

**PREDICCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE ARENA EN LAS FORMACIONES
POCO CONSOLIDADAS DE UN CAMPO DEL VALLE MEDIO DEL
MAGDALENA**

GERSON ORLANDO RIVERA ORTEGA

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIA FISICO-QUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
BUCARAMANGA**

2011

**PREDICCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE ARENA EN LAS FORMACIONES
POCO CONSOLIDADAS DE UN CAMPO DEL VALLE MEDIO DEL
MAGDALENA**

GERSON ORLANDO RIVERA ORTEGA

Trabajo de Grado para optar por el título de Ingeniero de Petróleos

Director:

MSC. FERNANDO CALVETE

Docente UIS

Codirector:

ALEXANDER MARTINEZ RAMIREZ

Ingeniero de Proyectos ICP

Codirector:

YAIR QUINTERO

Ingeniero de Proyectos ICP

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIA FISICO-QUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
BUCARAMANGA**

2011

AGRADECIMIENTOS

A Dios, quien me regalo la esperanza y la fortaleza para poner el pie en lucha aún en los momentos más difíciles.

A la Universidad Industrial de Santander por compartirme su excelente formación académica.

Al grupo de Investigación de Estabilidad de Pozos, los ingenieros Yair Quintero, Alexander Martínez, Jenny Carvajal, Gustavo Ariza, Ruby Hernández y demás compañeros del grupo quienes creyeron en mí y de alguna u otra forma me regalaron su conocimiento y experiencia.

Al capítulo estudiantil SPE, por ensañarme lo que es trabajar en equipo, y por supuesto por los buenos momentos.

Al ingeniero Fernando Calvete por su amabilidad y aceptar ser mi orientador.

A todos aquellos quienes me colaboraron técnica y emocionalmente en el desarrollo de este proyecto.

DEDICATORIA

A mi mamá, por enseñarme a creer aún en lo que parece imposible, por su eterno amor, sus bendiciones y oraciones que me han protegido en todo momento.

Gracias mamá, sin su lucha no hubiese podido culminar este gran paso.

A mi papá y mis hermanos quienes me apoyaron y creyeron siempre en mí.

A mi tía Dórida, quien fue mi segunda mamá y a quien le debo tantas enseñanzas aprendidas en silencio.

A Laura Niño por ser mi confidente y amiga.

A todos mis amigos, los que me dieron su apoyo incondicional y me permitieron vivir tantos momentos felices, a ellos que me hicieron reír y estuvieron cuando me vieron triste.

A la persona que me hizo tan feliz por tanto tiempo.

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	18
1. GENERALIDADES SOBRE EL ARENAMIENTO	19
1.1. DEFINICIÓN	19
1.2. CONDICIONES NECESARIAS PARA LA PRODUCCIÓN DE ARENA	19
1.3. CAUSAS DEL ARENAMIENTO	20
1.3.1. Causas naturales	20
1.3.2. Causas operacionales	22
1.4. ASPECTOS GEOMECÁNICOS DEL ARENAMIENTO.....	23
1.4.1. Esfuerzos	23
1.4.2. Estado de esfuerzos y tensor de esfuerzos	25
1.4.3. Régimen de esfuerzos	26
1.4.4. Estimación de los esfuerzos in-situ	27
1.4.5. Módulos elásticos	29
1.4.6. Resistencia	30
1.4.7. Modos de Falla	35
2. REVISIÓN DEL ESTADO DEL ARTE DE LOS MODELOS PREDICTIVOS DE LA PRODUCCIÓN DE ARENA.....	38
2.1 DISTRIBUCIÓN DE LOS ESFUERZOS ALREDEDOR DE UN TÚNEL (BOREHOLE/CAÑONES).....	39
2.1.1 La solución de kirsch (1898)	39
2.1.2 La distribución de esfuerzos utilizada en la investigación.....	50
2.1.3. Limitaciones	50
2.1.4 Distribución de esfuerzos desarrollada por Omar Almisned (1995).....	51
2.1.5 Modelos que tienen en cuenta la saturación de agua	54

2.2 MODELOS PREDICTIVOS: DETERMINACIÓN DEL DRAWDOWN CRÍTICO.....	62
2.2.1 Criterio de falla de Mohr-Coulomb aplicado a una geometría cilíndrica del pozo o las perforaciones.....	63
2.2.1.1 Modificación del modelo: la propuesta de la investigación.....	65
2.2.2 Criterio de falla de Mohr-Coulomb aplicado a una geometría semi-esférica de las perforaciones.	67
2.2.3 Criterio de Griffith (criterio tensil)	68
2.2.4 El criterio de Lade modificado.....	74
2.2.5 Mohr Coulomb aplicado a la distribución de esfuerzos desarrollada por Omar Almisned.	76
2.2.6 Criterio de falla por colapso de poro	77
2.2.7 Modelos basados en las teorías de continuidad	85
2.2.8 Modelo geomecánico basado en un criterio tensil	87
2.2.9 El fallamiento de la arena no es lo mismo que el arenamiento	88
3. LIMITACIONES DE LOS MODELOS.....	90
4. LA SELECCIÓN DE LOS MODELOS DE SIMULACIÓN.....	91
5. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE LOS MODELOS PREDICTIVOS DEL ARENAMIENTO.....	92
5.1. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD	92
5.2. PROCEDIMIENTO.....	93
5.2.1. Identificación de las variables dentro de los modelos.....	93
5.2.2. Diagramas de arañas.....	94
6. VALIDACIÓN DE LOS MODELOS	106
6.1 CASO ESTUDIO: UIS 1	106
6.1.1. Estado mecánico y formaciones de interés.....	106

6.1.2. Permeabilidades	107
6.1.3. Datos del MDT	108
6.1.4. Registros.....	109
6.1.5. Propiedades in-situ	110
6.1.6. Histórico de eventos	110
6.1.7. Las presiones de fondo registradas en campo	111
6.1.8. Resultados	113
6.2 CASO ESTUDIO: UIS 2.....	122
6.2.1. Registros.....	123
6.2.2. Histórico de eventos	125
6.2.3. Presiones registradas en campo.....	127
6.2.4. Resultados	127
6.2.5. Criterio de falla de Mohr-coulomb aplicado a una geometría semi-esférica de las perforaciones.	130
6.3 CASO ESTUDIO: UIS 3.....	134
6.3.1. Histórico de eventos	135
6.3.2. Presiones registradas en campo.....	137
6.3.3. Resultados	138
6.3.4. Criterio de falla de Mohr-coulomb aplicado a una geometría semi-esférica de las perforaciones.	140
6.4 CASO ESTUDIO: UIS 4.....	142
6.4.1. Registros.....	143
6.4.2. Resultados	144
6.4.3 Criterio de falla de Mohr-coulomb aplicado a una geometría semi-esférica de las perforaciones.	146
6.5 CASO ESTUDIO: UIS 5.....	150
6.5.1. Generalidades.....	150
6.5.2. Propiedades in-situ	151
6.5.3. Resultados	153

6.5.4. Criterio de falla de Mohr-coulomb aplicado a una geometría semi-esférica de las perforaciones.	154
6.6 CASO ESTUDIO: UIS 6	156
6.6.1. Registros.....	156
6.6.2. Resultados	159
6.6.3. Criterio de falla de Mohr-coulomb aplicado a una geometría semi-esférica de las perforaciones.	160
6.7. RESUMEN DE LOS RESULTADOS.....	163
7. CÁLCULO DE LA TASA CRÍTICA A PARTIR DE LA PWF CRÍTICA	167
7.1. DETERMINACIÓN DEL IPR.....	168
7.2. DETERMINACIÓN DEL CAUDAL CRÍTICO.....	172
8. CONCLUSIONES	175
9. RECOMENDACIONES.....	178
BIBLIOGRAFÍA.....	179

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1 Comportamiento ideal y real de la producción de arena en el tiempo,	20
Figura 2 Descomposición de fuerzas.....	24
Figura 3 Componentes del tensor de esfuerzo	25
Figura 4 Representación gráfica de los diferentes regímenes de esfuerzos.....	27
Figura 5. Geometría de esfuerzos en una prueba triaxial	31
Figura 6 Comportamiento de los resultados de una prueba uniaxial.	32
Figura 7 Prueba triaxial. Diferencia entre el esfuerzo axial y la presión de confinamiento versus la deformación.....	33
Figura 8 Esquema general de la prueba TWC.....	34
Figura 9 Plano de falla y geometría del esfuerzo tensil.	36
Resistencia al corte.....	36
Figura 10 Representación de la geometría de los esfuerzos y el plano de falla	36
Figura 11 Círculos de Mohr para una prueba triaxial y la envolvente de falla. Situación dentro de la zona segura de falla	37
Figura 12 Modelo del cilindro hueco.	40
Figura 13 Esfuerzos y las direcciones de deformación.....	41
Figura 14 Distribución de los esfuerzos	43
Figura 15 Sistema de coordenadas para un pozo desviado.	44
Figura 16 Geometría de la transformación.	45
Figura 17 Geometría del cañón y la orientación de los esfuerzos.	52
Figura 18 Geometría del problema para el análisis de las fuerzas capilares.....	60
Figura 19 Geometría del análisis de estabilidad.	62
Figura 20 Ilustración de la energía de superficie.	70
Figura 21 Propagación de una grieta causada por esfuerzos compresivos.....	71
Figura 22 Stress risers	72
Figura 23 Diferencia en la envolvente de falla de algunos criterios de Mohr-Coulomb, Lade modificado, Drucker Prager.	75

Figura 24 Envolvente de falla por compactación.	78
Figura 25 La presión crítica depende del tipo de muestra puede variar entre 5700 a 50000 psi y corresponde al intercepto de la envolvente con el eje del esfuerzo principal.	81
Figura 26 Resultados de las pruebas con diferentes tipos de rocas.	82
Figura 27 Envolvente de falla normalizada.	83
Figura 28. Relación entre la velocidad de onda compresional y la presión crítica.	84
Figura 29 Geometría de análisis.	95
Figura 30 Resultados del análisis de sensibilidad.	95
Figura 31 Resultados del análisis de sensibilidad.	98
Figura 32 Resultados del análisis de sensibilidad.	99
Figura 33 Resultados del análisis de sensibilidad.	100
Figura 34 Resultados del análisis de sensibilidad.	101
Figura 35 Resultados del análisis de sensibilidad.	102
Figura 36 Resultados del análisis de sensibilidad.	103
Figura 37. Resultados de la prueba MDT.	108
Figura 38 Registro densidad y Gamma Ray.	109
Figura 39 Histórico de eventos UIS 1.	111
Figura 40 Niveles de Fluido.	112
Figura 41 Modelamiento predictivo de la producción de arena.	115
Figura 42 Modelamiento predictivo de la producción de arena.	118
Figura 43 Modelamiento predictivo de la producción de arena.	120
Figura 44 Modelamiento predictivo de la producción de arena.	121
Figura 45 Registros Densidad y Gamma Ray.	124
Figura 46 Registro sísmico modelado con el RHOB.	125
Figura 47 Histórico de Eventos.	126
Figura 48 Niveles de fluido del pozo UIS 2.	127
Figura 49 Modelamiento predictivo de la producción de arena.	128
Figura 50. Modelamiento predictivo de la producción de arena.	130
Figura 51 Modelamiento predictivo de la producción de arena.	132

Figura 52 Modelamiento predictivo de la producción de arena.....	133
Figura 53 Régimen de esfuerzos para el pozo UIS 3.	135
Figura 54 Histórico de eventos.	137
Figura 55 Niveles de fluido para el pozo UIS 3.	138
Figura 56 Modelamiento predictivo de la producción de arena.....	139
Figura 57 Modelamiento predictivo de la producción de arena.....	140
Figura 58 Modelamiento predictivo de la producción de arena.....	141
Figura 59 Resultados de la prueba MDT para el pozo UIS 4.....	143
Figura 60 Registro Densidad y Gamma Ray.	144
Figura 61 Modelamiento predictivo de la producción de arena.....	145
Figura 62 Modelamiento predictivo de la producción de arena.....	146
Figura 63 Modelamiento predictivo de la producción de arena.....	148
Figura 64 Modelamiento predictivo de la producción de arena.....	149
Figura 65 Registro densidad y DTCO.....	151
Figura 66 Régimen de esfuerzos para el pozo UIS 5.	152
Figura 67 Perfil de UCS.	153
Figura 68 Modelamiento predictivo de la producción de arena.....	154
Figura 69 Modelamiento predictivo de la producción de arena.....	154
Figura 70 Modelamiento predictivo de la producción de arena.....	155
Figura 71 Modelamiento predictivo de la producción de arena.....	155
Figura 72 Registros del pozo UIS 6.....	157
Figura 73 Valores de UCS del pozo UIS 6.....	158
Figura 74 Modelamiento predictivo de la producción de arena.....	159
Figura 75 Modelamiento predictivo de la producción de arena.....	160
Figura 76 Modelamiento predictivo de la producción de arena.....	161
Figura 77 Modelamiento predictivo de la producción de arena.....	162
Figura 78 Porcentaje de asertividad de los modelos.	165
Figura 79 Datos de entrada para la construcción de la curva IPR.....	169
Figura 80 Ejemplo de la curva IPR para un pozo.....	171
Figura 81 Datos de entrada para el cálculo del skin.	172

Figura 82. Ejemplo del cálculo del caudal crítico a partir de la curva IPR y la
Pwfc para un pozo.173

LISTA DE TABLAS

Tabla 1 Tipos de roca según los valores de UCS	21
Tabla 2 Formaciones que atraviesa el pozo UIS 1.	107
Tabla 3 Permeabilidades promedio por intervalo para el pozo UIS 1	107
Tabla 4 Propiedades in-situ de las rocas para el pozo UIS 1.	110
Tabla 5 Presiones de fondo fluyente para cada fecha antes de la primera intervención.....	113
Tabla 6 Intervalos identificados como productores de arenas.	131
Tabla 7 Drawdown críticos según los modelos para los intervalos abiertos del pozo UIS 3.	139
Tabla 8 Resumen de los modelos que predijeron arenamiento con su respectivo drawdown crítico.....	142
Tabla 9 Drawdown críticos calculados por los modelos.....	147
Tabla 10 Drawdown críticos para los intervalos sensibles	149
Tabla 11 Resumen de los resultados obtenidos de las simulaciones con los pozos de estudio.....	164
Tabla 12 Pwf críticas para los pozos productores de arena con su respectivo caudal crítico.....	173

RESUMEN

TÍTULO: PREDICCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE ARENA EN LAS FORMACIONES POCO CONSOLIDADAS DE UN CAMPO DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA.

AUTOR: GERSON ORLANDO RIVERA ORTEGA*

Palabras clave: Arenamiento, modelos predictivos de la producción de arena, resistencia de la roca, geomecánica aplicada.**

DESCRIPCIÓN

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

En este artículo se presentan los resultados de la recopilación, la selección y validación de los diferentes modelos geomecánicos para la predicción del inicio de la producción de arena. Ciertas modificaciones fueron hechas respecto a la forma de incluir el valor de resistencia mecánica en el modelo analítico convencional debido a los resultados optimistas obtenidos en trabajos anteriores. Se tomaron como casos estudio seis pozos pertenecientes a la cuenca del Valle Medio del Magdalena y los valores de drawdown críticos se compararon con la condición histórica de los pozos. Finalmente la investigación concluye con la identificación del modelo más aproximado al comportamiento real tanto de los pozos productores de arena como los que no.

* Trabajo de grado

** Facultad de Ingeniería Físicoquímicas Escuela de Ingeniería de Petróleos, Director Fernando Calvete, Codirector Alexander Martínez Ramírez, Yair Quintero

ABSTRACT

TITLE: PREDICTION OF SAND PRODUCTION IN WEAKLY CONSOLIDATED FORMATIONS IN A FIELD IN THE MIDDLE MAGDALENA VALLEY*

AUTHOR: GERSON ORLANDO RIVERA ORTEGA**

Key Words: Sanding, sand production prediction models, applied geomechanics.

DESCRIPTION

Sanding prediction is an important tool when taking decisions towards sand management; it allows the evaluation of the control system implementation in order to exclude it, or by the contrary evaluate if such option would represent losses given the productivity reduction or the associated cost to the technology. In the same way, if the critical drawdowns are known it is possible to analyze the cost benefit ratio of producing oil at a high rates with the implications of producing sand, or if particularly small flows are maintained to diminish the events of sanding.

In this paper the results of the collection, selection and validation of different geomechanical models are presented. In order to predict the onset of sand production, some modifications were made regarding the way of including the value for mechanical strength in the conventional analytical model, given the optimistic results obtained in earlier works. Six wells located in the Middle Magdalena basin, were taken as case studies and the values of critical drawdowns were compared to the historical condition of the wells. Finally the investigation concludes with the identification of the most approximated model to the real behavior of both, the sand producing wells and the non-producing wells.

* Graduate work

** Physicochemical School of Engineering School of Petroleum Engineering, Director Fernando Calvete, Codirector Alexander Martinez Ramirez, Yair Quintero

INTRODUCCIÓN

Se estima que el 70 % de las reservas de hidrocarburos¹ se encuentran en yacimientos que en algún punto de su vida llegarán a producir arena. Los principales problemas asociados con éste fenómeno son: la erosión de los equipos de producción, el taponamiento de las líneas de flujo, la desestabilización de la formación que en el peor de los casos puede terminar con el colapso del pozo.

En el presente libro se muestra una revisión de los principales modelos predictivos usados en la literatura, se analizan las variables involucradas y la practicidad de su aplicación.

Estudios anteriores indicaron que el modelo predictivo usado convencionalmente resulta optimista al arrojar valores de drawdown críticos elevados aún cuando el pozo era productor de arena. Teniendo en cuenta el hecho anterior, se llevó a cabo un análisis de sensibilidad, el cual permitió identificar que el factor clave es el valor de la resistencia, tal conclusión llevó a considerar diferentes formas de incluir esta variable en los modelos.

La etapa de validación se efectuó en seis pozos pertenecientes a la cuenca del Valle Medio del Magdalena. Con los resultados obtenidos se concluye cual de los modelos tiene la más alta asertividad a la hora de reproducir el comportamiento del fenómeno.

¹ E. FJAER; R. M Holt; P Horsrud; A.M Raaen and R. Risnes, Petroleum Related Rock Mechanics; 2da edición, 2002

1. GENERALIDADES SOBRE EL ARENAMIENTO

1.1. DEFINICIÓN

El arenamiento² surge cuando los esfuerzos desestabilizadores (esfuerzos generados por el arrastre de los fluidos, los gradientes de presión y los esfuerzos in-situ) resultan mayores que la resistencia mecánica de la formación provocando el desprendimiento de las partículas. Cabe explicar que el proceso de desprendimiento no ocurre instantáneamente, éste es progresivo hasta llegar a un punto de estabilización.

1.2. CONDICIONES NECESARIAS PARA LA PRODUCCIÓN DE ARENA

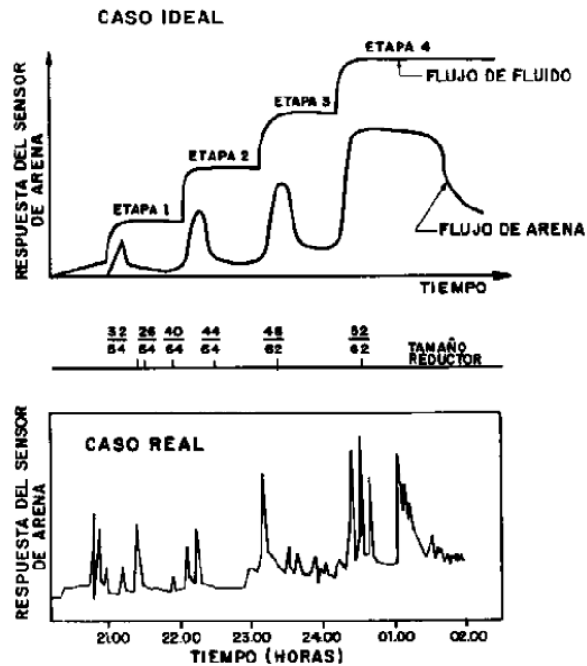
La producción de arena puede ocurrir si la roca en la vecindad de los cañones es no consolidada o ha sido fallada debido a la concentración de esfuerzos.

Aunque este estado de no consolidación es necesario, ciertamente no es una condición suficiente para que ocurra el fenómeno.

Después de una etapa de producción inicial de arena, existe una estabilización de la cavidad cañoneada, es decir se genera una nueva configuración de arco, esto implica una redistribución de los esfuerzos locales lo que permite la producción de fluidos con un drawdown más alto y una cantidad de arena estable. Al aumentar una vez más el drawdown, se vuelve a desestabilizar el arco y como resultado se genera un pico en la producción de arena hasta que nuevamente ocurre la estabilización.

² VÁSQUEZ H, Andrés R. Introducción A La Geomecánica Petrolera. Quinta Edición. Caracas Venezuela. Centro Profesional Santa Paula, 2001

Figura 1 Comportamiento ideal y real de la producción de arena en el tiempo,



Fuente: Curso de Geomecánica; Andrés R. Velasquez H. 2001.

Cuando las condiciones exceden el límite de estabilidad de la estructura cañoneada, la arena definitivamente se producirá. La estabilidad de los arcos está controlada por los esfuerzos locales, el drawdown y la resistencia de la roca.

1.3. CAUSAS DEL ARENAMIENTO

1.3.1. Causas naturales

- **Consolidación:** se relaciona con la capacidad que tienen los granos de mantenerse unidos, se supone que los sedimentos más jóvenes son los que presentan menor consolidación debido a que no cuentan con la suficiente columna litológica para la acomodación de los granos. Una manera de medir la

consolidación es a partir de la resistencia uniaxial compresiva UCS. La siguiente tabla muestra una de las clasificaciones.

Tabla 1 Tipos de roca según los valores de UCS

Tipo de Roca	UCS (psi)	Características de la formación
Inconsolidadas	<100	No existe túnel de perforación. Arena fracturada en zona dilatada.
Poco consolidadas	<500	No existe túnel de perforación. Daño en perforación.
Friables	>500	Existe túnel de perforación. Probabilidad de falla en el túnel
Consolidadas	>2500	Existe túnel de perforación. Probabilidad de falla en el túnel (Esfuerzos extremos)

Fuente: Citado por: HERNANDEZ, Ruby; GOYENECHÉ, Marcela. 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. Tesis de grado. Universidad Industrial de Santander. 2009.

- **El material cementante:** Las rocas productoras se encuentran unidas por varios materiales cementantes, cualquier tratamiento ácido podría disolverlo dejando débil el armazón de la roca.
- **Presión de poro:** los fluidos que se encuentran dentro de la roca productora soportan parte del esfuerzo total aplicado sobre la formación, por tal motivo a medida que se depleta el yacimiento, el armazón de las rocas estará expuesto a mayores esfuerzos efectivos hasta el punto que supere su resistencia.

- **Permeabilidad:** La heterogeneidad en la permeabilidad de un yacimiento puede generar velocidades de producción de fluidos extremadamente altas que sobrepasan la velocidad crítica y derrumban la formación, principalmente en las que son poco consolidadas.
- **Tipos de fluidos producidos:** Cuando existen cortes de agua asociados a la producción de aceite, se puede alterar el material cementante de la formación.
- **Viscosidad de los fluidos producidos:** Las fuerzas de arrastre sobre los granos de arena están relacionadas con la velocidad de flujo y la viscosidad del mismo. Altas viscosidades del fluido generan mayores fuerzas de arrastre.

1.3.2. Causas operacionales

Las operaciones que provocan el riesgo al arenamiento son:

- **La perforación:** causa daño en resistencia mecánica de la formación y es directamente proporcional a la tasa de penetración. Adicionalmente el lodo usado puede generar fracturas debido a su excesivo peso como también problemas de filtrado generando un factor skin que proporciona una caída de presión extra por perforado.
- **La cementación:** una mala cementación crearía zonas de baja resistencia en la vecindad del pozo debido a la concentración de esfuerzos. Si se dejan canales entre la formación y el casing, estos se volverán canales preferenciales de flujo donde las velocidades serán altas.
- **Cañoneo:** Las actividades de cañoneo deben ser planificadas y ejecutadas para producir cavidades estables a largo plazo³. Los parámetros de diseño de

³ Andrés R. Velasquez H. 2001

las perforaciones tales como diámetro, longitud o penetración, densidad, ángulo de fase y presiones de desbalance, deberán ser especificados en función de las propiedades mecánicas de la formación.

- **Tasas de producción:** cuando se requieren mayores tasas de flujo lo que se hace es disminuir la presión de fondo fluyente. Esto puede resultar en altas caídas de presiones que llegan a superar los niveles críticos.
- **Los cortes de agua:** La mayoría de las rocas almacenadoras de HC se encuentran preferiblemente mojadas por agua, parte de la cohesión de los granos está dada por la tensión interfacial liquido-grano. Cuando se empiezan a presentar altos cortes de agua las fuerzas capilares disminuyen provocando una reducción en la cohesión.

