otros.
- El módulo de Young y la relación de Poisson, estimados a partir del registro sísmico dipolar, sirvieron como puente para calcular el UCS y la ventana de arenamiento.
- Según las propiedades geomecánicas del módulo de cizalla y compresibilidad bruta, la mayoría de los pozos están cercanos o sobrepasan el límite de arenamiento. El historial de los pozos soporta esta condición.
- La distribución del UCS ilustrada en los mapas de isolíneas, permite identificar a nivel de campo las zonas óptimas en términos de arenamiento, permitiendo que la toma de futuras decisiones sea más acertada.

RECOMENDACIONES

- Complementar el estudio con utilización de mapas isópacos con el fin de analizar el comportamiento de las variaciones del UCS en profundidad y así identificar valores de UCS aptos para elegir zonas nuevas a perforar.
- Correr el registro Sónico Dipolar en el resto de pozos del bloque PTBC, con el fin de complementar los cálculos geomecánicos que no se realizaron por la ausencia de este registro.
- Correr el registro Sónico Dipolar para anexar la cantidad de pozos faltantes a los mapas de isolíneas con el fin de tener una mejor visualización de las variaciones del UCS además de comparar de una manera más completa con el problema de arenamiento.
- Tener disponibilidad de datos de laboratorio sobre núcleos de las arenas limpias con el fin de realizar un estudio con un grado de incertidumbre mucho menor y a su vez con más acierto.
- Utilizar herramientas computacionales de más nivel con el fin de modelar mejor la situación presentada en el bloque PTBC y así abordar satisfactoriamente otras alternativas de análisis y solución del problema.

BIBLIOGRAFÍA

- D.U. Deere, R.P. Miller. University of Illinois (1967), Engineering classification and index properties for intact rock, page 11.
- [1] C. Schlumberber, “Estudio Integrado de Productividad y Geomecánica Para el Campo Caracara , Formación C7 Contenido,” 2016.
- [2] J. A. Camargo Puerto, *INTRODUCCIÓN A LA INTERPRETACIÓN DE PERFILES DE POZO ABIERTO*. 2008.
- [3] M. a M. Ortiz, S. Williams, M. a. Mercado Ortiz, S. Gopa, and L. Renlie, “Imágenes de la pared del pozo y sus inmediaciones,” *Oildf. Rev. Schlumberger*, pp. 16–35, 2006.
- [4] C. Sayers, C. Russell, M. Pelorosso, E. N. I. U. S. Operating, J. Adachi, J. Pastor, V. Singh, K. Tagbor, and P. Hooyman, “Determination of Rock Strength Using Avance Sonic Log Interpretation Techniques,” *New Orleans Annu. Tech. Conf. Exhib.*, pp. 1–15, 2009.
- [5] S. Panda, B.B. Annavarapu, “Relationship between Compressive Strength and Index Properties of Rock,” *ARMA, Am. Rock Mech. Assoc.*, 2015.
- [6] M. N. Al-Awad and S. E. M. Desouky, “Prediction of Sand Production from a Saudi Sandstone Reservoir,” *Oil Gas Sci. Technol.*, vol. 52, no. 1, pp. 407–414, 1997.
- [7] A. Joseph, L. C. Akubue, J. A. Ajienka, and A. B. Oriji, “Sanding Prediction Using Rock Mechanical Properties: A Parametric Study,” *Niger. Annu. Int. Conf. Exhib.*, 2012.
- [8] R. Felicia and S. Vargas, ““ Determinación De Los Diferenciales De Presión Geomecánico a Los Yacimientos Del Campo Dragón , Proyecto Mariscal Sucre ’ Geomecánico a Los Yacimientos Del Campo Dragón , Proyecto Mariscal Sucre ”,” 2011.
- [9] Schlumberger, *Log Interpretation, Volume II: Applications*. 1974.
- [10] a Khaksar, P. Taylor, and Z. Fang, “Rock Strength from Core and Logs, Where We Stand and Ways to Go,” ... *EAGE Conf. ...*, no. June, pp. 8–11, 2009.