1.4. ASPECTOS GEOMECÁNICOS DEL ARENAMIENTO

1.4.1. Esfuerzos

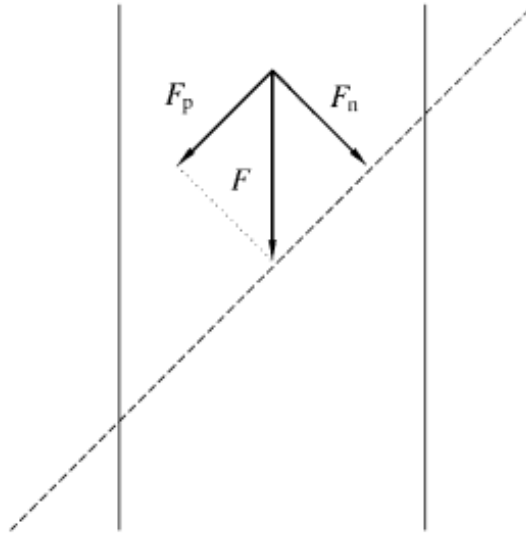
En términos sencillos el esfuerzo se define⁴ como la fuerza que se aplica sobre un área; sus unidades generalmente son Pa, Psia.

$$\sigma = \frac{F}{A}$$

Por convención los esfuerzos comprensivos son tomados con signos positivos. El valor del esfuerzo depende de la orientación del área transversal; es decir; si el esfuerzo es aplicado sobre un área inclinada, éste se descompone.

⁴ E. FJAER; R. M Holt; P Horsrud; A.M Raaen and R. Risnes, Petroleum Related Rock Mechanics;

Figura 2 Descomposición de fuerzas.



Fuente: PetroleumRelated Rock Mechanics; 2da edición; E. Fjaer; R. M Holt; P Horsrud; A.M Raaen and R. Risnes.

De la Figura 2, se puede definir el esfuerzo cortante como

$$\tau = \frac{F_p}{A}$$

La orientación relativa del área transversal a la dirección de la fuerza es importante. Cuando la componente de la fuerza es perpendicular al área se le denomina **esfuerzo normal**; mientras que cuando la fuerza es paralela al área se le denomina **esfuerzo cortante o de cizalla** denotado por la letra τ .

En el caso de las formaciones o rocas del subsuelo, los esfuerzos o las tensiones se originan por el peso de la litología superior a cada capa, tensiones gravitacionales, esfuerzos tectónicos debido a las deformaciones de la corteza terrestre, factores como la erosión y efectos de la topografía, entre otros.

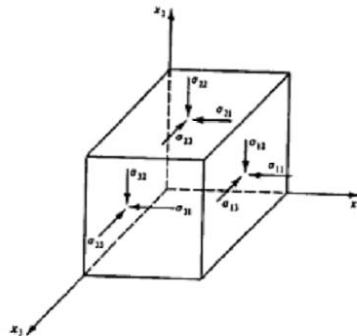
1.4.2. Estado de esfuerzos y tensor de esfuerzos

Los tensores⁵ son cantidades físicas que expresan diferentes cosas. Los tensores de orden cero son los llamados escalares, cantidades físicas que se expresan por un simple número, p. ej. La temperatura $T = 16\text{ }^{\circ}\text{C}$. Los tensores de primer orden son los vectores, cantidades físicas que representan una intensidad, pero también una dirección en el espacio y un sentido.

Los tensores de segundo orden son cantidades físicas que representan, infinitos vectores o que expresan una propiedad que permite establecer una relación entre dos vectores.

Se define estado de esfuerzos como el conjunto de los infinitos vectores esfuerzo que actúan sobre los infinitos planos que pasan por un punto, en un instante dado. Esto no es ya una magnitud vectorial, sino una cantidad física compuesta de infinitos vectores.

Figura 3 Componentes del tensor de esfuerzo



Fuente: Mark d. zoback, reservoir geomechanics: earth stress and rock mechanics applied to exploration, production and wellbore stability, may 18, 2006

⁵ <http://web.usal.es/~gabi/APUNTES/TEMA1.PDF>

Considerando la figura 3, los esfuerzos relacionados con la superficie normal X pueden ser denotados por σ_x ; τ_{xy} ; τ_{xz} ; así mismo existen esfuerzos relacionados a las superficies normales a Y y Z. De este modo hay 9 componentes de esfuerzos en el volumen V; que se expresan en forma matricial y se le conoce como tensor de esfuerzos, siendo este de segundo orden:

$$\sigma = \begin{bmatrix} \sigma_x & \tau_{xy} & \tau_{xz} \\ \tau_{yx} & \sigma_y & \tau_{yz} \\ \tau_{zx} & \tau_{zy} & \sigma_z \end{bmatrix}$$

Así pues, una componente de esfuerzo dado representa una fuerza actuando en una dirección específica sobre una unidad de área con una orientación.

1.4.3. Régimen de esfuerzos

Las formaciones del subsuelo están sometidas a diferentes esfuerzos llamados esfuerzos in-situ, Estos son:

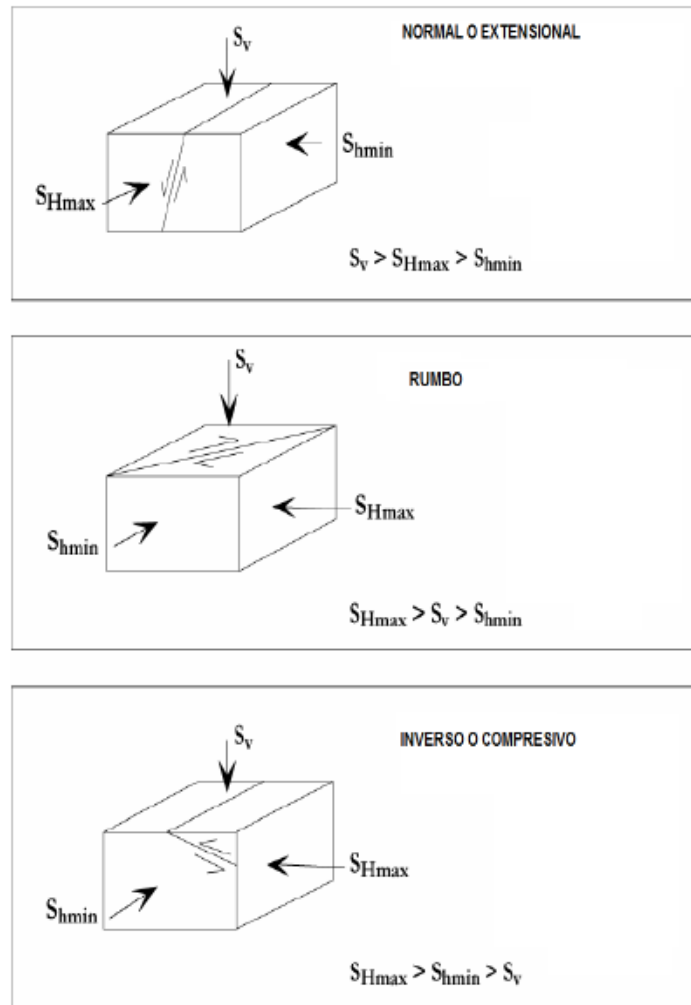
- Esfuerzo vertical S_v .
- Esfuerzo horizontal máximo S_H .
- Esfuerzo horizontal mínimo S_h .

Dependiendo de la magnitud de cada uno de ellos existen tres configuraciones⁶:

1. Régimen Extensional o de falla normal: $S_v > S_H > S_h$.
2. Régimen Inverso o compresivo: $S_H > S_h > S_v$.
3. Régimen Rumbo deslizante: $S_H > S_v > S_h$.

⁶ Mark d. zoback, reservoir geomechanics: earth stress and rock mechanics applied to exploration, production and wellbore stability, may 18, 2006

Figura 4 Representación gráfica de los diferentes regímenes de esfuerzos



Fuente: Mark d. zoback, reservoir geomechanics: earth stress and rock mechanics applied to exploration, production and wellbore stability, may 18, 2006

1.4.4. Estimación de los esfuerzos in-situ: Existen diferentes formas de estimar las magnitudes de los esfuerzos⁷, las siguientes son las prácticas más comunes:

⁷ Citado por: HERNANDEZ, Ruby; GOYENECHÉ, Marcela. Predicción de la producción de arena en el campo maduro del Valle Medio del Magdalena "Llanito", Tesis de grado. Universidad Industrial de Santander. 2009.

- **Esfuerzo vertical:** es el esfuerzo resultante del peso de las capas ubicadas unas sobre otras, también conocido como el overburden. Se calcula a partir de los valores de densidad obtenidos del registro RHOB y corresponde a la sumatoria del peso de cada una de las capas.

$$S_v = \frac{(RHOB * 0.4241 * (TVD1) + RHOB * 0.4241 * (TVD))}{2}$$

- **Esfuerzo horizontal mínimo:** Puede ser obtenido de las pruebas de Leak Off o mini-frac (técnicas de fracturamiento hidráulico). Tales valores son útiles para calibrar el modelo que describe el comportamiento de Sh a lo largo de las diferentes litologías.

El esfuerzo horizontal mínimo Sh se calcula a partir de la relación entre presión de poro y el módulo de Poisson.

$$Sh = \left(\left(\frac{Poisson}{1 - Poisson} \right) * (S_v * P_p) + P_p \right) * 0.052$$

- **Esfuerzo horizontal máximo:** No existe una forma definida para medir la magnitud de éste esfuerzo. En una situación elástica lineal idealizada el valor se podría obtener de repetidas pruebas de fractura.

El siguiente es un modelo que estima el valor el esfuerzo horizontal máximo SH a partir de la resistencia tensil de la roca RTR y una constante poroelástica

$$S_H = \left(3 * S_h + \frac{RT}{TVD} \right) - (Mwin * 0.052) - (a * P_p * 0.052)$$

1.4.5. Módulos elásticos⁸

Los módulos elásticos son la respuesta mecánica a la aplicación de los esfuerzos sobre un cuerpo indicando el grado de deformación que éste sufre. Son de gran importancia en el análisis de estabilidad debido a que proporcionan información relacionada a la resistencia de la roca.

Módulo de Poisson (ν)

Es la relación entre la deformación transversal y la longitudinal cuando se le aplica un esfuerzo a un cuerpo. En ausencia de pruebas de laboratorio, se puede calcular a partir de las velocidades de las ondas sísmicas, de la siguiente manera:

$$\nu = \frac{\left(\frac{V_p}{V_s}\right)^2 - 2}{2\left(\frac{V_p}{V_s}\right)^2 - 2}$$

Donde:

ν : módulo de Poisson.

v_p : velocidad de la onda P.

v_s : velocidad de la onda S.

Módulo de Young (E)

Es la relación entre el esfuerzo y la deformación. Altos módulos de Young indican que la roca se deforma poco.

Matemáticamente equivale a:

$$E = 2G(1 + \nu)$$

⁸ VÁSQUEZ H, Andrés R. Introducción A La Geomecánica Petrolera. Quinta Edición. Caracas Venezuela. Centro Profesional Santa Paula, 2001.

Donde

E : módulo de Young.

G : módulo de rigidez.

ν : módulo de Poisson.

El módulo de rigidez (G):

Se refiere a la resistencia de un cuerpo ante un esfuerzo de cizalla, donde las fuerzas se aplican en dirección tangencial a las caras sobre las que actúan. A partir de las velocidades sísmicas éste módulo se obtiene así:

$$G = \rho V_s^2$$

Donde: ρ corresponde a la densidad de la formación y V_s la velocidad de la onda s.

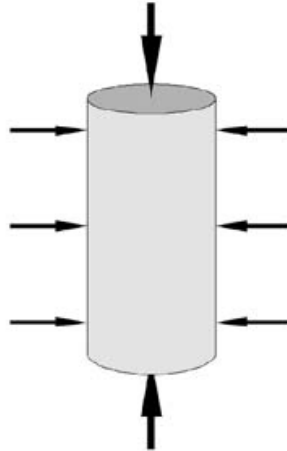
1.4.6. Resistencia

El nivel de esfuerzo que resiste la roca antes de que ocurra una falla se le conoce como resistencia⁹. Es preciso mencionar que la resistencia de la roca depende de la geometría de los esfuerzos, es decir de la forma cómo actúan éstos en el material.

Generalmente se habla de dos principales geometrías de esfuerzos para medir la resistencia mecánica de las rocas: las geometrías uniaxiales y triaxiales.

⁹ E. FJAER; R. M Holt; P Horsrud; A.M Raaen and R. Risnes, Petroleum Related Rock Mechanics; 2da edición, 2002

Figura 5. Geometría de esfuerzos en una prueba triaxial

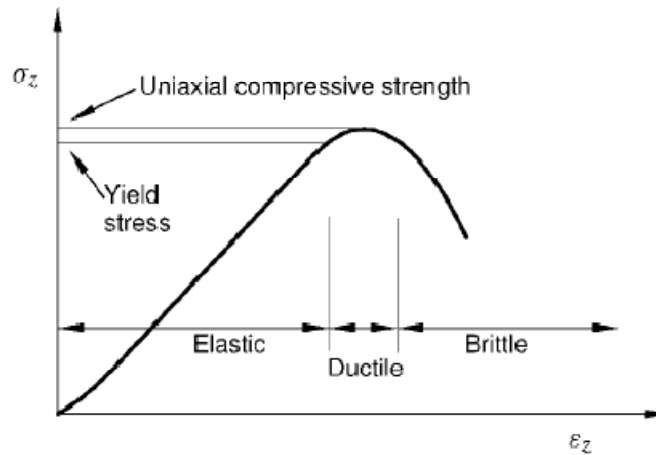


Fuente. Mark d. Zoback; reservoir geomechanics: earth stress and rock mechanics applied to exploration, production and wellbore stability.

La Figura 5 muestra una prueba típica de resistencia triaxial, un núcleo generalmente con una razón longitud-diámetro de 2:1 y un par de pistones aplicando esfuerzo (axial) en la base y tope del cilindro con un baño de aceite confinado que provee un esfuerzo sobre la circunferencia el cual puede ser de diferente magnitud al axial.

Se asume que el estado de esfuerzos dentro del núcleo es homogéneo. Si el esfuerzo de confinamiento es nulo, se habla de una prueba uniaxial o también conocida como “Unconfined compression test” “UCS, mientras que si existe presión de confinamiento se habla de una prueba triaxial.

Figura 6 Comportamiento de los resultados de una prueba uniaxial.

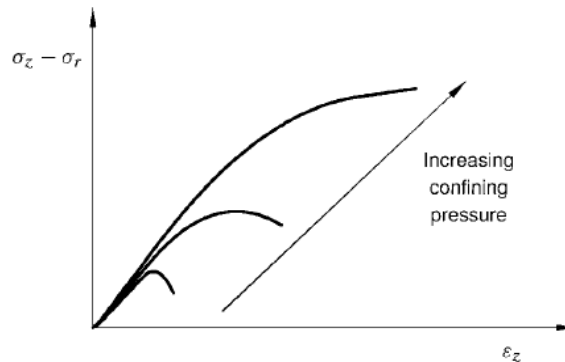


Fuente: Petroleum Related Rock Mechanics; 2da edición; E. Fjaer; R. M Holt; P Horsrud; A.M Raaen and R. Risnes.

La Figura 6 muestra un comportamiento típico de los resultados de una prueba uniaxial donde se grafica el esfuerzo axial σ_z como función de la deformación axial de la muestra ϵ_z , de allí se definen unos conceptos principales:

- *Región elástica:* Intervalo en el cual al cancelar la fuerza compresiva, la roca vuelve a su forma original.
- *Yieldpoint:* Punto en el cual ocurre la deformación permanente.
- *Resistencia:* es la carga más alta que la roca puede soportar.
- *Región Dúctil:* intervalo en el cual la roca se deforma permanentemente pero que aún puede soportar carga.
- *Región Quebradiza:* La roca pierde la capacidad de soportar carga.

Figura 7 Prueba triaxial. Diferencia entre el esfuerzo axial y la presión de confinamiento versus la deformación.



Fuente: Petroleum Related Rock Mechanics; 2da edición; E. Fjaer; R. M Holt; P Horsrud; A.M Raaen and R. Risnes.

En una prueba triaxial, usualmente se incrementa la carga axial y de confinamiento simultáneamente, hasta que se alcanza un cierto nivel de presión hidrostática (presión igual alrededor de toda la superficie del cuerpo), desde ese punto la presión de confinamiento permanece constante, mientras las cargas axiales se incrementan hasta causar el fallamiento.

La carga axial es aplicada de tal forma que produzca una velocidad de deformación constante. Para éste tipo de pruebas se suele graficar la diferencia entre la carga axial y la presión de confinamiento versus la deformación axial.

El comportamiento típico de los resultados de ésta prueba se representa en la Figura 7, allí se aprecia que para altas presiones de confinamiento, la capacidad de la roca para soportar carga no se pierde, aunque su rigidez se ve reducida.

De esta forma, no es posible dar una definición general sobre lo que significa resistencia o fallamiento, pues para el caso de la prueba uniaxial se puede definir la resistencia como el punto de esfuerzo más alto soportado por la roca, mientras que para el caso de presiones de confinamiento se define la resistencia como el

punto donde la pendiente de la curva esfuerzo-deformación cambia, aunque puede parecer inapropiado pues a partir de éste punto para unas presiones de confinamiento dadas la roca aún puede soportar carga.

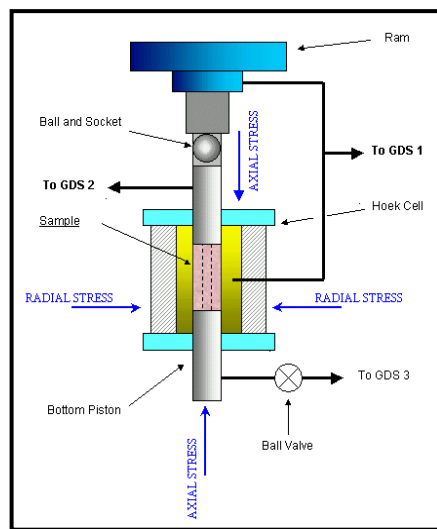
La prueba TWC (Thick Wall Cylinder)

Es una prueba de laboratorio que simula la falla en el túnel de perforación. Para el desarrollo de esta prueba se utiliza un núcleo con un diámetro externo de 1½ de pulgada y con una longitud de 2 –3 pulgadas.

Antes de realizar la prueba se perfora un hueco axial con diámetro ½ pulgada a través del centro de la muestra.

La muestra se instala en una celda *Hoek* y se incrementan de forma simultánea los esfuerzos radiales y axiales hasta el punto de falla.

Figura 8 Esquema general de la prueba TWC.



Fuente: Recurso de internet

El esfuerzo radial es generado a partir de la presurización del aceite que está en la celda, tal presión actúa alrededor de la muestra por medio del empuje sobre la chaqueta y también sobre los extremos de la misma de manera tal que la muestra queda sometida a tensión hidrostática.

La presión de colapso de la prueba Thick Walled Cylinder (TWC) es usada como la medida de resistencia fundamental para huecos y perforaciones, por tal razón es conocida como la prueba del arenamiento. Los valores obtenidos son superiores a los encontrados en la condición no confinada UCS.

1.4.7. Modos de Falla

Fallamiento Tensil

La falla tensil ocurre cuando el esfuerzo efectivo tensil a través de algún plano supera el límite crítico. Éste límite se le conoce como resistencia tensil denotado por el símbolo T_o y tiene las mismas unidades de esfuerzo. La mayoría de las rocas sedimentarias tienen muy baja resistencia tensil, típicamente unos pocos psi¹⁰, de esta forma para las diferentes aplicaciones prácticas la resistencia tensil se considera nula.

Una muestra que sufre fallamiento tensil se divide a lo largo de un plano de fractura, este plano se genera más o menos de forma normal a la dirección de la aplicación de esfuerzo por las grietas naturales existentes.

El plano de fractura se genera a lo largo de la grieta más grande, la cual crecerá gradualmente y rápidamente divide a la muestra.

¹⁰ Petroleum Related Rock Mechanics; 2da edición; E. Fjaer; R. M Holt; P Horsrud; A.M Raaen and R. Risnes.

Figura 9 Plano de falla y geometría del esfuerzo tensil.

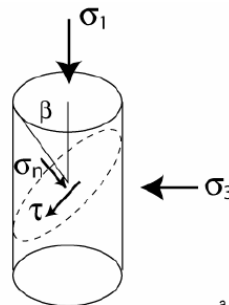


Fuente: Petroleum Related Rock Mechanics; 2da edición; E. Fjaer; R. M Holt; P Horsrud; A.M Raaen and R. Risnes.

Resistencia al corte

La falla cortante ocurre cuando el esfuerzo cortante a lo largo de un plano en la muestra es lo suficientemente alto, haciendo que una parte del cuerpo se desplace sobre el otro en un movimiento que genera cierta fuerza de fricción. Se sabe que la fuerza de fricción entre dos objetos depende de las fuerzas que actúan en ellos, por lo tanto se asume que el esfuerzo cortante crítico τ_{max} para el cual la falla de corte ocurre depende del esfuerzo normal aplicado sobre el plano de falla. Lo anterior se representa gráficamente en la Figura 10 y la ecuación que surge se le conoce como la hipótesis de Mohr.

Figura 10 Representación de la geometría de los esfuerzos y el plano de falla

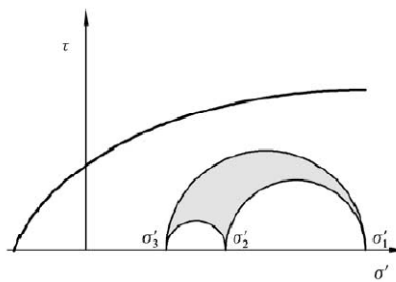


Fuente: Petroleum Related Rock Mechanics; 2da edición; E. Fjaer; R. M Holt; P Horsrud; A.M Raaen and R. Risnes.

$$|\tau_{max}| = f(\sigma')$$

Resulta posible evaluar gráficamente el esfuerzo de corte τ y el esfuerzo efectivo normal σ' en la falla que se genera durante el proceso de aplicación de cargas, este análisis es la base en la construcción del círculo de Mohr. En el plano τ vs σ' la ecuación anterior describe una línea que separa una “región segura” de una “región de falla”. La línea se le conoce como envolvente de falla.

**Figura 11 Círculos de Mohr para una prueba triaxial y la envolvente de falla.
Situación dentro de la zona segura de falla**



Fuente: Petroleum Related Rock Mechanics; 2da edición; E. Fjaer; R. M Holt; P Horsrud; A.M Raen and R. Risnes.

El gráfico anterior representa una situación segura debido a que ninguna combinación de τ y σ (círculos de Mohr) llega a tocar la línea de falla, en el caso que el esfuerzo principal σ_1 sea incrementado, el círculo que conectaría a σ_1 y σ_3 sería mucho más grande y seguramente tocaría la línea de falla. Cuando $\sigma_3 = 0$; el círculo empieza desde el origen de coordenadas, para esta condición se estaría trabajando en una prueba uniaxial, donde el único esfuerzo aplicado corresponde a σ_1 , en el caso mencionado del incremento de σ_1 para tocar la línea de falla se hace referencia a las pruebas donde existe presión de confinamiento.

2. REVISIÓN DEL ESTADO DEL ARTE DE LOS MODELOS PREDICTIVOS DE LA PRODUCCIÓN DE ARENA

La primera etapa de la investigación inició con la revisión y recopilación de los modelos predictivos publicados en la literatura considerando los diferentes tipos según la técnica de investigación. Sin embargo dentro del alcance de éste proyecto se tuvo como objetivo el análisis de los modelos analíticos debido a su argumentación en la geomecánica aplicada y a su relativa practicidad.

Los modelos empíricos no se tuvieron en cuenta porque no representan una evaluación cuantitativa fiable de la tasa crítica de producción para provocar el arenamiento y por su parte los modelos numéricos tampoco debido al requerimiento de valores de difícil acceso sobre las propiedades de las rocas así como la utilización de software especializado que permita examinar la estabilidad a una escala más pequeña y en detalles, tales simuladores acoplan generalmente el efecto esfuerzo/deformación con la aproximación de la difusión de la presión de poro.

Se han realizado diversas aproximaciones analíticas para predecir el arenamiento, tales modelos se pueden clasificar según el mecanismo que genera el desprendimiento de las partículas, en este sentido se habla principalmente de modelos basados en el fallamiento compresivo o de corte, fallamiento tensil, colapso de poro y fuerzas erosivas.

2.1 DISTRIBUCIÓN DE LOS ESFUERZOS ALREDEDOR DE UN TÚNEL (BOREHOLE/CAÑONES)

Los modelos que relacionan el arenamiento con los esfuerzos in-situ, la resistencia de la roca y el drawdown tienen origen en el análisis y en la determinación de la distribución de los esfuerzos efectivos que actúan en el pozo, de forma que una vez se han calculado, se procede a aplicar un criterio de falla, suponiendo que la producción de arena inicia una vez superado tal criterio.

La distribución de los esfuerzos puede tener varias soluciones, estas dependerán de la geometría de estudio, las condiciones de frontera del problema, las leyes constitutivas (que van relacionadas con el comportamiento mecánico de las rocas), el efecto de la interacción roca fluido. Dependiendo de las condiciones del problema las soluciones pueden llegar a ser de fácil acceso o pueden requerir desarrollos matemáticos avanzados y gran cantidad de datos de entrada que difícilmente se obtienen en la práctica.

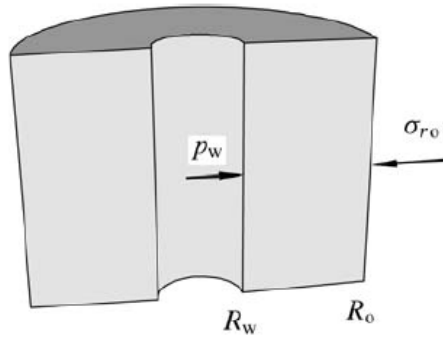
2.1.1 La solución de kirsch (1898)

La distribución de los esfuerzos alrededor de un agujero circular de plano infinito fue publicada en 1898 por Kirsch¹¹. Tales ecuaciones posteriormente se generalizan para estados de esfuerzos anisotrópicos y en la literatura se conocen como las ecuaciones de Kirsch.

El punto de partida es aproximar el túnel a un cilindro hueco dentro de un material, tal como se muestra en la figura12:

¹¹ Petroleum Related Rock Mechanics; 2da edición; E. Fjaer; R. M Holt; P Horsrud; A.M Raaen and R. Risnes.

Figura 12 Modelo del cilindro hueco.



Fuente: E. Fjaer; R. M Holt; P Horsrud; A.M Raaen and R. Risnes, Petroleum Related Rock Mechanics; 2da edición, 2002.

En el modelo se considera la acción de un esfuerzo vertical σ_v paralelo al eje del cilindro cuyo radio externo (R_o) es mucho mayor que el radio interno (R_w), una presión en R_w igual a P_w y un esfuerzo externo σ_{r_o} . El problema asume el modelo de deformación plana que considera la deformación del material solo en dirección de la aplicación del esfuerzo y no en sus laterales.

La solución comienza con la ecuación de equilibrio de fuerzas:

$$\frac{d\sigma_r}{dr} + \frac{\sigma_r - \sigma_\theta}{r} = 0$$

Ecuación 1

Los esfuerzos se pueden escribir en función de sus deformaciones a partir de las ecuaciones de Hooke:

$$\sigma'_r = (\lambda + 2G)\varepsilon_r + \lambda\varepsilon_\theta + \lambda\varepsilon_z$$

Ecuación 2

$$\sigma'_\theta = \lambda\varepsilon_r + (\lambda + 2G)\varepsilon_\theta + \lambda\varepsilon_z$$

Ecuación 3

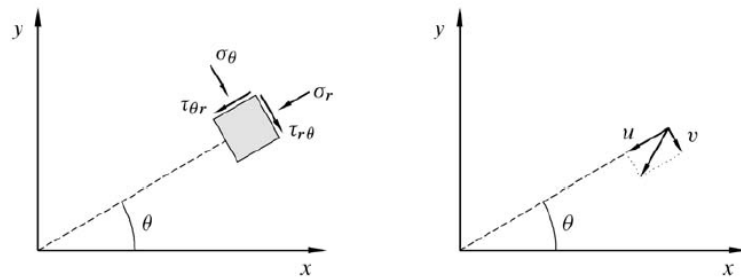
$$\sigma'_z = \lambda\varepsilon_r + \lambda\varepsilon_\theta + (\lambda + 2G)\varepsilon_z$$

Ecuación 4

Donde los coeficientes λ y G representan los módulos elásticos más conocidos como los parámetros de Lamé, éstos se usan para simplificar las ecuaciones y son funciones del módulo de Young y de Poisson. Y por su parte $\varepsilon_r, \varepsilon_\theta$ y ε_z son las deformaciones en dirección radial, tangencial y vertical respectivamente.

Ahora las deformaciones se reemplazan por sus equivalentes desplazamientos en u, v y w tal como se puede apreciar en la Figura 13.

Figura 13 Esfuerzos y las direcciones de deformación.



Fuente: E. Fjaer; R. M Holt; P Horsrud; A.M Raen and R. Risnes, Petroleum Related Rock Mechanics; 2da edición, 2002.

El resultado final es una ecuación que describe la condición de equilibrio en función de los desplazamientos en u, v y w :

$$\frac{d^2u}{dr^2} + \frac{1}{r} \frac{du}{dr} - \frac{u}{r^2} + \frac{\alpha}{\lambda + 2G} \frac{dp_f}{dr} = 0$$

Ecuación 5

Una vez la ecuación diferencial anterior se resuelva, se pueden determinar las deformaciones y a partir de la ley de Hooke se hallan finalmente los esfuerzos.

Distribución de los esfuerzos considerando la presión de poro constante e isotropía en los esfuerzos horizontales para un pozo vertical¹²

Inicialmente se asume que el túnel se encuentra recubierto perfectamente con una torta de lodo de modo que no existe variación en la presión de poro. Así, el último término de la Ecuación 5 desaparece.

Integrando la ecuación resultante y tomando como condición de frontera: $\sigma_r = p_w$ para $r = R_w$ y $\sigma_r = \sigma_{ro} = \sigma_h$ para $r = R_o$ se obtienen las siguientes ecuaciones*:

$$\sigma_r = \left(1 - \frac{R_w^2}{r^2}\right) \sigma_h + \frac{R_w^2}{r^2} p_w$$

Ecuación 6

$$\sigma_\theta = \left(1 + \frac{R_w^2}{r^2}\right) \sigma_h + \frac{R_w^2}{r^2} p_w$$

Ecuación 7

$$\sigma_z = \sigma_v$$

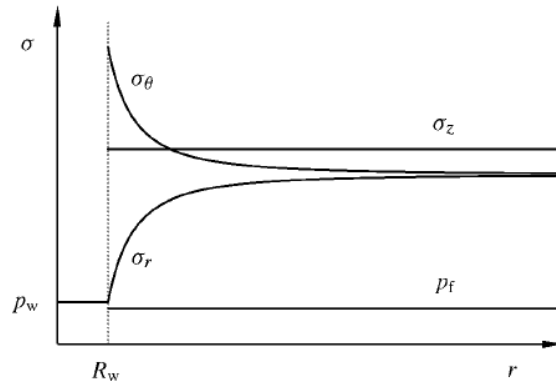
Ecuación 8

La Figura 14 representa la distribución de esfuerzos alrededor del cilindro hueco considerado en el modelo.

¹² Petroleum Related Rock Mechanics; 2da edición; E. Fjaer; R. M Holt; P Horsrud; A.M Raaen and R. Risnes.

* Los esfuerzos que se presentan son esfuerzos totales, los esfuerzos efectivos se obtienen restando al lado derecho el factor αP_w que corresponde a la presión de poro en $r=R_w$.

Figura 14 Distribución de los esfuerzos



Fuente: E. Fjaer; R. M Holt; P Horsrud; A.M Raaen and R. Risnes, Petroleum Related Rock Mechanics; 2da edición, 2002.

Distribución de los esfuerzos considerando la presión de poro variable e isotropía en los esfuerzos horizontales para un pozo vertical¹³

La variación de la presión de poro significa que existe comunicación entre el pozo y la formación. Los esfuerzos son encontrados siguiendo el mismo procedimiento anterior pero considerando el último término de la Ecuación 5.

Los esfuerzos en la pared del pozo están dados por:

$$\sigma_r = p_w$$

Ecuación 9

$$\sigma_\theta = 2\sigma_h - p_w - 2n(P_p - P_f(R_w))$$

Ecuación 10

$$\sigma_z = \sigma_v - 2n(P_p - P_f(R_w))$$

Ecuación 11

¹³ Petroleum Related Rock Mechanics; 2da edición; E. Fjaer; R. M Holt; P Horsrud; A.M Raaen and R. Risnes.

Donde n representa el coeficiente poroelástico de esfuerzos y está definido como:

$$n = \frac{1 - 2\nu}{2(1 - \nu)}$$

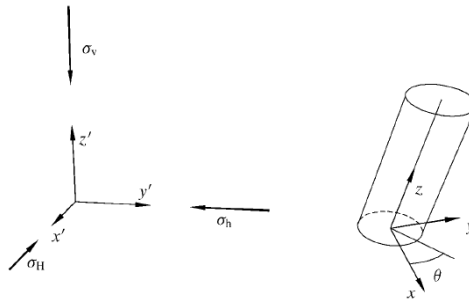
Ecuación 12

$P_f(R_w)$ es la presión del fluido en la pared del pozo y es equivalente a la P_w si no existe una torta de lodo que impida la comunicación entre la formación y el pozo. Si existe tal torta $P_f(R_w)$ es la presión inmediatamente detrás de la torta.

Solución general elástica de los esfuerzos alrededor del túnel

Los casos anteriores consideraban un pozo perfectamente vertical y con isotropía de esfuerzos. Ahora se considerará la solución general para pozos desviados y horizontales con anisotropía de esfuerzos. Primero se debe pensar en el caso de un pozo inclinado tal como lo muestra la Figura 15.

Figura 15 Sistema de coordenadas para un pozo desviado.



Fuente: E. Fjaer; R. M Holt; P Horsrud; A.M Raaen and R. Risnes, Petroleum Related Rock Mechanics; 2da edición, 2002.

En este caso los esfuerzos principales se encuentran paralelos a la dirección de (x', y', z') , para poder determinar los esfuerzos en la dirección del pozo (x, y, z) es necesario realizar la transformación de los ejes lo cual se hace mediante los cosenos directores.

Las siguientes expresiones son las herramientas para llevar a cabo tales transformaciones:

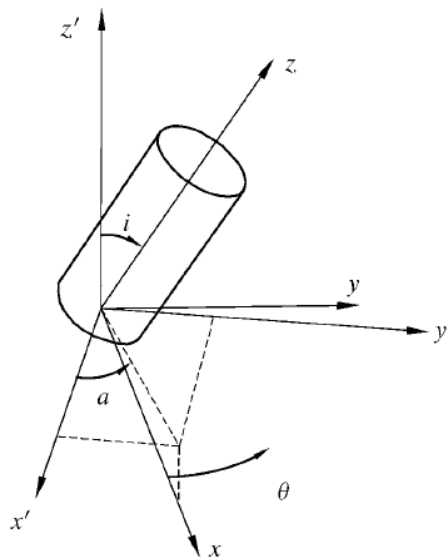
$$I_{xx'} = \cos a \cos i, I_{xy'} = \sin a \cos i, I_{xz'} = -\sin i$$

$$I_{yx'} = -\sin a, I_{yy'} = \cos a, I_{yz'} = 0$$

$$I_{zx'} = \cos a \sin i, I_{zy'} = \sin a \sin i, I_{zz'} = \cos i$$

Donde i representa la desviación con relación a la dirección z' , e a es la desviación del eje x' tal como lo muestra la Figura 16.

Figura 16 Geometría de la transformación.



Fuente: E. Fjaer; R. M Holt; P Horsrud; A.M Raaen and R. Risnes, Petroleum Related Rock Mechanics; 2da edición, 2002.

Una vez se determinen los cosenos directores, se procede a calcular los esfuerzos en la dirección (x, y, z) a partir de las siguientes ecuaciones*:

* Las ecuaciones representan los esfuerzos originales en la formación y se transforman a los ejes de referencia (x, y, z) .

$$\sigma_x = I_{xx}^2 \cdot \sigma_H + I_{xy}^2 \cdot \sigma_h + I_{xz}^2 \cdot \sigma_v$$

Ecuación 13

$$\sigma_y = I_{yx}^2 \cdot \sigma_H + I_{yy}^2 \cdot \sigma_h + I_{yz}^2 \cdot \sigma_v$$

Ecuación 14

$$\sigma_z = I_{zx}^2 \cdot \sigma_H + I_{zy}^2 \cdot \sigma_h + I_{zz}^2 \cdot \sigma_v$$

Ecuación 15

$$\tau_{xy} = I_{xx} \cdot I_{yx} \cdot \sigma_H + I_{xy} \cdot I_{yy} \cdot \sigma_h + I_{xz} \cdot I_{yz} \cdot \sigma_v$$

Ecuación 16

$$\tau_{yz} = I_{yx} \cdot I_{zx} \cdot \sigma_H + I_{yy} \cdot I_{zy} \cdot \sigma_h + I_{yz} \cdot I_{zz} \cdot \sigma_v$$

Ecuación 17

$$\tau_{zx} = I_{zx} \cdot I_{xx} \cdot \sigma_H + I_{zy} \cdot I_{xy} \cdot \sigma_h + I_{zz} \cdot I_{xz} \cdot \sigma_v$$

Ecuación 18

Para determinar el caso general**, los esfuerzos se escriben en coordenadas cilíndricas:

$$\begin{aligned} \sigma_r = & \frac{\sigma_x + \sigma_y}{2} \left(1 - \frac{R_w^2}{r^2} \right) + \frac{\sigma_x - \sigma_y}{2} \left(1 + \frac{3R_w^4}{r^4} - \frac{4R_w^2}{r^2} \right) \cos 2\theta \\ & + \tau_{xy} \left(1 + \frac{3R_w^4}{r^4} - \frac{4R_w^2}{r^2} \right) \sin 2\theta + \frac{p_w R_w^2}{r^2} \end{aligned}$$

Ecuación 19

** El caso general presentado considera la anisotropía de esfuerzos con presión de poro constante.

$$\sigma_{\theta} = \frac{\sigma_x + \sigma_y}{2} \left(1 + \frac{R_w^2}{r^2}\right) - \frac{\sigma_x - \sigma_y}{2} \left(1 + \frac{3R_w^4}{r^4}\right) \cos 2\theta - \tau_{xy} \left(1 + \frac{3R_w^4}{r^4}\right) \sin 2\theta - \frac{p_w R_w^2}{r^2}$$

Ecuación 20

$$\sigma_z = \sigma_z^{\circ} - \nu \left[\frac{2(\sigma_x - \sigma_y)R_w^2}{r^2} \cos 2\theta + \frac{4\tau_{xy}R_w^2}{r^2} \sin 2\theta \right]$$

Ecuación 21

$$\tau_{r\theta} = \frac{\sigma_y - \sigma_x}{2} \left(1 - \frac{3R_w^4}{r^4} + \frac{2R_w^2}{r^2}\right) \sin 2\theta + \tau_{xy} \left(1 - \frac{3R_w^4}{r^4} + \frac{2R_w^2}{r^2}\right) \cos 2\theta$$

Ecuación 22

$$\tau_{\theta z} = (-\tau_{xz} \sin \theta + \tau_{yz} \cos \theta) \left(1 + \frac{R_w^2}{r^2}\right)$$

Ecuación 23

$$\tau_{\theta z} = (\tau_{xz} \cos \theta - \tau_{yz} \sin \theta) \left(1 - \frac{R_w^2}{r^2}\right)$$

Ecuación 24

Las anteriores ecuaciones son usadas en el análisis elástico lineal de la estabilidad del borehole.

Distribución de los esfuerzos para un pozo en la dirección de uno de los esfuerzos principales¹⁴

¹⁴ Petroleum Related Rock Mechanics; 2da edición; E. Fjaer; R. M Holt; P Horsrud; A.M Raaen and R. Risnes.

La siguiente distribución de esfuerzos se lleva a cabo para un pozo vertical, sin embargo puede fácilmente escribirse para el caso de un pozo horizontal tan solo cambiando los esfuerzos que intervienen en tal condición. El hecho de tener un pozo en la dirección de uno de los principales simplifica las ecuaciones de la solución general (19-24) como se puede observar en las siguientes expresiones*:

$$\sigma_r = \frac{(\sigma_H + \sigma_h)}{2} \left(1 - \frac{R_w^2}{r^2}\right) + \frac{\sigma_H - \sigma_h}{2} \left(1 + \frac{3R_w^4}{r^4} - \frac{4R_w^2}{r^2}\right) \cos 2\theta + \frac{p_w R_w^2}{r^2}$$

Ecuación 25

$$\sigma_\theta = \frac{(\sigma_H + \sigma_h)}{2} \left(1 + \frac{R_w^2}{r^2}\right) - \frac{\sigma_H - \sigma_h}{2} \left(1 + \frac{3R_w^4}{r^4}\right) \cos 2\theta - \frac{p_w R_w^2}{r^2}$$

Ecuación 26

$$\sigma_z = \sigma_v - \frac{2\nu(\sigma_H - \sigma_h)R_w^2}{r^2} \cos 2\theta$$

Ecuación 27

$$\tau_{r\theta} = -\frac{\sigma_H - \sigma_h}{2} \left(1 - \frac{3R_w^4}{r^4} + \frac{2R_w^2}{r^2}\right) \sin 2\theta$$

Ecuación 28

$$\tau_{rz} = \tau_{\theta z} = 0$$

Ecuación 29

Corresponde al ángulo medido en relación al esfuerzo horizontal mayor. En la pared del wellbore las ecuaciones se simplifican aún más:

$$\sigma_r = p_w$$

Ecuación 30

* Distribución de esfuerzos totales para un pozo vertical en la dirección del esfuerzo vertical, se considera presión de poro constante (no hay comunicación entre el pozo y el reservorio) y anisotropía de esfuerzos.

$$\sigma_{\theta} = \sigma_H + \sigma_h - 2(\sigma_H - \sigma_h) \cos 2\theta - p_w$$

Ecuación 31

$$\sigma_z = \sigma_v - 2\nu(\sigma_H - \sigma_h) \cos 2\theta$$

Ecuación 32

$$\tau_{r\theta} = \tau_{\theta z} = \tau_{rz} = 0$$

Ecuación 33

Cuando se trata de evaluar la estabilidad generalmente se analiza los escenarios críticos de contraste de esfuerzos (entre el esfuerzo tangencial y el radial), es decir se trabaja con los valores más altos de esfuerzos que se puedan presentar alrededor del túnel, tales valores corresponden a la amplitud máxima y mínima de la función coseno, siendo 0° el punto ubicado en la dirección del máximo esfuerzo y 90° en dirección al mínimo. Los resultados son los siguientes:

Punto en dirección al esfuerzo máximo, 0°:

$$\sigma_{\theta_0^\circ} = 3\sigma_h - \sigma_H - p_w$$

Ecuación 34

Punto en dirección al mínimo esfuerzo, 90°:

$$\sigma_{\theta_{90^\circ}} = 3\sigma_H - \sigma_h - p_w$$

Ecuación 35

Claramente se puede observar que la mayor concentración de esfuerzos ocurre en la dirección del esfuerzo mínimo, donde es de esperarse que falle preferencialmente la roca.

2.1.2 La distribución de esfuerzos utilizada en la investigación.

Las formaciones del valle medio del Magdalena no cuentan con isotropía de esfuerzos horizontales por lo tanto se utiliza el modelo que considera la anisotropía así como también el que incluye el gradiente de presión de poro en las cercanías de la cara del pozo debido a que la estabilidad de la roca se evalúa a condiciones de producción.

Las expresiones son las siguientes:

$$\sigma'_r = p_w - \alpha p_w$$

Ecuación 36

$$\sigma'_\theta = 3\sigma_H - \sigma_h - p_w - 2n(P_p - P_f(R_w)) - \alpha p_w$$

Ecuación 37

$$\sigma'_z = \sigma_v - 2n(P_p - P_f(R_w)) - \alpha p_w$$

Ecuación 38

2.1.3. Limitaciones

- La distribución de los esfuerzos no involucra el efecto de la saturación de agua en la resistencia mecánica de las rocas, es decir no incluye la pérdida de las fuerzas capilares por el aumento de S_w así como tampoco las posibles interacciones químicas con los materiales arcillosos. Lo anterior implica un grado de incertidumbre asociado a las simulaciones llevadas a cabo en formaciones donde ha ocurrido la irrupción de agua.

- No tiene en cuenta las fracturas naturales y las heterogeneidades¹⁵. Estudios desarrollados por Griffith (1921) y Nemat-Nasser and Horii (1983) concluyeron que entre mayor sea el número y tamaño de las fracturas la roca se vuelve más susceptible al fallamiento.
- Considera sólo un túnel dentro del medio rocoso, de modo que no tiene en cuenta la interferencia de esfuerzos ¹⁶causada por los túneles vecinos, cuando se analiza la estabilidad en los perforados.

Dada la complejidad en la descripción de los anteriores factores dentro la solución de la distribución de esfuerzos así como la dificultad para encontrar las variables claves en la inclusión de tales fenómenos, muchos ingenieros proceden a tomar la anterior aproximación como lo más cercano al comportamiento real, motivados además por la relativa facilidad en la consecución de los datos del modelo (Wilson 2002).

2.1.4 Distribución de esfuerzos desarrollada por Omar Almisned (1995)¹⁷

Suposiciones:

1. La roca es homogénea y poco consolidada.
2. Isotropía de esfuerzos horizontales.
3. La inestabilidad del cañón es independiente de la concentración de esfuerzos en el hueco perforado, es decir el cañón es lo suficientemente profundo que se mantiene fuera de la zona de influencia causada por el hueco perforado.
4. La presión de poro en la cercanía del pozo no se ve afectada por la pwf.
5. No hay fuerzas tectónicas activas.

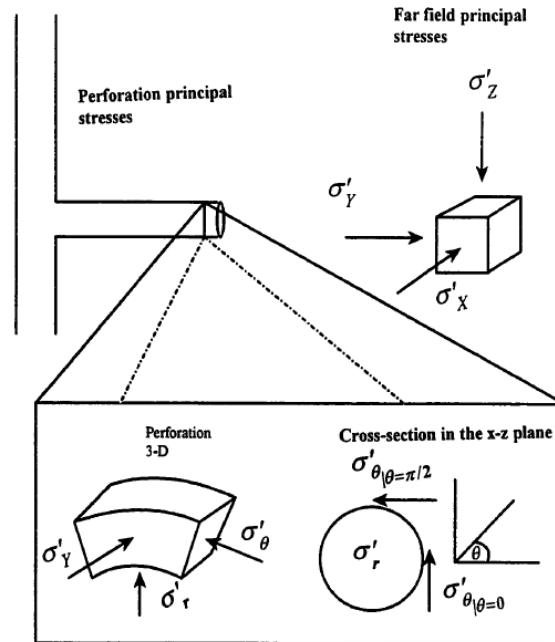
¹⁵ S. NEMAT-NASSER and H. Horii: "Rock Failure in compression", , Department of Civil Engineering, The Technological Institute Northeastern University, Evanston, Illinois, December 1983.

¹⁶ S. Hoang: "The Analytical Solution for Wellbore Stability in Multilateral Junctions in Non hydrostatic In-situ Stress Field." PoroMechanics Institute, The University of Oklahoma, SPE paper 90245. 2004.

¹⁷ ALMISNED OMAR, "A Model for Predicting Sand Production From Well Logging Data", The University of Oklahoma, 1995

6. La falla por corte corresponde al inicio de la producción de arena. No hay fuerzas de infiltración.

Figura 17 Geometría del cañón y la orientación de los esfuerzos.



Fuente: Ph.DAlmisnedOmar, "A Model for Predicting Sand Production From Well Logging Data", The University of Oklahoma, 1995.

La geometría del problema:

- El pozo se considera orientado en la dirección de uno de los esfuerzos principales.
- El cañón es cilíndrico y perpendicular al eje del pozo. Los esfuerzos que actúan son:
- $\sigma'_r = 0$, esfuerzo efectivo radial, actúa dentro del cañón.
- σ'_y , esfuerzo efectivo horizontal, a lo largo de la dirección del cañón.
- σ'_θ , esfuerzo efectivo tangencial, el cual es considerado en dos puntos, $\theta = 0^\circ$ y $\theta = 90^\circ$.

Determinación de los esfuerzos

El primer paso es calcular los esfuerzos en la lejanía, donde el esfuerzo efectivo principal vertical puede ser asumido igual al overburden:

$$\sigma'_z = P_{ob} - \alpha P$$

Ecuación 39

En este caso la P en la lejanía no es la misma Pwf.

Para determinar σ'_x y σ'_y se debe considerar la teoría de deformación plana de modo que:

$$\varepsilon_x = \varepsilon_y = 0$$

De la relación esfuerzo-deformación

$$\varepsilon_x = \frac{1}{E} [(1 + \nu)\sigma'_x - \nu(\sigma'_x + \sigma'_y + \sigma'_z) + \alpha(1 - 2\nu)P] = 0$$

Como $\sigma'_x = \sigma'_y$, entonces:

$$\frac{1}{E} [(1 + \nu)\sigma'_x - \nu(2\sigma'_x + \sigma'_z) + \alpha(1 - 2\nu)P] = 0$$

Resolviendo para σ'_x , reemplazando σ'_z y simplificando:

$$\sigma'_x = \frac{\nu}{1 - \nu} P_{ob} - \alpha P$$

Teniendo en cuenta la Ecuación 34 y la Ecuación 35, los esfuerzos se escriben como:

$$\sigma'_r = 0$$

Ecuación 40

$$\sigma'_{\theta_{90}} = 3\sigma'_x - \sigma'_z = \left(\frac{3\nu}{1 - \nu} - 1 \right) P_{ob} - 2\alpha P$$

Ecuación 41

$$\sigma'_{\theta_0} = 3\sigma'_z - \sigma'_x = \left(3 - \frac{\nu}{1-\nu}\right) P_{ob} - 2\alpha P$$

Ecuación 42

$$\sigma'_y = \frac{\nu}{1-\nu} P_{ob} - \alpha P$$

Ecuación 43

En $r=R_w$ el término P es la P_{wf} .

2.1.5 Modelos que tienen en cuenta la saturación de agua

Los cambios de saturación de agua generan alteraciones¹⁸ en las propiedades elásticas tales como el módulo de Young y la razón de Poisson.

Burshtein 1969, Gregory, 1976; Mc Connell, 1992; Papamichos, 1997 llevaron a cabo experimentos sobre la influencia de la saturación de agua en las propiedades elásticas de las rocas, los resultados mostraron que el módulo de Young generalmente decrece con el incremento de la saturación de agua (la roca es más deformable), en algunos casos ocurrió una disminución del 50%. Por su parte el comportamiento de la razón de poisson en los ambientes de agua/aceite no fue tan claro como el comportamiento del módulo de Young, debido a que depende del tipo de roca, la mineralogía, la heterogeneidad, existen casos donde incrementa con la saturación de agua o decrece ligeramente antes de un incremento general, y otras veces ha permanecido constante (Hawkins and McConnell, 1992; Rao et al 1987).

¹⁸ GHAN HAN, Rock Stability under Different Fluid Flow Conditions, University of Waterloo, 2003.

Modelo geomecánico para la determinación de los esfuerzos con flujo de dos fases (Gang Han, 2003)¹⁹

La distribución de esfuerzos mostrada por Gang Han, al igual que la de Kirsch inicia con la ecuación diferencial de equilibrio de esfuerzos. Posteriormente convierte los esfuerzos en deformaciones, estas en desplazamientos y finalmente lleva a cabo la integración.

Asume posteriormente flujo en estado estable para definir que la presión de poro solo varía con el radio siguiendo la ley de Darcy

$$P(r) = P_1 + \bar{k} \ln\left(\frac{r}{R_1}\right)$$

Ecuación 44

Donde $\bar{k} = \frac{Q\mu}{2\pi kh}$, R_1 : el radio del pozo, P_1 la presión en el radio del pozo.

Asumiendo que la saturación de agua solo es función del tiempo (no dependiente del radio), flujo multifásico de fluidos, formación isotópica, deformación linealmente elástica, isotropía de esfuerzos; se definen los esfuerzos efectivos así:

$$\sigma'_r = \frac{0.5\alpha}{1-\nu}P + \frac{Ec_1}{(1+\nu)(1-2\nu)} - \frac{Ec_2}{1+\nu}\left(\frac{1}{r^2}\right) + \frac{\alpha(0.5-\nu)\bar{K}(s_w)}{1-\nu} \frac{1}{2}$$

$$\sigma'_\theta = \frac{0.5\alpha}{1-\nu}P + \frac{Ec_1}{(1+\nu)(1-2\nu)} + \frac{Ec_2}{1+\nu}\left(\frac{1}{r^2}\right) - \frac{\alpha(0.5-\nu)\bar{K}(s_w)}{1-\nu} \frac{1}{2}$$

Donde las constantes de integración C1 y C2 se obtienen así:

¹⁹ GHAN HAN, Rock Stability under Different Fluid Flow Conditions, University of Waterloo, 2003.

$$c_1 = \frac{(1 + \nu)(1 - 2\nu)}{E} \left[\left(\frac{R_2^2}{R_2^2 - R_1^2} \left(\sigma_h + \alpha \frac{0.5 - \nu}{1 - \nu} P_2 + \frac{R_1^2}{R_2^2} \frac{0.5\alpha}{1 - \nu} P_1 \right) - \frac{\alpha(0.5 - \nu) \bar{K}(s_w)}{1 - \nu} \frac{1}{2} \right) \right]$$

$$c_2 = \frac{1 + \nu}{E} \frac{R_2^2 R_1^2}{R_2^2 - R_1^2} \left(\sigma_h + \alpha \frac{(0.5 - \nu)P_2 + 0.5P_1}{1 - \nu} \right)$$

y por su parte:

$$\bar{K}(s_w) = \frac{Q\varepsilon(s_w)}{2\pi kh}$$

$$\varepsilon(s_w) = \frac{2\beta_w}{\pi} \frac{f_w}{\frac{k_{rw}}{\mu_w}} + \left(1 - \frac{2\beta_w}{\pi} \right) \frac{f_o}{k_{ro}/\mu_o}$$

$$f_w = \frac{1}{1 + \frac{k_{ro}\mu_w}{k_{rw}\mu_o}}$$

$$f_w = 1 - f_o$$

Donde:

α : coeficiente de biot

P: Presión de poro del yacimiento en sus lejanías.

σ_h : Esfuerzo horizontal (isotropía de esfuerzos horizontales)

P1: Pwf

P2: Presión en R2

r: Radio en un punto dado.

R1: Radio como condición de límite interior (generalmente R_w).

R2: Radio como condición de límite exterior (generalmente R_e).

E: Módulo de Young.

V: Módulo de Poisson.

Modelo que tienen en cuenta la influencia de la saturación de los fluidos en la resistencia de las rocas²⁰

Además de la influencia de los esfuerzos efectivos sobre la roca, el tipo y la saturación de los fluidos pueden afectar su resistencia, tal como se observa en los pozos donde ha ocurrido irrupción de agua provocando que la roca sea mucho más débil y susceptible al arenamiento.

Las principales razones son:

- Reacciones químicas del agua con los materiales sólidos y la disolución del cemento de los granos.
- Cambios en la tensión superficial y la fuerza capilar que hacen más baja la cohesión del material.
- Las partículas expulsadas de la matriz pueden taponar las gargantas de poro así como el hinchamiento de las arcillas que causan un incremento localizado del gradiente de presión.

Actualmente las investigaciones se centran en la reproducción de los fenómenos de las reacciones químicas y las tensiones superficiales, sin embargo resulta un estudio bastante complicado en la medida que son demasiados los factores que deben tenerse en consideración.

El hecho de que dos fases coexistan en el medio poroso genera la formación de un menisco entre las partículas, donde las fuerzas capilares tienden a cohesionar los granos, actuando como una cementación débil.

Autores como Papamichos (1997), Bianco and Halleck (2001) y Vaziri (2002)²¹ destacan la importancia de la capilaridad en la producción de arena después de

²⁰ Gang Han et al, En: "Why sand fails after water breakthrough", ARMA/ NARMS 04-505, 2004.

la irrupción de agua en los pozos. Sin embargo ninguno de los modelos actuales puede comprender completamente la física de la roca frente a tales fenómenos.

Modelo básico

Según Schubert, 1984; La resistencia cohesiva de la roca es:

$$\sigma_T = \frac{\omega(1 - \phi)}{\phi} * \frac{F_c}{4R^2}$$

Donde σ_T es la resistencia cohesiva de la roca, ω es un factor que tiene en cuenta los efectos de la uniformidad del tamaño de las partículas en la resistencia total de la roca, valores de $\omega \approx 6$ a 8 son sugeridos para un rango de partículas pequeñas y $\omega \approx 1.9-14,5$ para arreglos con tamaños de partículas más grandes.

Las suposiciones del modelo son:

- Existen un gran número de enlaces sobre los granos, tal enlace genera cierta adherencia que es transmitida por los puentes de los fluidos en los puntos de contacto de las partículas.
- Existe una distribución estadística de los enlaces en las diferentes direcciones en el medio poroso.
- Las partículas son totalmente esféricas y del mismo tamaño, distribuidas aleatoriamente sin un empaquetamiento específico.
- La resistencia por los enlaces entre partículas individuales puede ser reemplazada por un valor promedio que es estadísticamente aplicable a través de todo el arreglo.
- El número de puntos de contactos entre una partícula y sus vecinas puede aproximarse con la porosidad de la forma $k\phi \approx \pi$

Basado en el criterio de Mohr-Coulomb, el valor de UCS se puede aproximar a:

²¹ BIANCO, L.C.B. and HALLECK, P.M: "Mechanisms of Arch Instability and Sand Production in Two-Phase Saturated Poorly Consolidated Sandstones". European formation Damage Conference, SPE 68932, 2001.

$$\sigma_{ucs} = \frac{2\sigma_T \sin \varphi}{1 - \sin \varphi}$$

Donde φ es el ángulo de fricción interna.

La anterior expresión se puede expresar en términos de la F_c :

$$\sigma_{ucs} = \frac{2 \sin \varphi}{1 - \sin \varphi} \left(\frac{\omega(1 - \phi)}{\phi} * \frac{F_c}{4R^2} \right)$$

La anterior ecuación describe la resistencia de la roca como función de la porosidad, el ángulo de fricción interna, el tamaño de las partículas y la fuerza cohesiva.

Fuerzas capilares

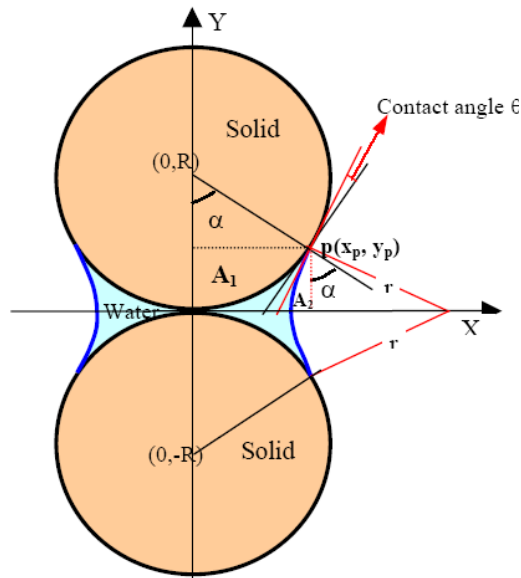
La ecuación anterior tiene incluido el término F_c , el cual puede ser calculado por diferentes correlaciones:

- Gillespie (1997) y Marmur (1993) propusieron que la fuerza capilar es función de la presión capilar:

$$F_{c_0} = \pi(R \sin \alpha)^2 \Delta P$$

Donde α es el ángulo del volumen de la fase mojante con el sólido, ΔP la presión capilar

Figura 18 Geometría del problema para el análisis de las fuerzas capilares.



Fuente: Gang Han et al, En: “Why sand fails after water breakthrough”, ARMA/ NARMS 04-505, 2004.

- Schubert (1984) y Lazzer (1999) creen que existe una componente vertical de la fuerza de tensión superficial actuando tangencialmente a la interface a lo largo de la línea de contacto:

$$F_s = 2\pi X_p \gamma \sin(\alpha + \theta)$$

Donde γ es la tensión superficial entre los dos fluidos, θ es el ángulo de contacto; X_p es la coordenada en x del punto de contacto P.

De éste modo se redefine la fuerza de cohesión como:

$$F_c = \pi(R \sin \alpha)^2 \Delta P + F_s$$

Presión capilar

La relación entre la ΔP (presión capilar) y el radio de curvatura puede ser expresada a partir de la ecuación de Laplace, la cual no puede ser resuelta

analíticamente y se asume la forma del líquido en el espacio poroso como un toroide.

$$\Delta P = \gamma \left(\frac{1}{X_p} - \frac{1}{r} \right)$$

Donde r es el radio de curvatura en el plano vertical.

La anterior aproximación contribuye a la descripción completa de las fuerzas cohesivas, donde finalmente:

$$F_c = \pi\gamma \left(\frac{1}{X_p} - \frac{1}{r} \right) (X_p)^2 + 2\pi X_p \gamma \sin(\alpha + \theta)$$

Las variables α, θ, r_1, r

Los valores de α, θ, r_1, r , son desconocidos en la ecuación de F_c por lo tanto deben ser obtenidos a partir de la geometría del problema.

Tomando como referencia el esquema de la geometría del problema, se puede definir el punto p con sus coordenadas X, Y :

$$X_p = R \sin \alpha; Y_p = R - R \cos \alpha$$

El radio de curvatura en la interface de los fluidos es:

$$r = \frac{R - R \cos \alpha}{\cos(\alpha + \theta)}$$

Si en la celda de estudio se considera que el agua que moja la roca esta en saturación de agua residual, La saturación es equivalente al volumen de agua en el puente sobre el volumen poroso

$$S_w = \frac{4[X_p Y_p - (A_1 + A_2)]}{V\phi}$$

Donde

$$A_1 = \frac{\alpha}{2} R^2 - \frac{1}{2} (R - y_p) X_p$$

$$A_2 = \left(\frac{\pi}{4} - \frac{\alpha + \theta}{2}\right) r^2 - \frac{1}{2} Y_p r \sin(\alpha + \theta)$$

Es razonable asumir el valor de $\theta = 0$, de modo que:

$$A_1 = \frac{1}{2} R^2 (\alpha - \cos\alpha \sin\alpha)$$

$$A_2 = \left(\frac{\pi}{4} - \frac{\alpha}{2}\right) R^2 \left(\frac{1 - \cos\alpha}{\cos\alpha}\right)^2 - \frac{1}{2} R^2 \frac{(1 - \cos\alpha)^2}{\cos\alpha} \sin\alpha$$

Reemplazando en la ecuación de saturación

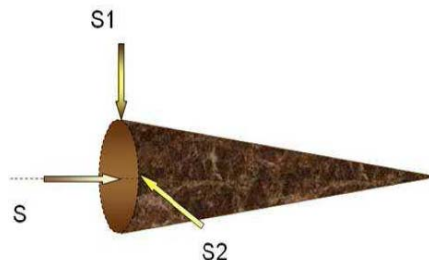
$$0,2146 S_w = -\frac{\alpha}{2} + \frac{1}{2} \tan\alpha + \left(\frac{\alpha}{2} - \frac{\pi}{4}\right) \left(\frac{1 - \cos\alpha}{\cos\alpha}\right)^2$$

De modo que para cada valor de saturación de agua existe un ángulo por volumen de agua α .

2.2 MODELOS PREDICTIVOS: DETERMINACIÓN DEL DRAWDOWN CRÍTICO.

El modelo intenta analizar la estabilidad en los cañones o en el pozo en el caso de completamiento a hueco abierto.

Figura 19 Geometría del análisis de estabilidad.



Fuente: HERNANDEZ, Ruby; GOYENECHÉ, 2009.

Una vez se conoce la distribución de esfuerzos alrededor del túnel o las perforaciones, se procede a la aplicación de un criterio de falla ya sea tensil, de corte o por compactación. Considerando la distribución de esfuerzos de Kirsch (Sección 2.1.2) se obtiene:

2.2.1 Criterio de falla de Mohr-Coulomb aplicado a una geometría cilíndrica del pozo o las perforaciones.

En función del esfuerzo efectivo máximo y mínimo que actúa en el cañón (ver Figura 19), el criterio de Mohr Coulomb se expresa como:

$$\sigma_1' = 2S_o \tan B + \sigma_3' \tan^2 B$$

Ecuación 45

Donde

$$\tan B = \frac{\cos \varphi}{1 - \text{seno} \varphi}$$

Siendo φ el ángulo de fricción interna.

Willson²² y X. Yi²³ presentan el modelo con una modificación en el valor de resistencia, esto lo hacen antes de reemplazar las equivalencias de los esfuerzos en el criterio de falla de Mohr Coulomb, la sustitución se hace de la siguiente manera:

- Considerando el criterio de falla de Mohr Coulomb y asumiendo que el esfuerzo de confinamiento es cero, la expresión resultante equivaldría al esfuerzo necesario para hacer fallar la roca en condición no confinada, en otras palabras el esfuerzo efectivo principal sería axial y equivalente al valor de la resistencia UCS.

²²S.M Willson, Z.A Moschovidis, J.R Cameron, I.D Palmer. "New Model for Predicting the Rate of Sand Production". Paper SPE 78168, 2002.

²³X. Yi; P.P. Valkó; J. E. Russell. "Predicting Critical Drawdown for the Onset of Sand Production". Paper SPE 86555, 2004.

$$\sigma'_1 = 2S_o \tan B + \sigma'_3 \tan^2 B$$

$$\sigma'_1 = UCS$$

- Se reescribe el criterio considerando la sustitución anterior

$$\sigma'_1 = UCS + \sigma'_3 \tan^2 B$$

- Reemplazando las equivalencias de los esfuerzos efectivos principales:

$$\left(\frac{(1 - \alpha)(1 + \sin \varphi)}{1 - \sin \varphi} + \left(1 + \alpha \left(\frac{v}{1 - v} \right) \right) \right) \frac{P_{wf}}{UCS} = \frac{2\sigma_h}{UCS} - \frac{\alpha(1 - 2v)}{1 - v} \frac{P_p}{UCS} - 1$$

Ecuación 46

- Para Biot = 1 (valor asumido para arenas poco consolidadas) la presión crítica de fondo fluyente (CBHFP) es:

$$p_{wf} = \left(2\sigma_h - \frac{1 - 2v}{1 - v} p_p - 2S_o UCS \right) * (1 - v)$$

Ecuación 47

- Willson recomienda no usar el valor obtenido directamente del laboratorio debido a que:

1. La prueba UCS no reproduce las condiciones bajo las cuales ocurre el arenamiento, como lo intenta hacer la prueba de TWC.
2. El escalamiento de la muestra en la prueba TWC no es representativo de las condiciones in-situ, donde la relación de OD/ID del pozo tiende a infinito.

El estudio experimental que llevó a cabo sugiere escalar el valor obtenido de la prueba TWC a una geometría donde el OD/ID tienda a infinito como en el caso del reservorio. Los resultados concluyen que el máximo efecto por tamaño varía entre 3.0 y 3.8 dependiendo del grado de consolidación después de la falla. Finalmente

sugiere que el valor de resistencia efectiva de la formación tiene la siguiente relación con el valor de TWC medido convencionalmente:

$$U = 3.1 TWC$$

El valor de U es usado posteriormente en la Ecuación 47.

2.2.1.1 Modificación del modelo: la propuesta de la investigación.

Las predicciones llevadas a cabo considerando el valor de resistencia efectiva U arrojan en la mayoría de los casos resultados optimistas²⁴, es decir los drawdown críticos son más altos que los evidenciados en campo, prediciendo una condición estable en un pozo que presenta producción de arena.

Lo que se ha propuesto es revisar las diferentes formas como se pueden incluir la variable resistencia dentro del modelo.

1. La primera consideración fue revisar la determinación analítica de drawdown crítico. No se tomó la condición no confinada que hace Willson sino por el contrario se deja el criterio de Mohr coulomb tal como se escribe al inicio.

Reemplazando las equivalencias de los esfuerzos efectivos principales:

$$2\sigma_h - p_{wf} + 2n(p_{wf} - p_p) - \alpha p_w = 2S_o \tan B + p_w(1 - \alpha) \tan^2 B$$

Despejando p_{wf}

²⁴ HERNANDEZ, Ruby; GOYENECHÉ, Marcela. 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. Tesis de grado. Universidad Industrial de Santander. 2009.

$$p_{wf} = \frac{2\sigma_h - 2np_p - 2S_o \tan B}{[(1 - \alpha) \tan^2 B + \alpha + 1 - 2n]}$$

Donde n:

$$n = \frac{1 - 2\nu}{2(1 - \nu)}$$

Para Biot = 1 (valor asumido para arenas poco consolidadas) y reemplazando el valor de n y tan B, la CBHFP queda definida como:

$$p_{wf} = \left(2\sigma_h - \frac{1 - 2\nu}{1 - \nu} p_p - 2S_o \frac{\cos \varphi}{1 - \text{seno} \varphi} \right) * (1 - \nu)$$

En este caso la variable de resistencia está definida en función del ángulo de fricción interna y la cohesión de la roca. La serie de drawdown crítico determinada de esta forma se nombró CDP Mvol debido a que el ángulo de fricción interna fue determinado a partir del módulo volumétrico.

2. Otra posible razón por la cual el modelo que presenta Willson da resultados liberales es por la forma como se determina los valores de TWC.

Los valores de TWC que se consideraron para el escalamiento a U en los estudios previos en la cuenca del VMM parten de una correlación confidencial que está en función del valor de UCS. Numéricamente tales valores son un poco más del doble que el de UCS, con el escalamiento el valor de resistencia efectiva U es mayor un poco más de siete veces, lo cual evidentemente le da una subestimación al riesgo de arenamiento.

Debido a que no se contó con las muestras para medir los valores de TWC, lo que se hizo fue revisar en la literatura las diferentes correlaciones elaboradas experimentalmente teniendo en cuenta las condiciones bajo las cuales se realizaron las pruebas.

Rahman et al*, 2008, determinaron la reconocida correlación de TWC en función del módulo volumétrico para areniscas del terciario en campos del sur de Asia, ha sido ampliamente usada en los estudios de arenamiento.

$$TWC = 10^{-8}M^{1.77}$$

Una vez calculados los valores de TWC se procede a escalarlo como señala Willson, la resistencia obtenida se incluye en la Ecuación 47. La serie de drawdown obtenidos con este valor de resistencia se nombró CDP TWC.

Finalmente el modelo inicial tendrá tres soluciones diferentes que dependerán del valor de resistencia tomado, CDP Mvol, CDP TWC y CDP U (el original).

2.2.2 Criterio de falla de Mohr-Coulomb aplicado a una geometría semi-esférica de las perforaciones.

Éste modelo considera la producción de arena proveniente de las perforaciones, las cuales se asumen con geometría semiesférica después de que se ha producido una cantidad de aceite o gas.

La distribución de esfuerzos para ésta geometría es diferente al desarrollado para túneles cilíndricos. X. Yi et al en el paper SPE 86555 muestra tal solución. Aplicando ahora el criterio de falla de Mohr Coulomb, se define una nueva expresión para el cálculo de la CBHFP.

*Citado por: A. Khaksar et al: "Rock Strength from Core and Logs: Where We Stand and Ways to Go" Paper SPE: 121972. 2009.

$$\left(\frac{(1 - \alpha)(1 + \sin \varphi)}{1 - \sin \varphi} + \left(\frac{1}{2} + \alpha \left(\frac{\nu}{1 - \nu} \right) \right) \right) \frac{P_{wf}}{UCS} = \frac{3\sigma_h}{2UCS} - \frac{\alpha(1 - 2\nu)}{1 - \nu} \frac{P_p}{UCS} - 1$$

Para Biot = 1 (valor asumido para arenas poco consolidadas), la CBHFP es:

$$\left(\frac{1}{2} + \left(\frac{\nu}{1 - \nu} \right) \right) \frac{P_{wf}}{UCS} = \frac{3\sigma_h}{2UCS} - \frac{(1 - 2\nu)}{1 - \nu} \frac{P_p}{UCS} - 1$$

Como la forma de las perforaciones se asume semiesférica, los valores obtenidos por la anterior aproximación dan como resultado un panorama mucho más liberal que cuando se trata de un cilindro, lo cual se ve reflejado en valores de Pwf críticos más bajos indicando una mayor estabilidad.

Como en el modelo anterior aquí también se consideran las tres formas de incluir el valor de resistencia, por lo tanto se habla de CDP Mvol, CDP TWC y CDP U.

2.2.3 Criterio de Griffith (criterio tensil)

El ingeniero aeronáutico Inglés A.A Griffith (1921) justo después de la I guerra mundial llevó a cabo estudios sobre los mecanismos de fractura. Su trabajo fue desarrollado bajo dos hechos que para entonces eran contradictorios:

- Para romper un cúmulo de vidrio se necesitaba un esfuerzo aproximadamente de 15000 psi.
- Teóricamente el esfuerzo necesario para romper los enlaces atómicos del vidrio es aproximadamente 1500000 psi.

Después de realizar estudios de laboratorio, Griffith encontró que la baja resistencia del material se debía a las micro grietas dentro de las muestras lo cual

provocaba el inicio de las fracturas una vez se activaran, se propagaran y se interconectarán por efecto de un esfuerzo tensil.

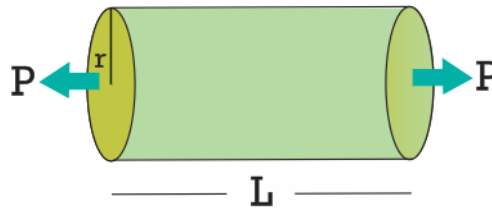
Inicialmente Griffith trabajó con muestras a las cuales les introdujo una grieta artificial de tamaño mayor a cualquier otra dentro del material. Los experimentos arrojaron que el producto de la raíz cuadrada de la longitud de la grieta y el esfuerzo de fractura era aproximadamente constante:

$$\sigma_f \sqrt{l} = C$$

Para demostrar matemáticamente el comportamiento anterior, Griffith desarrolló una aproximación termodinámica la cual resulta en una equivalencia entre este valor constante en términos de la energía de superficie.

La energía de superficie se define como aquella energía necesaria para distorsionar los enlaces intermoleculares en la generación de una superficie. La medición de esta energía de superficie para los líquidos se lleva a cabo estirando su membrana de modo que el trabajo requerido para producir una variación en el área superficial de una masa de líquido corresponde a $\gamma \delta A$ donde γ es la densidad de energía de superficie del líquido. Para el caso de los sólidos no se podría hacer un estiramiento de la membrana debido a que induciría a una energía elástica que enmascararía la energía de superficie. Así pues se ha propuesto que para poder determinarla se debe someter el sólido a altas temperaturas donde empieza a ocurrir un fenómeno conocido como Creep (tendencia de un material sólido a moverse lentamente o deformarse permanentemente bajo la influencia de esfuerzos y es susceptible a las altas temperaturas que aceleran su manifestación) en el cual se observa que a pesar de que el área superficial aumenta el volumen del material permanece aproximadamente constante.

Figura 20 Ilustración de la energía de superficie.



Fuente: Autor

Considerando que la muestra sólida es un cilindro como el que se observa en la Figura 20, la energía de superficie se obtiene midiendo los valores de P , t y l en el equilibrio de modo que:

$$\gamma = \frac{Pl}{\pi r(l - 2r)}$$

Usando los anteriores conceptos, Griffith encontró que:

$$\sigma_f \sqrt{l} = \sqrt{\frac{2E\gamma}{\pi}}$$

Donde E corresponde al módulo de Young, γ a la energía de superficie y l la longitud de la grieta.

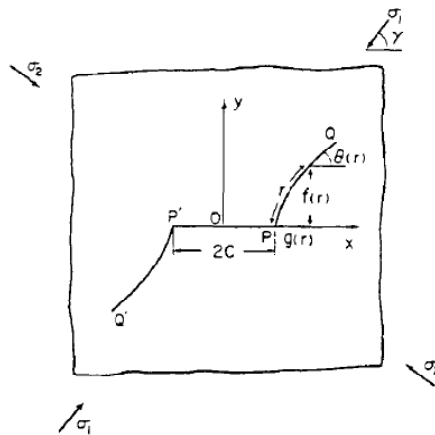
Ahora bien, si se tiene en cuenta que los esfuerzos in situ de las rocas del subsuelo son siempre compresivos, ¿Cómo puede este criterio tensil representar un mecanismo de falla? La respuesta está a escala de grano.

S. Nemat-Nasser and H. Horii²⁵ (1983) explicaron la propagación de las fracturas desde un punto de vista tensil a partir de esfuerzos compresivos, ellos describen que bajo compresión axial una grieta preexistente en el material puede sufrir deslizamiento friccional el cual permite la formación de grietas de tensión en sus

²⁵“Rock Failure in compression”, S. Nemat-Nasser and H. Horii, Department of Civil Engineering, The Technological Institute Northeastern University, Evanston, Illinois, December 1983

puntas. Las grietas de tensión crecerán en un ángulo determinado relativo a la orientación de las grietas preexistentes y se curva en dirección paralela al esfuerzo de compresión máximo.

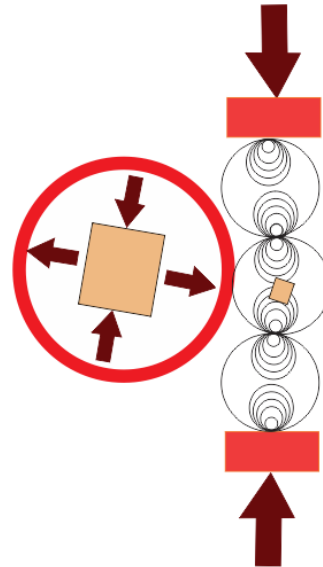
Figura 21 Propagación de una grieta causada por esfuerzos compresivos.



**Fuente: S. Nemat-Nasser and H. Horii “Rock Failure in compression”,
Department of Civil Engineering, The Technological Institute Northeastern
University, Evanston, Illinois, December 1983**

Otra forma de observar el criterio tensil bajo una configuración de compresión, es analizando los puntos de contacto de los granos a escala microscópica. Tales contactos se les conoce como “Stress risers” y pueden generar grandes esfuerzos tensiles.

Figura 22 Stress risers



Fuente: Autor.

La Figura 22 muestra un ejemplo de lo que son los “stress risers”, los puntos de contacto entre cada grano generan alta concentración de esfuerzos.

Otra característica de estos puntos es que una porción del volumen sobre los contactos está en un estado de tensión, tal como lo muestra la figura. Cuando la compresión es alta muchos de éstos contactos microscópicos son activados y la propagación de las micro grietas inicia. La falla del material ocurre cuando las grietas propagadas se intersectan una con otras generando una mayor grieta que finalmente produce una pérdida total de competencia.

En términos de esfuerzos efectivos, el criterio de Griffith se define como²⁶:

$$\begin{aligned}
 (\sigma'_1 - \sigma'_3)^2 &= 8T_o(\sigma'_1 + \sigma'_3) & \text{si } (\sigma'_1 + 3\sigma'_3) > 0 \\
 \sigma'_3 &= -T_o & \text{si } (\sigma'_1 + 3\sigma'_3) < 0
 \end{aligned}$$

²⁶ E. FJAER; R. M Holt; P Horsrud; A.M Raaen and R. Risnes, Petroleum Related Rock Mechanics; 2da edición, 2002

Donde σ'_1 y σ'_3 corresponden al esfuerzo efectivo mayor y menor respectivamente.

Aplicando la distribución de esfuerzos se obtiene una ecuación cuadrática para la CBHFP

$$aP_w^2 + bP_w + c = 0$$

Dónde:

$$\begin{aligned} a &= (2n - 2)^2 \\ b &= (4n - 4)(2\sigma_h - 2nP_p) - UCS(2n - 2\alpha) \\ c &= (2\sigma_h - 2nP_p)^2 - UCS(2\sigma_h - 2nP_p) \end{aligned}$$

Si se toma $\text{biot}=1$, el criterio de Griffith resulta igual al modelo de Mohr-coulomb para cavidades cilíndricas.

Más adelante Brace(1960) y Mc Clintock and Walsh (1962) modificaron el criterio de Griffith. Esta modificación está basada en la idea de que con una suficiente presión sobre las rocas, las grietas dentro de ella pueden cerrarse y de ahí en adelante el comportamiento de la roca se podría tratar bajo el criterio de Mohr-coulomb. La modificación está en considerar el esfuerzo de corte cuando el esfuerzo normal es cero de la gráfica de Griffith ($2T_o$) como la cohesión de la roca definida en el criterio de Mohr Coulomb (S_o)

De modo que:

$$\frac{UCS}{T_o} = \frac{4\cos\varphi}{1 - \text{seno } \varphi}$$

El valor de UCS en función de T_o se introduce en el criterio de falla de Mohr-Coulomb.

2.2.4 El criterio de Lade modificado²⁷.

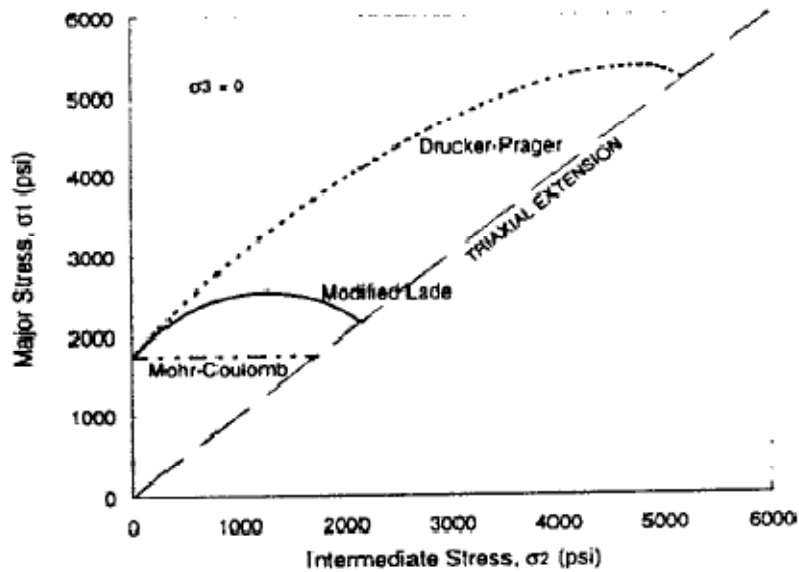
Los dos criterios más usados hasta 1998 eran el de Mohr-Coulomb (por su simplicidad) y el criterio de Drucker Prager que incluía el efecto del esfuerzo intermedio, sin embargo cuando son aplicados en la estabilidad de pozos se ha encontrado que el criterio de Mohr-Coulomb es muy conservativo porque desprecia la resistencia calculada con la inclusión del esfuerzo intermedio y por su parte el criterio de Drucker Prager sobreestima su influencia generando predicciones optimistas.

En el año 1998 Ewy presentó una modificación del criterio de Lade el cual incluía el esfuerzo intermedio y su influencia no era tan drástica como se veía evidenciada en el criterio de Drucker Prager.

Bajo la condición general de esfuerzos ($\sigma_1 \neq \sigma_2 \neq \sigma_3$) el criterio modificado de Lade tiene una característica muy importante, éste predice que el esfuerzo intermedio le confiere cierta resistencia a la roca siempre y cuando esté por debajo de un valor umbral, una vez se supere el límite la resistencia se verá reducida. Este comportamiento se puede ver claramente en la Figura 23.

²⁷ R. T. EWY, "Openhole Stability and Sanding Predictions by 3D Extrapolation from Hole Collapse Tests". SPE 56592, 1999.

Figura 23 Diferencia en la envolvente de falla de algunos criterios de Mohr-Coulomb, Lade modificado, Drucker Prager.



Fuente: Wellbore Stability Predictions Using a Modified Lade Criterion, Russell T. Ewy, SPE paper 47251, 1998.

El criterio está definido por la siguiente igualdad:

$$\frac{I_1'^3}{I_3'} - 3^3 = n_L$$

$$I_1' = (\sigma_1' + SL) + (\sigma_2' + SL) + (\sigma_3' + SL)$$

$$I_3' = (\sigma_1' + SL)(\sigma_2' + SL)(\sigma_3' + SL)$$

Donde

$$SL = \frac{S_o}{\tan \varphi}$$

$$n_L = 4 \tan^2 \varphi * \left(\frac{9 - 7 \sin \varphi}{1 - \sin \varphi} \right)$$

Usando este criterio de falla se obtiene la pwf crítica a partir de la raíz cúbica de la siguiente ecuación:

$$\alpha^3 P_w^3 + [3S_3 \alpha^3 - (27 + n)S_1 \alpha_1 \alpha_2] P_w^2 + [3S_3 \alpha_3 - (27 + n)S_1 (S_\theta \alpha_1 + S_z \alpha_2)] P_w + [S_3 - (27 + n)S_1 (S_\theta S_z)^2] = 0$$

Ecuación 48

Donde

$$\begin{aligned} S_3 &= S_\theta + S_z + S_1 \\ S_z &= \sigma_{zz} + \nu T + S_1 - \alpha_0 P_p \\ S_\theta &= \sigma_x + \sigma_y + T + S_1 - \alpha_0 P_p \\ T &= -2(\sigma_x - \sigma_y) \cos 2\theta \\ \alpha_3 &= \alpha_2 + \alpha_1 \\ \alpha_2 &= \alpha_o - 2 \\ \alpha_1 &= \alpha_o - 1 \\ \alpha_o &= \alpha \left[\frac{1 - 2\nu}{1 - \nu} \right] \end{aligned}$$

θ indica la posición en la circunferencia del cañón que está siendo analizado en dirección al esfuerzo horizontal máximo y ν es el coeficiente de Poisson.

Para poder determinar los valores de Pwf se realizó un programa en FORTRAN de resolución de ecuaciones de tercer grado.

2.2.5 Mohr Coulomb aplicado a la distribución de esfuerzos desarrollada por Omar Almisned.²⁸

Aplicando el criterio de falla de Mohr-Coulomb, y dependiendo del caso que sea, se define la Pwf bajo la cual el arenamiento ocurre (también se puede aplicar cualquier otro criterio de falla):

$$\begin{aligned} \sigma'_{\theta=90} &> \sigma'_y > \sigma_r \\ P_{wf} &= \frac{\left(\frac{3\nu}{1-\nu} - 1 \right) P_{ob} - 2S_o \tan B}{2\alpha} \end{aligned}$$

²⁸ ALMISNED OMAR, "A Model for Predicting Sand Production From Well Logging Data", The University of Oklahoma, 1995.

$$\sigma'_{\theta=90} > \sigma'_y > \sigma_r$$

$$P_{wf} = \frac{\left(3 - \frac{v}{1-v}\right) P_{ob} - 2S_o \tan B}{2\alpha}$$

$$\sigma'_y > \sigma'_{\theta=0} > \sigma_r$$

$$P_{wf} = \frac{\left(\frac{v}{1-v}\right) P_{ob} - 2S_o \tan B}{\alpha}$$

2.2.6 Criterio de falla por colapso de poro

Awal et al (2001) dieron explicación a la gran cantidad de arena producida por los pozos bajo el criterio de colapso de poro ²⁹ (también es conocido como falla por compactación (Fjaer, 2002)). Ellos escriben que el fallamiento ya sea por corte o tensil genera una zona localizada de planos de falla o bandas de corte, las cuales se ubican alrededor del wellbore o las perforaciones y son relativamente pequeñas, implicando que la cantidad de partículas disponibles para ser arrastradas desde la matriz de la roca es también pequeña.

La falla por compactación lleva a la roca a ser mucho más densa y le confiere la capacidad para soportar carga después del rompimiento de los enlaces intergranulares. A medida que esa densidad de roca aumenta con el acomodamiento de los granos se adquiere mayor capacidad para soportar carga. Esto difiere de los modelos de falla de corte o tensil donde se supone que la capacidad para soportar carga es perdida totalmente una vez la falla ocurre.

Este tipo de falla crea gran cantidad de minifracturas distribuidas homogéneamente en la roca, lo cual permite la producción masiva de arena.

²⁹ M.R AWAL, M. Azeemuddin, M.S Khan. "A more realistic sand production prediction using pore collapse theory". Paper SPE 100352, 2001.

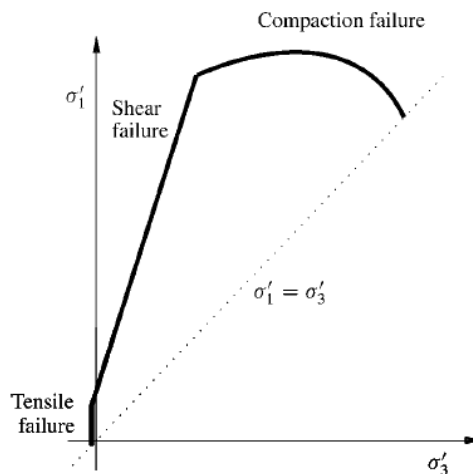
La aplicación de tal criterio (Awal, 2001) se llevó a cabo en Venezuela en el Lago de Maracaibo, donde la producción de arena no se esperaba a una profundidad de 16000 ft donde la roca además tenía una resistencia de aproximadamente 6000 psi.

Suposiciones

La roca se asume linealmente elástica, transversalmente isotrópica, y además se considera que cumple con la teoría de deformación plana. Microscópicamente la falla se genera por el excesivo esfuerzo de corte localizado en el contacto entre los granos y desde éste punto de vista el colapso de poro se considera como una distribución de la falla de corte dentro del material.

En el espacio principal de esfuerzos este tipo de falla se caracteriza por terminar en una forma cóncava (EndCap) después de la deformación elástica.

Figura 24 Envoltente de falla por compactación.



Fuente: Fjaer, 2002.

El modelo (zhang et al)

El colapso de la formación es un indicador de que los esfuerzos in-situ han alcanzado un límite de resistencia del material, para el caso de un estado de esfuerzo uniaxial, el parámetro de resistencia se conoce como resistencia compresiva uniaxial. Sin embargo los esfuerzos in-situ actúan en las tres dimensiones y de forma anisotrópica, de modo que para cuantificar tal resistencia se requiere de expresiones matemáticas más elaboradas que involucren todos los esfuerzos. Esta expresión es conocida como la envolvente de falla de un material donde se define la combinación de esfuerzos que se deben aplicar para que el material falle.

Procedimientos experimentales

Para la elaboración de la envolvente de falla, se requieren de dos tipos de pruebas:

1. La prueba hidrostática: donde el esfuerzo es el mismo en todas las direcciones por consiguiente el esfuerzo efectivo es la diferencia entre la presión de confinamiento y la presión de poro.
2. La prueba triaxial: donde la presión de confinamiento crece hasta cierto nivel y a partir de este el esfuerzo vertical incrementa hasta que se observa el Fallamiento. La envolvente se construye llevando a las muestras a diferentes presiones de confinamiento.

Zhang (1998) llevo a cabo pruebas en diferentes tipos de rocas, unas provenientes de Louisiana, Wyoming y del golfo de México, se tomaron muestras bien cementadas como también friables. En las muestras para las pruebas hidrostáticas se instalaron unos transductores para medir la velocidad de las ondas P y S así como medidores de deformación axial y horizontal. En las pruebas triaxiales se mantuvo la presión de confinamiento y la presión de poro.

La detección del Fallamiento por emisiones acústicas (AE por sus siglas en inglés)

La deformación de la roca porosa involucra emisiones acústicas. Tales AE son detectadas por transductores piezoeléctricos. En las pruebas hidrostáticas se usó uno de los transductores de la onda P, mientras que para las pruebas triaxiales se instalaron unos dispositivos piezoeléctricos.

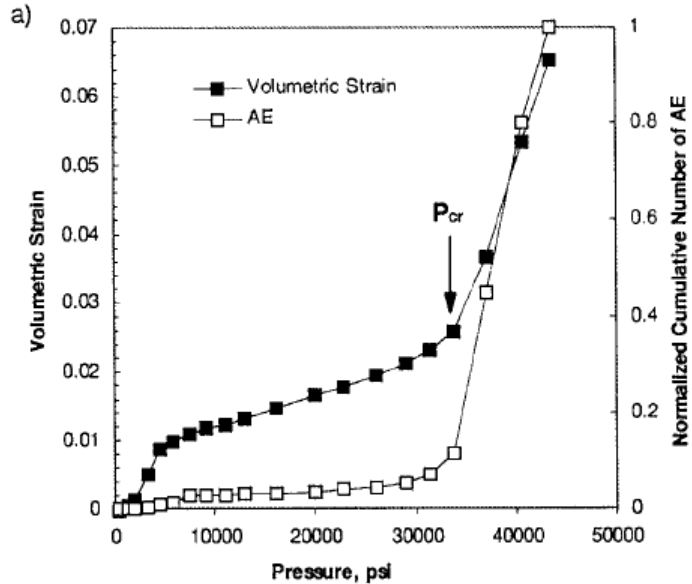
Gráficas

Para la prueba hidrostática se graficó la deformación volumétrica vs la presión de confinamiento y además se ubicó ahí mismo el comportamiento de las AE con la presión de confinamiento.

En la gráfica se destacan dos puntos:

1. Sobre la línea de deformación volumétrica se observa un punto donde la muestra se torna mucho más compresible que su comportamiento inicial (la pendiente era pequeña) a éste punto se le conoce como presión crítica.
2. Sobre la Línea de las AE se observa que existe un punto donde la actividad AE aumenta dramáticamente, este punto de presión de confinamiento concuerda con el punto donde la roca se deforma dramáticamente.

Figura 25 La presión crítica depende del tipo de muestra puede variar entre 5700 a 50000 psi y corresponde al intercepto de la envolvente con el eje del esfuerzo principal.

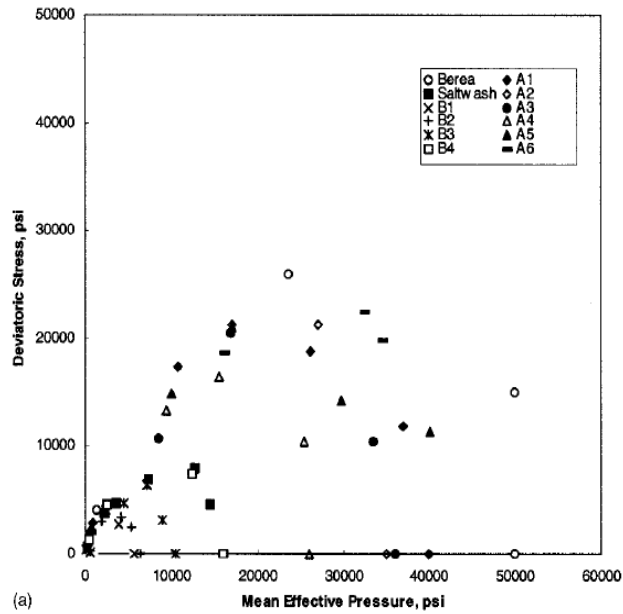


Fuente: M.R Awal, M. Azeemuddin, M.S Khan. “A more realistic sand production prediction using pore collapse theory”.Paper SPE 100352, 2001.

La prueba triaxial se llevó a cabo a una presión de confinamiento y se observó que la diferencia de esfuerzo incrementa de forma más o menos lineal con la deformación hasta que llega a un límite donde empieza a ocurrir la deformación *softening* (el esfuerzo decrece con mayor deformación), comportamiento típico de la falla quebradiza.

Los resultados de todas las pruebas sobre las 15 muestras fueron realizadas en una misma gráfica, donde se aprecia que las rocas más resistentes (bien consolidadas) ocupan gran parte del espacio mientras que las más débiles tienen rangos de esfuerzos menores.

Figura 26 Resultados de las pruebas con diferentes tipos de rocas.



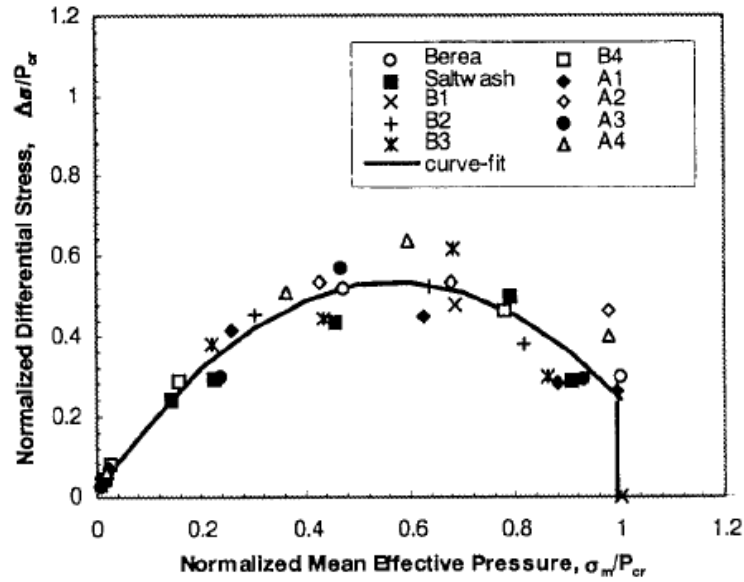
Fuente: 12. M.R Awal, M. Azeemuddin, M.S Khan. "A more realistic sand production prediction using pore collapse theory". Paper SPE 100352, 2001.

Envolvente de falla normalizada

La envolvente de falla normalizada es un intento por construir una gráfica generalizada independiente del tipo de roca.

Lo que el Zhang propuso fue normalizar cada envolvente por su presión crítica. Esto lo hizo con sus datos obtenidos y el resultado fue que todas las curvas normalizadas convergían a una misma curva definida por:

Figura 27 Envoltente de falla normalizada.



Fuente: 12. M.R Awal, M. Azeemuddin, M.S Khan. "A more realistic sand production prediction using pore collapse theory". Paper SPE 100352, 2001.

$$y = \alpha_0 + \alpha_1 x + \alpha_2 x^2 + \alpha_3 x^3 \quad x \neq 1$$

$$0 \leq y \leq 0,243 \quad x = 1$$

Donde

$$y = \Delta\sigma/P_{CR}$$

$$x = \frac{\sigma_m}{P_{CR}}$$

$$\alpha_0 = 0,019; \alpha_1 = 1,795; \alpha_2 = -1,54; \alpha_3 = -0,003$$

P_{CR} = Presión crítica de la roca

$$\sigma_m = \text{esfuerzo efectivo principal} = \frac{\sigma_1 + \sigma_2 + \sigma_3}{3} - \alpha_b P_o$$

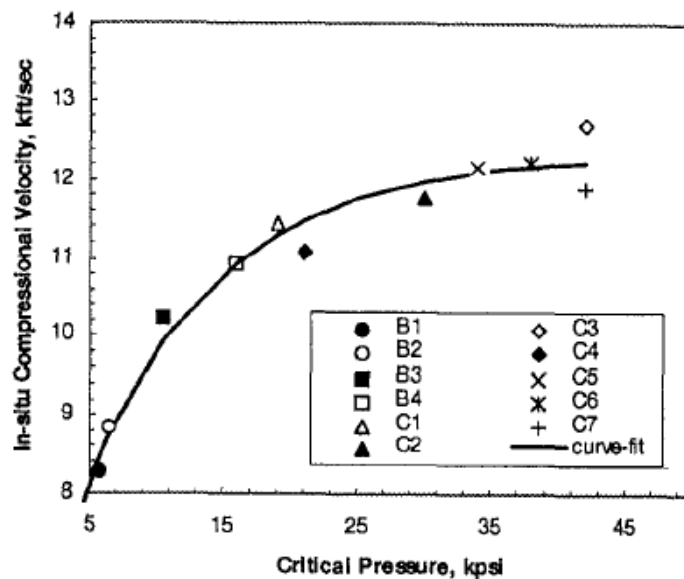
$$\Delta\sigma = \text{la invariante del esfuerzo} = \sqrt{\frac{1}{2}((\sigma_1 - \sigma_2)^2 + (\sigma_2 - \sigma_3)^2 + (\sigma_3 - \sigma_1)^2)}$$

Determinación de la Presión crítica de fondo fluyente

En los resultados de las pruebas se observó que existe una relación entre la velocidad de la onda P y la presión crítica de la formación. Lo que se hizo fue graficar los diferentes resultados de las 15 muestras y se obtuvo una correlación bastante ajustada a los datos

$$P_{cr} = 10,086 \ln\left(\frac{6,789}{12,322 - V_p}\right) \text{ para } V_p < 12 \text{ kft/s}$$

Figura 28. Relación entre la velocidad de onda compresional y la presión crítica.



Fuente: 12. M.R Awal, M. Azeemuddin, M.S Khan. "A more realistic sand production prediction using pore collapse theory". Paper SPE 100352, 2001.

Aplicación en otro campo del mundo

Awal et al (2001) aplicaron el modelo a dos pozos de gas condensado en Arabia a una profundidad de 14000 ft. Usando la ecuación de Zhang para la determinación de la P_{cr} a partir de la V_p no se obtuvieron buenos resultados.

Sin embargo se conocía el valor de drawdown crítico con el cual empezó la producción de arena y a partir de tal valor se procedió a ajustar P_{cr} hasta que se obtuvo una zona dúctil que indicó el inicio de la producción de arena. El valor de P_{cr} ajustado se consideró como el P_{cr} calibrado. El modelo calibrado se usó para predecir la presión de drawdown crítica para otros pozos completados en la misma formación geológica.

2.2.7 Modelos basados en las teorías de continuidad

Las teorías poroelásticas y poroelastopásticas, expresadas en términos de esfuerzos efectivos, son dos de las comunes aproximaciones en la geomecánica para describir la distribución de los esfuerzos y deformaciones de las formaciones.

La teoría de la plasticidad está basada básicamente en 4 principios³⁰:

1. *La deformación plástica*: La deformación total del material se descompone en una parte elástica y otra plástica, $d\varepsilon = d\varepsilon_e + d\varepsilon_p$.
2. *Un criterio de cedencia*: Un punto donde el material deja de comportarse elásticamente y empiezan a ocurrir cambios irreversibles. Es similar a cualquier criterio de falla.
3. *Una regla de flujo*: la regla de flujo describe como la deformación plástica se desarrolla para situación de carga dada.
4. *Regla del "hardening"*: describe el cambio del punto de cedencia de la roca después de que ha ocurrido un Fallamiento, en otras palabras, describe el comportamiento de la roca después del Fallamiento.

La teoría poroelastopástica surge de la separación de la deformación elástica, ε_e calculada por la teoría poroelástica de la deformación total $\varepsilon = \varepsilon_e + \varepsilon_p$. Como ésta

³⁰ 10. E. FJAER; R. M Holt; P Horsrud; A.M Raaen and R. Risnes, Petroleum Related Rock Mechanics; 2da edición, 2002.

teoría describe el comportamiento post-cedencia a través de la regla de flujo, muchos modelos de predicción avanzados son basados en ésta técnica (Morita et al 1989, Bradford and Cook, 1994).

Desafortunadamente para el caso de la producción de arena alrededor del pozo, los cambios en las propiedades de las rocas (permeabilidad, resistencia) durante la deformación plástica son despreciados debido a la gran dificultad para solucionar las ecuaciones diferenciales parciales que puede llevar a los simuladores numéricos a una baja estabilidad en sus cálculos.

Sin embargo con la tecnología desarrollada éstos últimos años y basados en el método de elementos finitos, algunos modelos pueden actualizar las propiedades de las rocas en cada iteración basados en correlaciones empíricas (Vaziri 1995, Chin 2000).

Debido a que la deformación es el centro de los modelos, se ha definido una deformación crítica (Morita, 1989) sobre la cual la producción de arena inicia, reemplazando el criterio de falla basado en esfuerzos críticos (Bratli and Risnes 1981):

$$\varepsilon_c^p = \sqrt{\frac{2}{3}((\varepsilon_{11}^p)^2 + (\varepsilon_{22}^p)^2 + (\varepsilon_{33}^p)^2)}$$

Si bien es cierto el modelo de Morita evita descripciones físicas complicadas del proceso de falla, este modelo crea grandes desafíos de calibración en el laboratorio antes de ser empleado a nivel de campo.

Debido a que la deformación es una respuesta a los cambios de esfuerzos, se hace sensible a muchos factores tales como el nivel de esfuerzo, la geometría de

las cargas, la tasa de aplicación del esfuerzo, tamaño de la muestra, la forma, etc, las cuales son difícilmente consideradas durante las pruebas de laboratorio.

Algunas pruebas de producción de arena (Hollow cylinder Test) en varios tipos de rocas tanto de afloramientos como de subsuelo, muestran que el inicio de la producción de arena tiene lugar típicamente a una deformación plástica en el rango de 0,3 a 0,8 % (Kjorholt, 1998). Las rocas más débiles pueden presentar mayor deformación antes del inicio de la producción de arena que las rocas más fuertes.

2.2.8 Modelo geomecánico basado en un criterio tensil

Weingarten and Perkins and Bratli and Risnes, estudiaron el fenómeno de estabilidad y colapso de arcos para arenas inconsolidadas. Establecen que la resistencia tensil de la roca es despreciable en la zona de cedencia (los granos de arena están prácticamente sueltos) bajo el criterio:

$$\left. \frac{d\sigma'_r}{dr} \right|_{r=R_w} = 0$$

La distribución de esfuerzos considerando el comportamiento poroelastoplástico de la zona de cedencia y geometría cilíndrica es³¹:

$$\sigma'_r = -\alpha_b r^m \int_{R_w}^r \frac{\partial p(r,t)}{\partial r} r^{-m} dr + C_{hc} r^m - S_o \cot \phi_f$$

$$\sigma'_\theta = -\alpha_b q r^m \int_{R_w}^r \frac{\partial p(r,t)}{\partial r} r^{-m} dr + C_{hc} q r^m - S_o \cot \phi_f$$

$$\sigma'_z = \frac{\lambda}{\lambda + G} \left[-\alpha_b \frac{1+q}{2} r^m \int_{R_w}^r \frac{\partial p(r,t)}{\partial r} r^{-m} dr + C_{hc} \frac{1+q}{2} r^m - S_o \cot \phi_f - \sigma'_h(t_0) \right] + \sigma'_v(t_0)$$

³¹ X. Yi; P.P. Valkó; J. E. Russell. "Predicting Critical Drawdown for the Onset of Sand Production". Paper SPE 86555, 2004.

Aplicando el criterio para la zona de cedencia mostrado arriba, se obtiene:

$$\alpha_b \frac{\partial p(r, t)}{\partial r} \Big|_{r=R_w} = \frac{2 \sin \phi_f}{1 - \sin \phi_f} \frac{S_o \cot \phi_f + (1 - \alpha_b) P_{wf}(t)}{R_w}$$

Donde $\frac{\partial p(r, t)}{\partial r}$ es el gradiente de drawdown.

Si $\alpha_b=1$,

$$\frac{\partial p(r, t)}{\partial r} \Big|_{r=R_w} = \frac{C_o}{R_w}$$

Considerando geometría esférica, se obtiene:

$$\alpha_b \frac{\partial p(r, t)}{\partial r} \Big|_{r=R_w} = 2 \frac{2 \sin \phi_f}{1 - \sin \phi_f} \frac{S_o \cot \phi_f + (1 - \alpha_b) P_{wf}(t)}{R_w}$$

Si $\alpha_b=1$,

$$\frac{\partial p(r, t)}{\partial r} \Big|_{r=R_w} = \frac{2C_o}{R_w}$$

Donde el término de la izquierda corresponde al gradiente crítico de presión en R_w para causar el fallamiento tensil.

2.2.9 El fallamiento de la arena no es lo mismo que el arenamiento

Este tipo de teorías supone que una vez ha iniciado el Fallamiento de la roca, se requiere de un flujo de fluido para desintegrar las partículas disgregadas y llevarlas al pozo.

Después que la arena pierde su cohesión en el proceso de Fallamiento por corte, la roca permanece estable debido a la resistencia de fricción entre las partículas, así como también por la resistencia residual y la presión capilar. Ahora, si existe un fluido con una viscosidad dada, y se encuentra fluyendo debido a un diferencial de presión, se generará una fuerza en dirección del flujo denominada fuerza de infiltración quien es la responsable del transporte del material.

Basado en un criterio tensil y bajo la ley de Darcy, Bratli and Risnes (1981) calcularon una tasa de producción crítica ³²sobre la cual la zona fallada (R_w) más cercana al pozo empezará a desprenderse:

$$\frac{\mu q}{4\pi k_o R_w} > 4C_o \tan\beta$$

Donde C_o es la cohesión de la roca, R_w el radio del pozo, K_o la permeabilidad del aceite, μ la viscosidad del fluido, $\tan\beta = \frac{\cos\varphi}{1-\text{seno}\varphi}$.

³² RASMUS RISNES; Rolf K. Bratli and Per Horsrud; "Sand Arching – A Case Study" Paper SPE 12948, 1984.

3. LIMITACIONES DE LOS MODELOS

El análisis de los modelos se basa en la estabilidad de sólo un cañón, no tiene en cuenta los efectos de la densidad de cañones por pie y la consecuente interferencia de esfuerzos documentada en la literatura.

Los modelos predictivos analizados sólo indican el inicio de la producción de arena, no expresan la severidad.

Es posible que la roca alrededor de un cañón falle pero que las fuerzas de arrastre no sean lo suficientemente altas para desprender los granos y transportarlos al pozo como tampoco para llevarlos a superficie, de modo que algunos modelos pudieran verse conservadores aun cuando efectivamente el pozo ha iniciado la producción de arena.

Los modelos no tienen en cuenta el efecto de la saturación de agua en la resistencia de las rocas, de modo que las predicciones llevadas a cabo en los pozos que han presentado altos cortes de agua tendrán un alto grado de incertidumbre.

Los resultados dependen en gran medida de la calidad de los registros. En la mayoría de los casos los pozos no cuentan con el registro sísmico el cual es fundamental para el cálculo de las propiedades mecánicas, lo que generalmente se hace es crearlo a partir del RHOB y esto sin duda aumenta el grado de incertidumbre de las predicciones.

4. LA SELECCIÓN DE LOS MODELOS DE SIMULACIÓN

La selección de los modelos estuvo basada principalmente en la representatividad según las condiciones de las formaciones de la cuenca del Valle Medio del Magdalena y la facilidad en la consecución de la información.

El modelo que considera el colapso de poro no se tuvo en cuenta debido a que éste modo de falla es típico de formaciones profundas, del orden de 10000 ft en adelante, los pozos dentro del estudio no superan los 8000 ft de profundidad.

Por su parte el modelo desarrollado por Gang Han involucra parámetros de difícil acceso relacionados con la mojabilidad y flujos fraccionales, lo cual lo convierte en un modelo poco práctico al igual que el modelo basado en la teoría de continuidad desarrollado por Morita que requiere extensos datos de laboratorio para los diferentes tipos de rocas de las formaciones productoras.

Los siguientes fueron los modelos seleccionados en el estudio:

- Criterio de falla de Mohr-coulomb aplicado a una geometría cilíndrica de las perforaciones.
- Criterio de falla de Mohr-coulomb aplicado a una geometría semi-esférica de las perforaciones.
- El criterio de lade modificado considerando la distribución de Kirsch.
- Omar Almisned.

5. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE LOS MODELOS PREDICTIVOS DEL ARENAMIENTO

Dependiendo del modelo predictivo usado, las variables involucradas tendrán mayor o menor peso en el resultado final. Con el fin de determinar el grado de influencia de cada una de ellas se procede llevar a cabo un análisis de sensibilidad que de igual forma indicará que tan incierto puede ser el resultado si el valor suministrado a la entrada del modelo no se consigue con la mejor certidumbre.

5.1. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

En la literatura existen diversos tipos de análisis de sensibilidad, sin embargo dentro del proyecto se decidió trabajar con el método gráfico conocido como “diagrama de arañas”. Tal método ha sido usado para facilitar la identificación de los parámetros más influyentes dentro de los modelos comparando las pendientes generadas al producirse variaciones en una variable específica.

Como en la mayoría de los análisis, este método consiste en modificar una variable mientras las otras permanecen constantes y la forma de comparar los diversos resultados es llevando a cabo la misma variación para cada variable, es decir comparar los comportamientos obtenidos cuando las variables son multiplicadas por 0.5, 1 y 1.5 en una gráfica de valores obtenidos versus variaciones. Entre más grande sea la pendiente (en valor absoluto) mayor será el grado de influencia de tal parámetro dentro del modelo.

La conclusión del análisis conduce a un llamado de atención sobre la forma como se obtienen tales variables y así mismo proporciona un respaldo en la justificación de los resultados.

5.2. PROCEDIMIENTO

1. Identificar las variables dentro de los modelos que se desean comparar.
2. Para cada modelo, efectuar las multiplicaciones por 0.5, 1 y 1.5 de la variable de control dejando las demás como valores constantes.
3. Después de llevar a cabo el paso 2 con cada una de las variables, realizar un gráfico de los valores obtenidos versus la variación. En la gráfica todas las líneas se deben intersectar en el valor 1.
4. Hallar las pendientes de cada una de las líneas y realizar la comparación para identificar cual es el orden de influencia dentro de los parámetros para cada modelo.

5.2.1. Identificación de las variables dentro de los modelos.

A continuación se muestra una tabla con los modelos de simulación y sus respectivas variables.

Criterio de falla de Mohr-Coulomb aplicado a una geometría cilíndrica del pozo o las perforaciones con la distribución de esfuerzos de Kirsch.	$S_1; S_2; \nu; \alpha; AFI, P_p$ $(UCS, TWC, U, S_o)^{***}$
Criterio de falla de Mohr-Coulomb aplicado a una geometría semi-esférica de las perforaciones con la distribución de esfuerzos de Kirsch.	$S_1; S_2; \nu; \alpha; AFI, P_p$ $(UCS, TWC, U, S_o)^{***}$
El criterio de Griffith extendido con la distribución de esfuerzos de Kirsch.	$S_v; S_H; S_h; \nu; \alpha; AFI, P_p, T_o(UCS)$

Criterio de Lade modificado con la distribución de esfuerzos de kirsch.	$S_v; S_H; S_h; \nu; \alpha; AFI; P_p; S_o$
Omar Almisned.	$S_v; S_o; \nu; \alpha; AFI; P_p$

* S_1 y S_2 dependen del régimen de esfuerzo. ** La forma como se toma el valor de resistencia

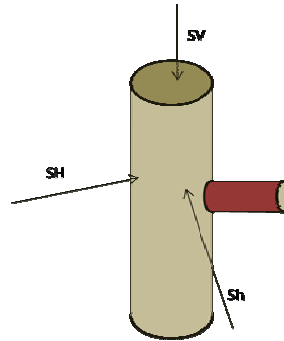
5.2.2. Diagramas de arañas

Los siguientes son los valores que se considerarán como caso base para la realización del análisis de sensibilidad.

TVD (ft)	Poisson	UCS(psi)	So(psi)	Pp(psi)	Sv(psi)	Sh(psi)	SH(psi)
5985	0.31	1138	1758	2657	3255	2230	3151

Según la magnitud de los esfuerzos, el caso corresponde a un régimen normal con un tipo de roca poco consolidada dado el valor del UCS. Tales condiciones son típicas de los pozos que se seleccionaron para la validación. Para efectos prácticos se asume un pozo vertical con cañones ortogonales, se enuncia esto debido a que el análisis del arenamiento se basará en el fallamiento de la roca en la vecindad de los cañones.

Figura 29 Geometría de análisis

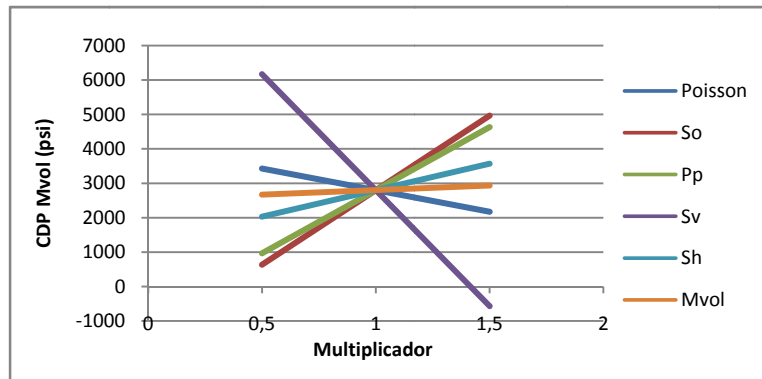


Fuente: Autor.

Criterio de falla de Mohr-Coulomb aplicado a una geometría cilíndrica del pozo o las perforaciones.

Diagrama de arañas CDP Mvol

Figura 30 Resultados del análisis de sensibilidad.



Fuente: autor.

Variable	Pendiente
Sv	6737
So	4331
Pp	3666
Sh	1538
Poisson	1257
Mvol	264

La tabla anterior muestra en orden descendente las pendientes de cada una de las líneas correspondientes a la variación de los parámetros dentro del modelo.

Según el análisis, se muestra que la variable que tiene mayor influencia sobre este modelo en particular es el esfuerzo vertical. En la figura 30 se observa que a medida que aumenta su valor, el drawdown crítico se hace más pequeño, es decir cada vez se vuelve una condición más restrictiva para la producción de fluidos libre de arena debido a que se deberían mantener drawdowns de operación inferiores (pwf altos) al determinado por el modelo (crítico), lo que causaría una disminución en la tasa de producción.

Físicamente la tendencia se puede explicar debido a que los incrementos en el esfuerzo vertical que en este caso es el mayor, causan que el almacén de la roca se encuentre cada vez más comprimido hasta el punto de provocar el fallamiento. También se puede decir que entre mayor esfuerzo este actuando en la roca, mayor va a ser el riesgo a la producción de arena.

El segundo parámetro más relevante es la cohesión, variable relacionada con el nivel de esfuerzo que puede soportar la roca. La tendencia es evidente, entre mayor sea su valor la roca podrá soportar más esfuerzo antes de que ocurra el fallamiento lo cual se refleja en el incremento de los drawdowns críticos.

La variable que tiene menor efecto en resultado final del modelo es el módulo volumétrico el cual fue usado para la determinación del ángulo de fricción interna (AFI), su poca relevancia está relacionada con el estrecho rango de valores de AFI obtenidos usando la correlación en función del Mvol, los valores oscilan entre 29° y 33°.

Las variables presión de poro y esfuerzo de confinamiento (Sh en este caso) tienen una tendencia no tan pronunciada como el esfuerzo vertical y la cohesión.

Los incrementos en P_p causan mayores drawdowns críticos porque parte del esfuerzo que actúa sobre la roca lo estaría soportando el fluido de modo que el armazón no se vería afectado tan directamente por la magnitud de los esfuerzos. Finalmente se puede decir que entre mayor presión de poro el efecto de los esfuerzos sobre la roca se hace menor y por lo tanto los valores de drawdown crítico son mayores permitiendo tener mayores tasas de producción.

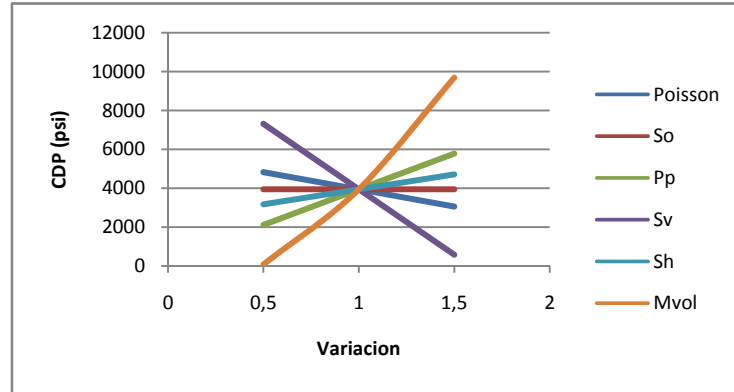
El análisis deja ver además los efectos negativos de la depleción en las zonas productoras, a medida que la presión disminuye los esfuerzos efectivos sobre el armazón de la roca se vuelven cada vez más grandes, de modo que la roca tendrá que soportar mayor carga lo cual la expone al fallamiento y a la consecuente producción de arena.

Por su parte el esfuerzo horizontal en este caso es el esfuerzo de confinamiento y como se apreció en el primer capítulo su incremento representa un aparente aumento en la resistencia debido a que la roca se encuentra sometida a una menor diferencia de esfuerzos y para que falle requeriría de mayores niveles de compresión. Es importante recordar que a la larga la diferencia de esfuerzos (esto es la diferencia entre el vertical y el horizontal para el caso de un pozo vertical) es lo que hace que la roca falle, así pues entre menor sea este contraste menor será el riesgo a la producción de arena.

Finalmente se concluye que los incrementos en la presión de confinamiento llevan a escenarios menos restrictivos (permiten mayores tasas de producción) debido a los mayores drawdowns críticos.

Diagrama de arañas CDP TWC

Figura 31 Resultados del análisis de sensibilidad



. Fuente: autor.

Variable	Pendiente
Mvol	9620
Sv	6737
Pp	3666
Poisson	1772
Sh	1538
So	0

El presente modelo no es más que la modificación del anterior considerando otra forma de incluir el valor de resistencia.

En la figura 31 se puede apreciar que la variable más relevante es el módulo volumétrico el cual fue usado para determinar el valor de la resistencia de la roca. Para comprender la tendencia se debe considerar que este parámetro es una medida que expresa la resistencia del material a partir de la relación entre la presión que actúa en la roca y el cambio fraccional que se produce en su volumen, altos valores del módulo volumétrico corresponden a materiales menos deformables y por ende más resistentes. Así pues se evidencia que entre más

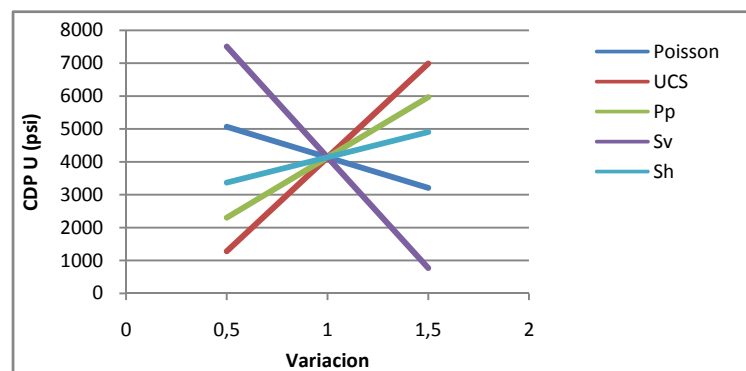
grande sea el módulo volumétrico mayor será la resistencia de la roca y por ende se obtienen drawdown críticos más altos.

En orden de relevancia el esfuerzo vertical en este caso es el segundo parámetro más influyente en el resultado final.

Los valores de drawdown críticos obtenidos por el modelo como se verá en los próximos capítulos resultan mayores que cuando se considera la resistencia a partir de la cohesión (S_o) y el AFI, matemáticamente se ve reflejado debido a que en este modelo el valor de resistencia es superior al encontrado con S_o y AFI.

Diagrama de arañas CDP U

Figura 32 Resultados del análisis de sensibilidad.



Fuente: autor.

Variable	Pendiente
Sv	6737
UCS	5708
Pp	3666
Poisson	1858
Sh	1538

El modelo CDP U considera el valor de la resistencia a partir del UCS y numéricamente es de 6 a 7 veces mayor, esta característica hace que el modelo

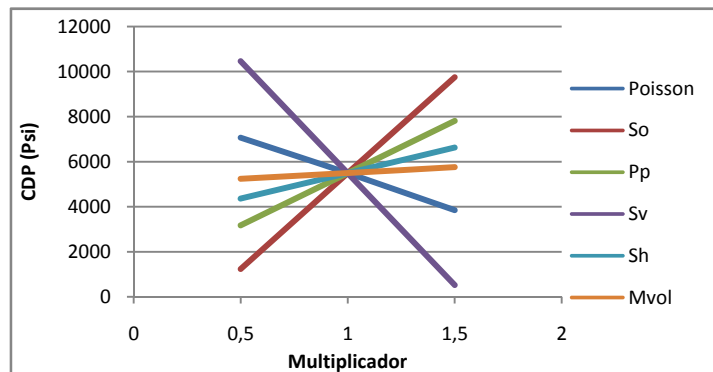
arroje en todos los casos valores de drawdown críticos elevados, subestimando el riesgo del arenamiento.

Según el análisis de sensibilidad, el parámetro más relevante es el esfuerzo vertical, seguido del valor de UCS, como es de esperarse mayores valores de resistencia llevan a que la roca soporte mayores caídas de presión, es decir drawdowns críticos más grandes.

Criterio de falla de Mohr-Coulomb aplicado a una geometría semi-esférica de las perforaciones.

Diagrama de arañas CDP Mvol

Figura 33 Resultados del análisis de sensibilidad.



Fuente: autor.

Variable	Pendiente
Sv	9942
So	8521
Pp	4643
Poisson	3216
Sh	2270
Mvol	520

Las simulaciones que fueron realizadas a partir de éste modelo han presentado valores de caídas de presión críticas más elevadas que el anterior modelo para todas las formas de resistencia que se usen, esto se debe a la estabilidad estructural asociada a la forma semiesférica como se consideran los perforados.

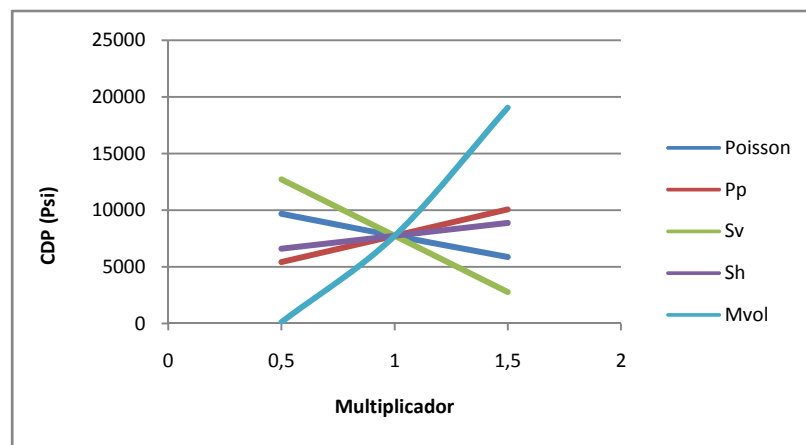
En la figura 33 se puede observar nuevamente que es el esfuerzo vertical quien proporciona la influencia más pronunciada en el modelo, a medida que disminuye su valor la condición del riesgo de la producción de arena se hace menor.

El segundo parámetro más importante es la cohesión de la roca. En general el comportamiento de las tendencias es similar al encontrado en el modelo de perforaciones cilíndricas considerando S_o y AFI a partir del módulo volumétrico.

El módulo de Poisson es una medida del grado de deformabilidad de la roca, entre mayor es su valor más susceptible es al fallamiento, por lo tanto se esperan menores valores de drawdown críticos.

Diagrama de arañas CDP TWC

Figura 34 Resultados del análisis de sensibilidad.



Fuente: autor.

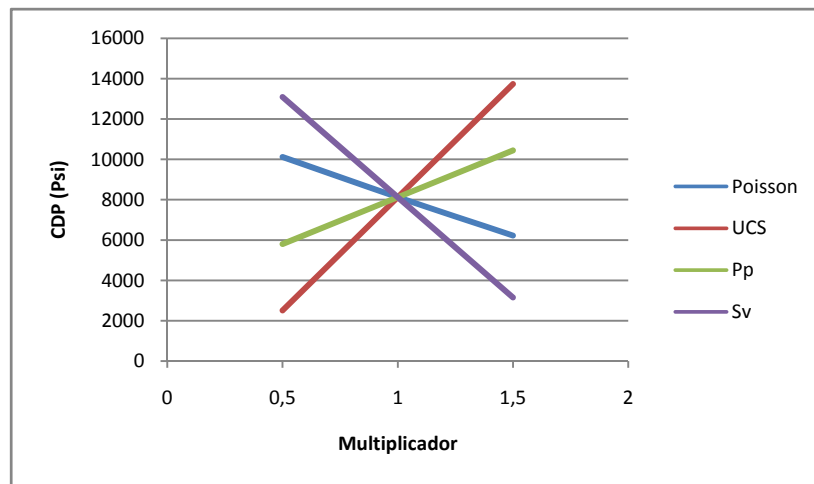
Variable	Pendiente
Mvol	18927
Sv	9942
Pp	4643
Poisson	3803
Sh	2270

Así como en el modelo que considera las perforaciones cilíndricas, el módulo volumétrico es la variable que tiene mayor peso en el cálculo de los drawdown críticos.

La segunda variable más importante es el esfuerzo vertical, seguido de la presión de poro, el módulo de Poisson y la presión de confinamiento. Las tendencias de cada una de las anteriores variables fueron ya explicadas en los párrafos superiores.

Diagrama de arañas CDP U

Figura 35 Resultados del análisis de sensibilidad.



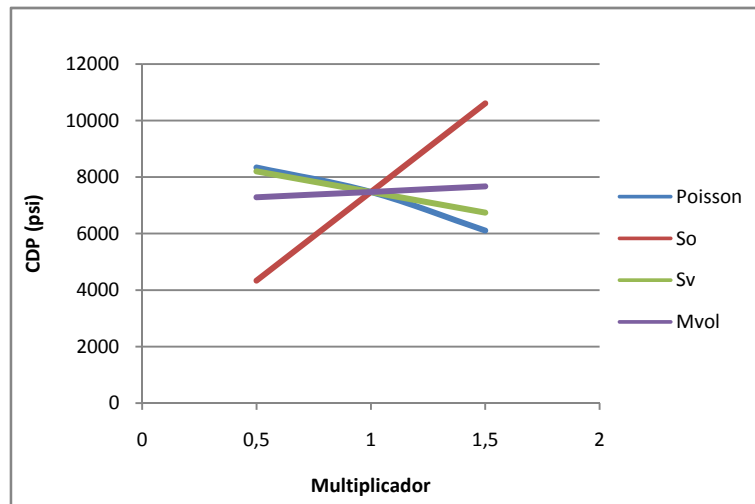
Fuente: autor

Variable	Pendiente
UCS	11230
Sv	9942
Pp	4643
Poisson	3902
Sh	2270

El UCS se convierte en el parámetro con mayor peso, los drawdown obtenidos con estos valores de resistencia resultan bastante altos en comparación con los de cualquier otro modelo.

Omar almised

Figura 36 Resultados del análisis de sensibilidad.



Fuente: autor

Variable	Pendiente
So	6277
Sv	1462
Poisson	2232
Mvol	383

El modelo de Omar Almined tiene implícito cuatro variables que esencialmente se resumen en esfuerzo y resistencias, aquí el valor más influyente es la cohesión seguido del módulo de Poisson.

A diferencia de los modelos anteriores, son los parámetros relacionados a la resistencia a los que se le otorgan mayor peso. Los drawdown calculados con este modelo arrojan buenos resultados para los pozos que no son productores de arena debido a que sus valores son altos, sin embargo como se mostrará adelante no resulta tan coherente con los pozos que presentan el problema.

Calidad de los datos de entrada

Aparte de conocer como son las tendencias de las variables dentro de los modelos, otra aplicación importante de la sensibilidad es el análisis de incertidumbre de los valores de salida asociados a la calidad de los datos de entrada lo cual permitirá tener un conocimiento del grado de aproximación según las suposiciones o correlaciones empleadas para el cálculo de las variables.

La mayoría de los datos de entrada de los modelos provienen de los registros de pozo, principalmente del registro densidad, el sónico y el gamma ray. Sin embargo muchas veces no se cuentan con todo el set de registros y por lo tanto se deben obtener sintéticamente a partir de los existentes. Tal es el caso del registro sónico, el cual es obtenido a partir del RHOB con la conocida ecuación de Gardner:

$$DT_{RHOB} = \frac{\left(\frac{25}{RHOB}\right)^4}{140}$$

O por defecto con la ecuación de Faust que se basa en el registro resistivo profundo ResD:

$$DT_{RES} = \frac{1000}{2 * (profundidad * RESD)^{\frac{1}{6}}}$$

Una vez se obtienen las anteriores curvas se procede a hacer la calibración con el sónico de un pozo vecino, de modo que después de correlacionar los intervalos se pueda identificar cual de los dos comportamientos se semeja más al registro vecino y si es necesario se aplican factores de corrección adicionales.

Otra fuente de error común se encuentra en los valores de densidad pie a pie, debido a que la correcta medición de esta propiedad dependerá de la integridad del pozo, es decir se debe hacer un filtro de los valores que se encuentren en zonas de derrumbes debido a que la herramienta requiere de un contacto directo con la cara de la formación pues de lo contrario no registrará de forma correcta la densidad en estas zonas.

Lo que generalmente se hace es leer los datos de densidad comparándolos con el comportamiento del registro caliper, el cual indica si el pozo esta derrumbado, tiene zonas de washout o si el diámetro es el adecuado.

Con los valores de densidad que pasaron el filtro, se procede a construir una línea de tendencia general de la densidad a lo largo de las litologías. Tales valores servirán como variables de entrada para la determinación de las propiedades mecánicas y esfuerzos.

6. VALIDACIÓN DE LOS MODELOS

Se llevó a cabo la validación de los modelos con 6 pozos pertenecientes a la cuenca del Valle Medio del Magdalena, tres de ellos fueron productores de arena y los otros no. Debido a que la información es confidencial se omiten los nombres.

Los pozos fueron seleccionados con base a la cantidad y calidad de información disponible, es decir aquellos que tuvieran preferencialmente la prueba MDT, los registros GR, RHOB y sónico así como los respectivos niveles de fluidos y el histórico de eventos.

Los siguientes fueron los pozos seleccionados:

Pozos productores de arena	Pozos libres de arena
UIS 1	UIS 4
UIS 2	UIS 5
UIS 3	UIS 6

6.1 CASO ESTUDIO: UIS 1

6.1.1. Estado mecánico y formaciones de interés.

UIS 1 es un pozo productor de aceite con una desviación aproximada de 8°. Inicialmente fue cañoneado en tres intervalos: 5342-5364 ft; 6892-6910 ft; 6999-7018 ft medidos en TVD, con un arma de 2-1/8" a 6 tpp.

El pozo atraviesa las siguientes formaciones (las subrayadas en rojo son las que están en producción):

Tabla 2 Formaciones que atraviesa el pozo UIS 1.

Formación	MD (ft)
LA CIRA SHALE	2401,35
COLORADO A1	2778,91
COLORADO A2	3505,08
COLORADO A3	4268,33
COLORADO A4	4682,25
FOSILLES DE MUGROSA	5002,67
MUGROSA B1	5210,73
MUGROSA B2	5389,39
MUGROSA B3	5643,95
MUGROSA B4	5869,36
MUGROSA C1	6132,1
MUGROSA C2	6256,17
MUGROSA C3	6502,47
ESMERALDA 1	6651,18
ESMERALDA TOROSHALE	6767,62
DISCORDANCIA TK	6896,07

Fuente: INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETRÓLEO.

6.1.2. Permeabilidades

La Tabla 3 muestra los valores de permeabilidad por intervalo.

Tabla 3 Permeabilidades promedio por intervalo para el pozo UIS 1

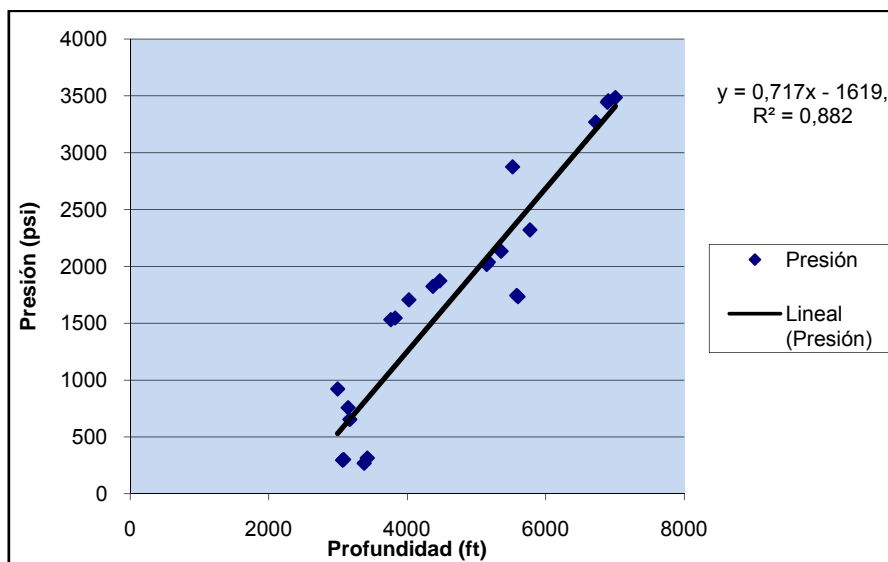
POZO	UNIDAD	INTERVALOS		Kh (mD)
		Tope (ft)	Base (ft)	INTERVALO
UIS 1	MUGROSA B1	5172.0	5178.0	18
		5366.0	5387.0	420
	MUGROSA B2	5603.0	5613.0	126
		5626.0	5634.0	
	TORO SHALE	6926.0	6944.0	180
DISCORDANCIA	7034.0	7052.0	270	

Fuente: INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETRÓLEO.

6.1.3. Datos del MDT

La prueba MDT fue tomada por Schlumberger el 1 de septiembre del 2008. Sólo unos cuantos valores fueron registrados por la herramienta a diferentes profundidades. Debido a que la presión de poro es una variable fundamental dentro de los modelos y debe ser puntual a lo largo de las arenas, se graficaron los valores y se extrapolaron con la tendencia de los datos para el resto de profundidades considerando todas las zonas como si fueran paquetes de arenas (tal es la convención dentro de los estudios de arenamiento, a diferencia de los trabajos predrilling), posteriormente dentro de las simulaciones se realiza el filtro por litología con el fin de centrar la atención solo en los intervalos permeables. La figura 37 muestra los valores registrados por la herramienta y su tendencia.

Figura 37. Resultados de la prueba MDT.

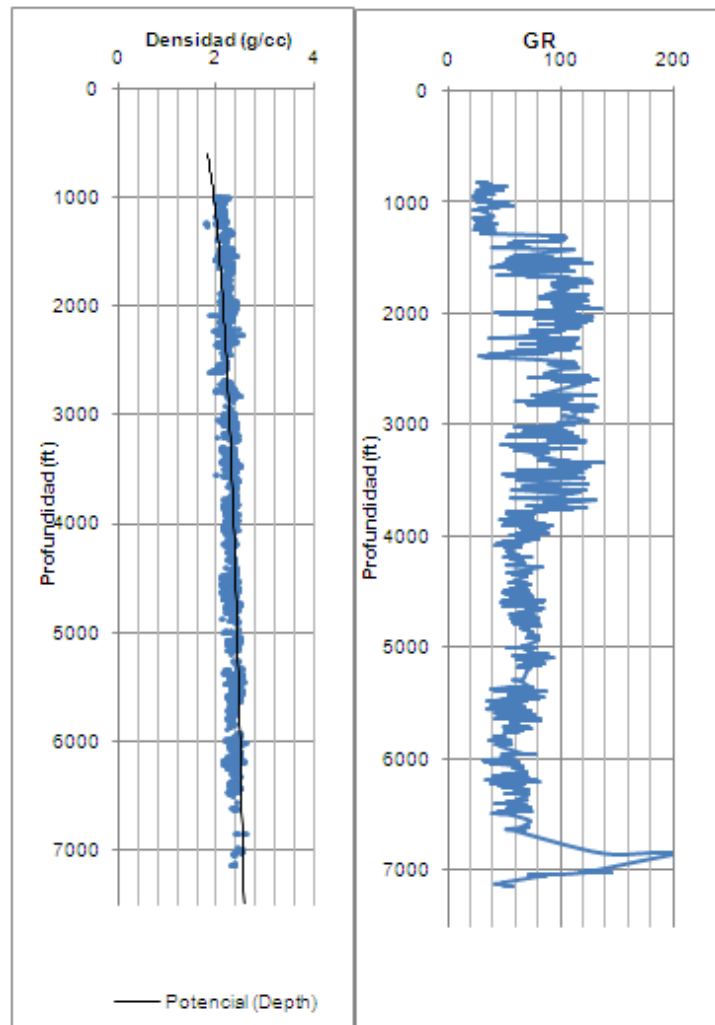


Fuente: INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETRÓLEO.

6.1.4. Registros

En la Figura 38 se puede apreciar el registro densidad y el gamma ray. El sónico por su parte se modeló a partir del RHOB.

Figura 38 Registro densidad y Gamma Ray.



Fuente: INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETRÓLEO

6.1.5. Propiedades in-situ

Con los datos de los registros se calcularon las propiedades mecánicas y los valores de esfuerzos, los resultados se calibraron con la información obtenida de pozos vecinos. El régimen de esfuerzos para ésta área fue normal.

La Tabla 4 contiene los valores promedio de algunas de las propiedades in-situ para cada intervalo.

Tabla 4 Propiedades in-situ de las rocas para el pozo UIS 1.

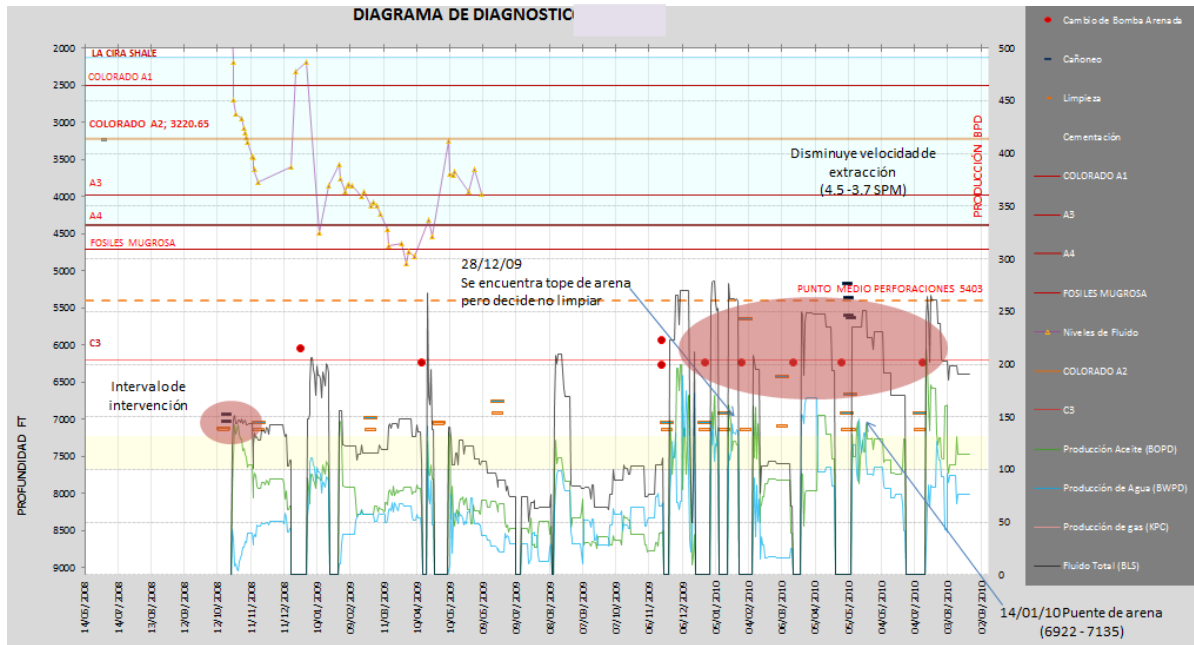
Tope (ft)	Base (ft)	UCS (psi)	TWC (psi)	Cohesión (psi)	Presión de poro inicial (psi)	Overburden (psi)	SH (psi)	Sh (psi)
5343	5364	930	1350	1050	2220	5283	4880	4098
6892	6911	1360	2720	2374	3335	6897	5778	5173
7000	7018	1310	2671	2050	3410	7010	6366	5585

Fuente: INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETRÓLEO.

6.1.6. Histórico de eventos

La Figura 39 resume la historia del pozo desde el inicio de su producción, muestra los caudales de aceite y agua, los niveles de fluido al igual que los eventos de cambio de bomba y limpiezas a causa del arenamiento.

Figura 39 Histórico de eventos UIS 1



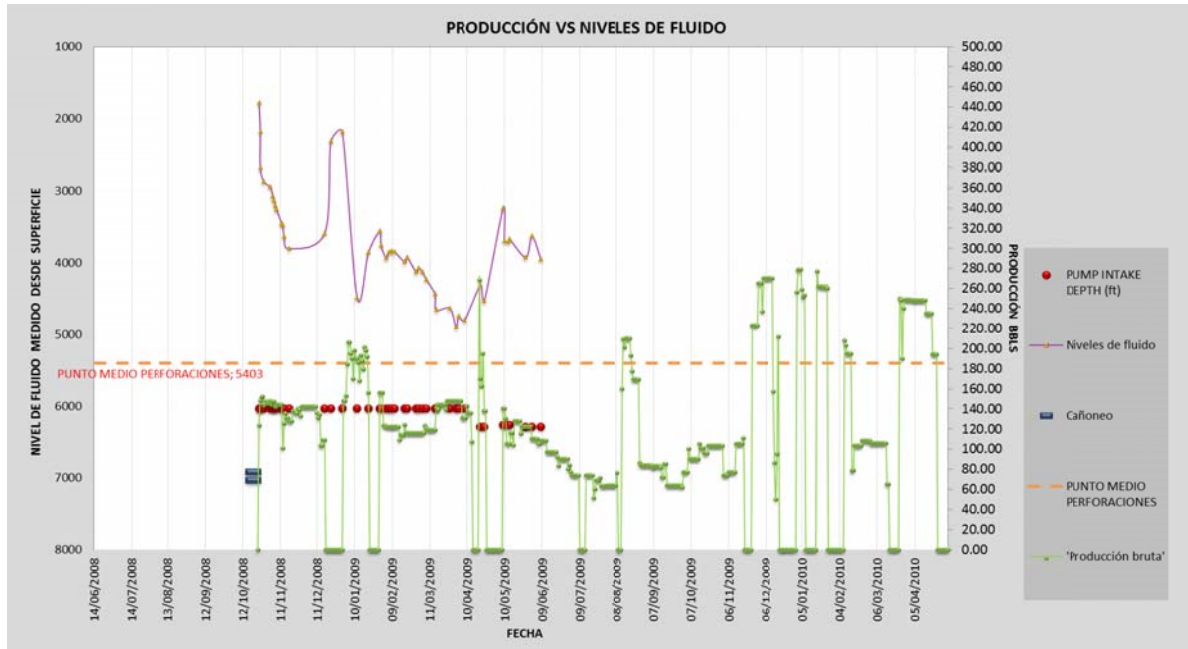
Fuente: INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETRÓLEO.

La producción inició el 25 de octubre de 2008, dos meses después fue necesario reemplazar la bomba por problemas de arena. La producción promedio antes de esta intervención fue de 97 Barriles diarios con un corte de agua del 30%.

6.1.7. Las presiones de fondo registradas en campo

Para la validación de los modelos fue necesario contar con el valor de la presión de fondo fluente, esto se consiguió a partir de los niveles de fluido, los cuales fueron medidos sistemáticamente durante aquellos dos primeros meses.

Figura 40 Niveles de Fluido.



Fuente: INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETRÓLEO.

Debido a que la producción provenía de diferentes arenas, no fue posible de determinar con certidumbre el aporte de cada intervalo a la columna total de fluido de modo que se desconocía el valor puntual de pwf.

La aproximación que se llevó a cabo para calcular la pwf en los intervalos, fue hallar la pwf a punto medio de perforaciones con el nivel de fluido para cada fecha, se dividió este valor entre tal profundidad y el gradiente resultante se multiplicó por cada una de las profundidades de modo que para cada intervalo se determinó una pwf distinta.

La Tabla 5 muestra el procedimiento descrito para el cálculo de pwf.

Tabla 5 Presiones de fondo fluyente para cada fecha antes de la primera intervención.

Fecha	Niv de Fldo (ft)	Densid (lb/gal)	Pumpintake (ft)	pmp (ft)	Casing Press (psi)	Pwf@ pmp (psi)	Grad (psi/ft)
26/10/2008	3854	7.9	6040	6180.3	40.3	1679	0.27
26/10/2008	3348	7.9	6040	6180.3	50.9	1482	0.23
29/10/2008	3163	7.9	6040	6180.3	53.3	1409	0.22
03/11/2008	3091	7.9	6040	6180.3	38.8	1365	0.22
05/11/2008	2964	7.9	6040	6180.3	36.7	1310	0.21
06/11/2008	2898	7.9	6040	6180.3	35.5	1282	0.20
07/11/2008	2831	7.9	6040	6180.3	34.2	1253	0.20
08/11/2008	2779	7.9	6040	6180.3	33.9	1232	0.19
12/11/2008	2589	7.9	6040	6180.3	36.0	1156	0.18
13/11/2008	2560	7.9	6040	6180.3	24.4	1132	0.18
14/11/2008	2402	7.9	6040	6180.3	22.0	1065	0.17
18/11/2008	2235	7.9	6040	6180.3	22.8	997	0.16
17/12/2008	2448	7.9	6040	6180.3	1.3	1063	0.17
22/12/2008	3720	7.9	6040	6180.3	28.4	1613	0.26
31/12/2008	3852	7.9	6040	6180.3	13.5	1652	0.26

Fuente: INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETRÓLEO.

El valor máximo de drawdown en el pozo se determinó con el valor más bajo de pwf durante los primeros dos meses, tal valor fue de 997 psi @ pmp y se tendrá en cuenta como un punto de referencia para la validación de los modelos.

6.1.8. Resultados

A continuación se presentan los resultados de las simulaciones para cada intervalo cañoneado aplicando los diferentes modelos. Como se trata de un pozo productor de arena, se espera que los drawdown registrados en campo superen los valores de drawdown críticos encontrados por los modelos de simulación.

Criterio de falla de Mohr-coulomb aplicado a una geometría cilíndrica de las perforaciones.

Los resultados obtenidos en las simulaciones son la respuesta del modelo a las diferentes formas de determinar las propiedades que relacionan la resistencia de las rocas.

Convención:

CDP Mvol: Drawdown crítico considerando S_o y el AFI hallado del módulo volumétrico.

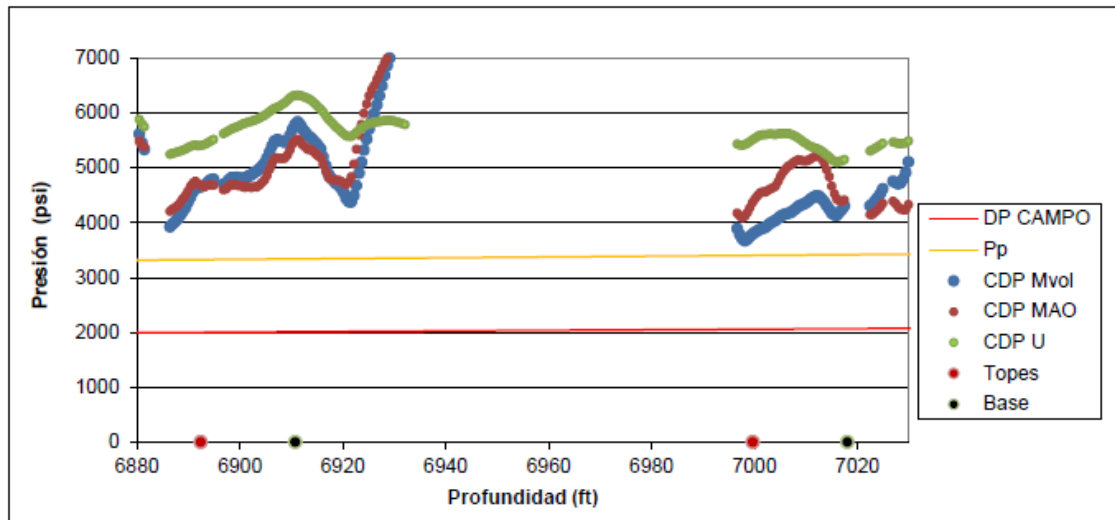
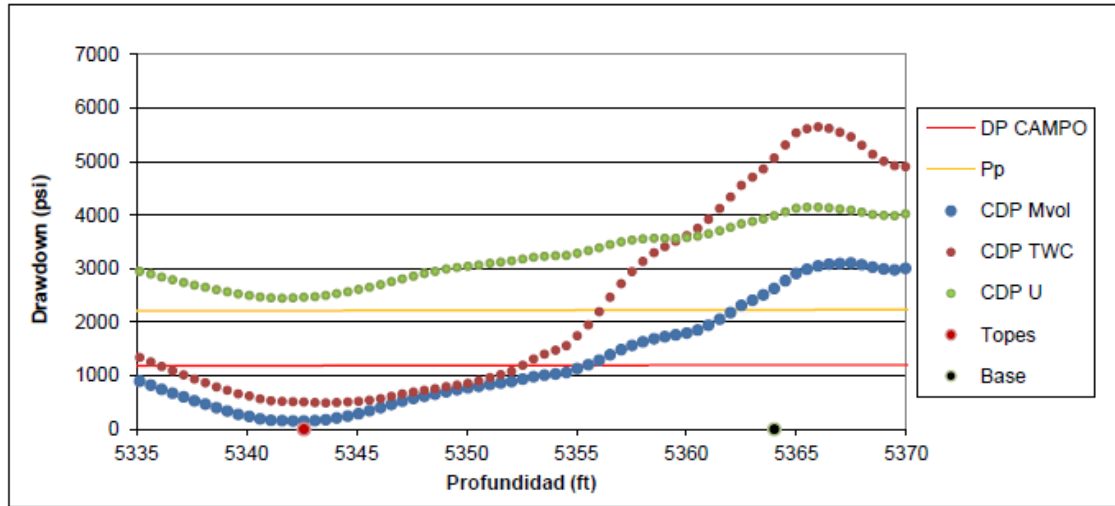
CDP TWC: Drawdown crítico considerando la resistencia efectiva U a partir de una correlación para TWC.

CDP U: Drawdown crítico considerando el escalamiento de Willson.

DP CAMPO: Drawdown registrado en campo.

Pp: Presión de poro

Figura 41 Modelamiento predictivo de la producción de arena.



Fuente: Autor.

Para el intervalo 5343-5364 ft se determinó que el drawdown de operación en campo fue aproximadamente de 1195 psi (valor calculado de la diferencia entre la presión de poro y la pwf encontrada con los niveles de fluido registrados para el pozo en el tiempo de simulación). Ahora bien, para este mismo intervalo el modelo CDP Mvol predijo que si se operaba a un drawdown superior a 150 psi, existía el riesgo de la producción de arena, de modo que si se compara la condición de

operación del pozo con el valor crítico encontrado por el modelo (leído de las gráficas) se encuentra que:

$$\textit{Drawdown de operación (1195 psi)} > \textit{Drawdown crítico (150 psi)}$$

Teniendo en cuenta que el pozo es productor de arena, es válido afirmar que efectivamente el drawdown operación superó el máximo permisible para evitar el arenamiento y que por esta razón inició la producción de arena.

Por su parte el modelo CDP TWC predijo que el valor de drawdown crítico era aproximadamente de 750 psi, de modo que:

$$\textit{Drawdown de operación (1195 psi)} > \textit{Drawdown crítico (750 psi)}$$

Según este modelo, nuevamente se observa que la condición de operación superó el valor de drawdown crítico, lo cual es coherente con el arenamiento evidenciado.

El modelo que considera el valor de la resistencia efectiva U (CDP U) tuvo un comportamiento distinto a los dos que se analizaron anteriormente, para este caso:

$$\textit{Drawdown de operación (1195 psi)} < \textit{Drawdown crítico (2520 psi)}$$

Lo anterior significaría que el pozo tiene una posibilidad muy baja de ser productor de arena debido a que el drawdown de operación es significativamente inferior al drawdown crítico. Teniendo en cuenta que el pozo UIS 1 presenta el problema de arenamiento, se puede decir que el modelo CDP U no reproduce la condición real del pozo.

Ahora bien, para los intervalos 6892-6910 ft, 7000-7018 ft, el drawdown de operación fue 2000 psi aproximadamente. Observando las curvas correspondientes se puede apreciar que los valores de drawdown críticos para los

tres modelos fueron superiores a los registrados en campo, indicando que en estos dos intervalos no existe riesgo de arenamiento.

Para 6892-6910 ft,

Drawdown de operación(2000 psi)

< CDP Mvol (4800 psi), CDP TWC (4681 psi), CDP U (5384 psi)

Para 7000-7018 ft,

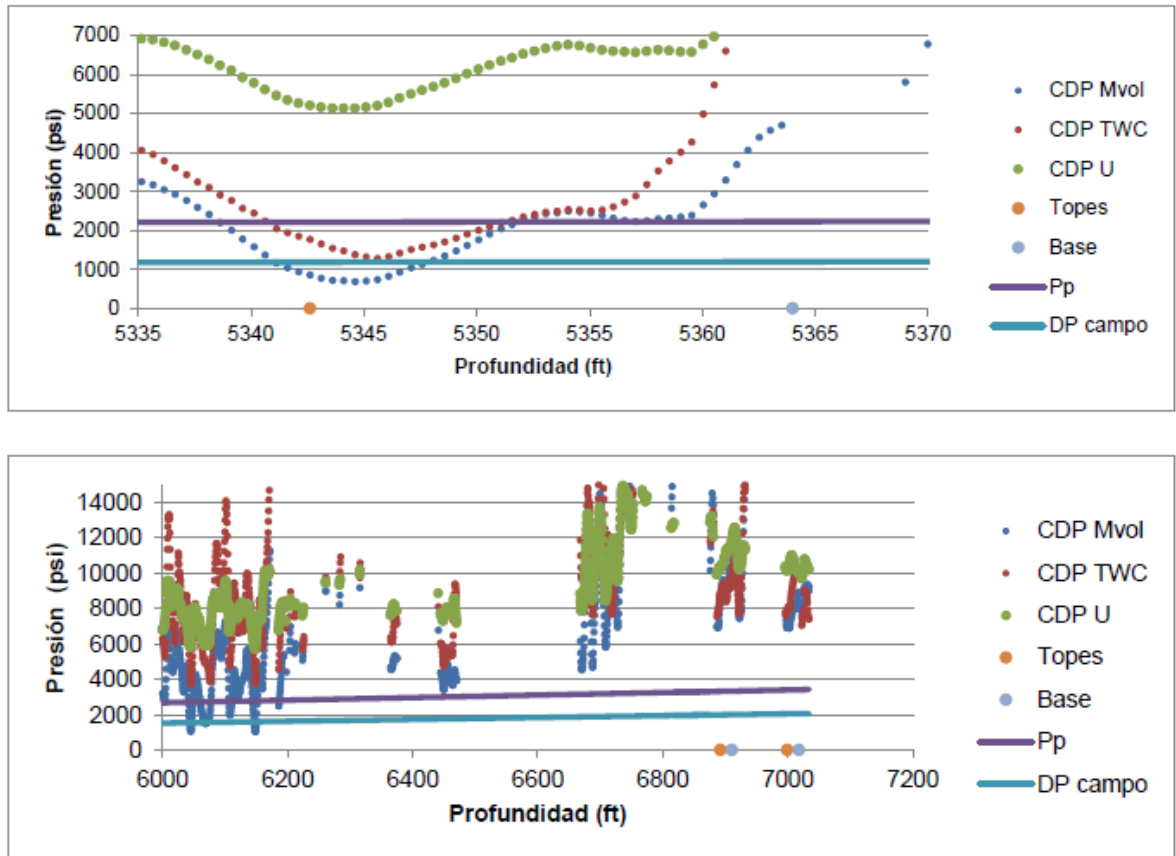
Drawdown de operación (2060 psi)

< CDP Mvol (3770psi), CDP TWC (4522 psi), CDP U (5384 psi)

Criterio de falla de Mohr-coulomb aplicado a una geometría semi-esférica de las perforaciones.

La geometría semiesférica de los cañones le confiere mayor estabilidad debido a una mejor distribución de los esfuerzos alrededor del arco, por tal motivo es de esperarse valores de drawdowns críticos más altos que cuando se considera el cañón como un túnel.

Figura 42 Modelamiento predictivo de la producción de arena.



Fuente: Autor.

La curva correspondiente al CDP Mvol para el intervalo 5343-5364 ft indica que el drawdown crítico es de 700 psi, comparando este valor con el registrado en campo se tiene:

$$\text{Drawdown de operación (1195 psi)} > \text{Drawdown crítico (700 psi)}$$

Es decir la condición de operación superó el máximo permitido, por lo tanto el modelo predice la producción de arena para este intervalo y es coherente con lo evidenciado en campo.

Para los intervalos 6892-6910 ft, 7000-7018 ft el modelo registró CDP mayores a 7000 psi, condición que los hace no productores de arena.

El modelo CDP TWC por su parte registra para 5343-5364 ft un drawdown crítico de 1190 psi (ligeramente menor al evidenciado en campo) tal resultado concuerda con la condición de arena del pozo.

Para los intervalos más profundos el modelo no indica el riesgo de arenamiento debido a que los CDP son aún mayores, en la figura 42 se puede apreciar que están por encima de los 7500 psi.

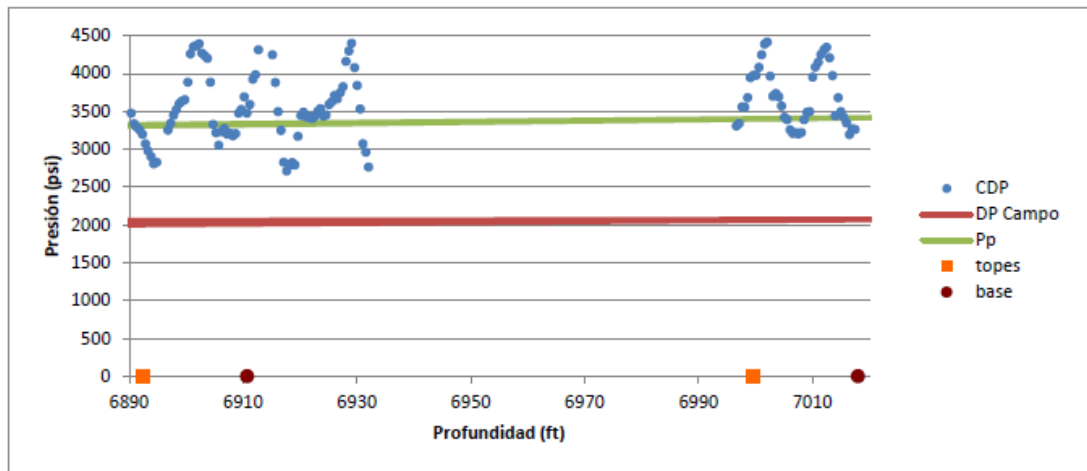
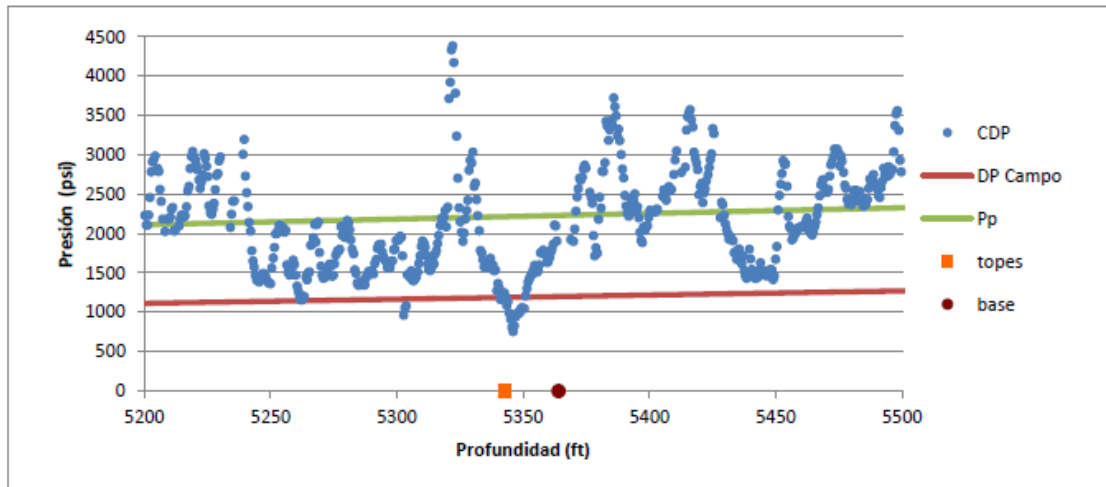
El modelo CDP U no predice la condición de arena del pozo para ninguno de los intervalos. Como se puede observar sus valores están por encima de los drawdown de operación.

De los anteriores resultados se puede concluir que:

- Los modelos que predicen la condición arenosa del pozo son: CDP Mvol (700 psi) y CDP TWC (1190 psi).
- Sólo el intervalo 5343-5364 ft resultó sensible a la producción de arena.
- El modelo CDP U resulta optimista al predecir drawdown críticos mucho mayores a los evidenciados en campo. Tal modelo no reproduce la condición real del pozo.

El criterio de Lade modificado considerando la distribución de Kirsch.

Figura 43 Modelamiento predictivo de la producción de arena.

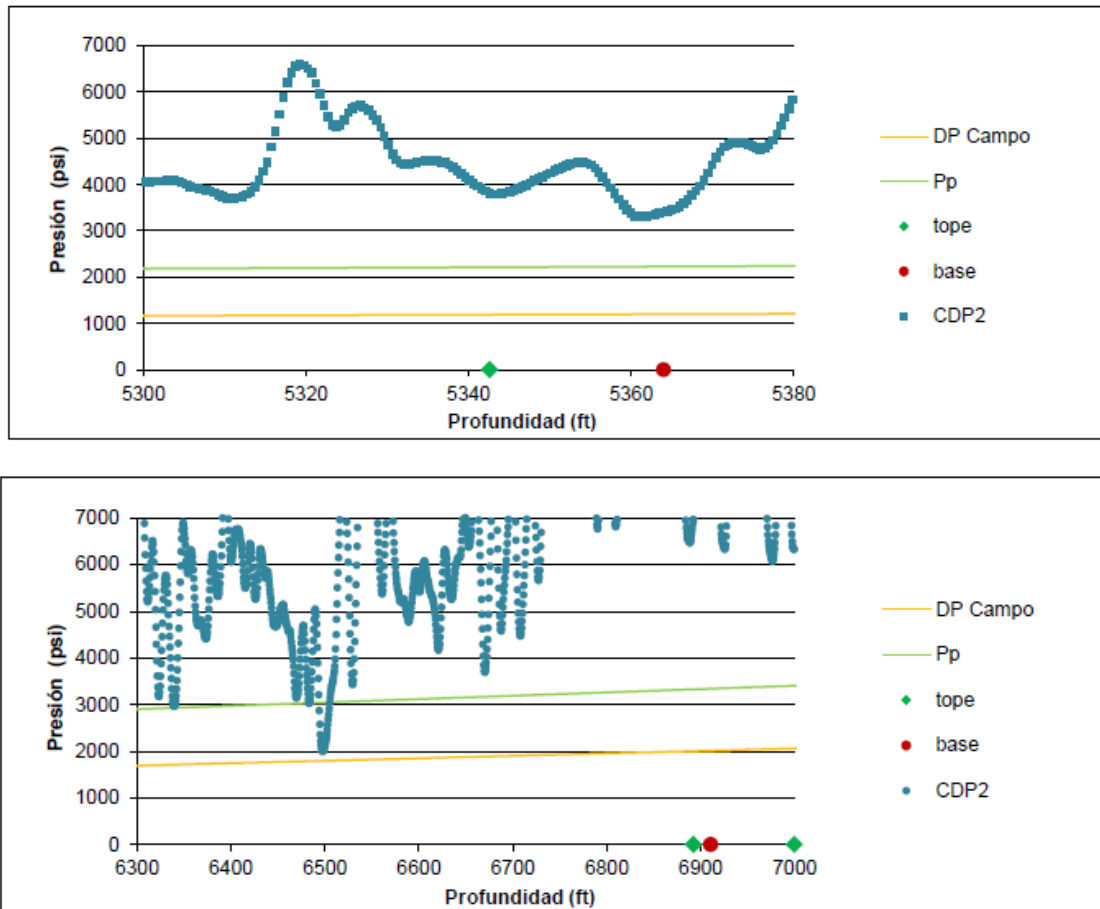


Fuente: Autor.

Este otro modelo predice la condición de arena solo para el primer intervalo, es decir para 5343-5364 ft con un drawdown crítico de 800 psi. Los intervalos más profundos registran un drawdown aproximadamente de 2700 psi, valor que se encuentra por encima del evidenciado en campo e indica que no existe riesgo de producción de arena.

Omar Almisned

Figura 44 Modelamiento predictivo de la producción de arena



Fuente: Autor.

Las predicciones realizadas con este modelo no señalan el riesgo al arenamiento para ningún intervalo, como se puede apreciar en la figura 44.

$$\text{Drawdown de operación} < \text{Drawdown crítico}$$

Así pues se puede concluir que el modelo no reproduce la condición de arena del pozo.

CONCLUSIONES

- Debido a la forma como se incluya la variable resistencia en los modelos, los resultados pueden cambiar significativamente.
- La siguiente tabla resume los resultados de los modelos que predijeron el arenamiento para el pozo UIS 1.

Modelo	Valor de Resistencia	Drawdown crítico (psi)
MC Perf. Cilíndricas	Mvol	150
	TWC	750
MC. Perf. Esféricas	Mvol	700
	TWC	1190
Lade	So	800

- El intervalo identificado como productor de arena a partir de los modelos fue 5343-5364 ft.
- El modelo CDP U tanto para perforaciones cilíndricas como esféricas fue optimista debido a que arrojó valores de drawdown críticos muy altos comparados con los registrados en campo. Sus resultados no reprodujeron la condición de arena para el pozo.
- Las predicciones realizadas con el modelo de Almsned no señalan el riesgo de arenamiento para ningún intervalo.

6.2 CASO ESTUDIO: UIS 2

UIS 2 es un pozo productor de aceite, cañoneado inicialmente en la unidad Mugrosa B en los intervalos:

Topes	Bases
4140	4160
4360	4380
4387	4410
4420	4436
4650	4667
5136	5162

La permeabilidad promedio es de 40 md y produce un crudo de 20°API.

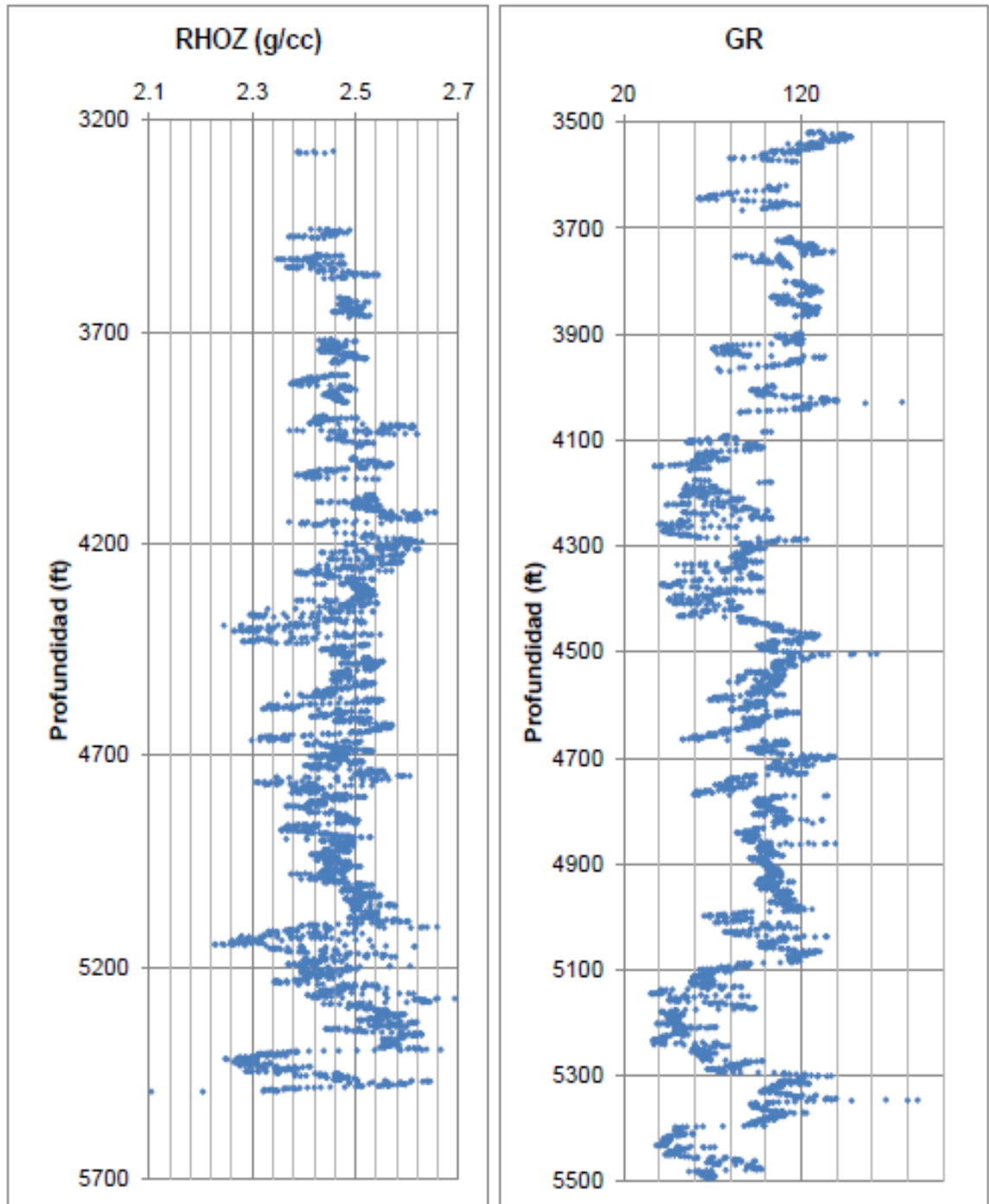
El pozo presentó una pequeña cantidad de arena que fue evidenciada en un bolsillo de 61 ft sin ocasionar problemas operacionales. Después de 11 meses se decidió cañonear la unidad Colorado en los siguientes intervalos:

Topes	Bases
2522	2540
2556	2569
2570	2590
2664	2674
2852	2864

6.2.1. Registros

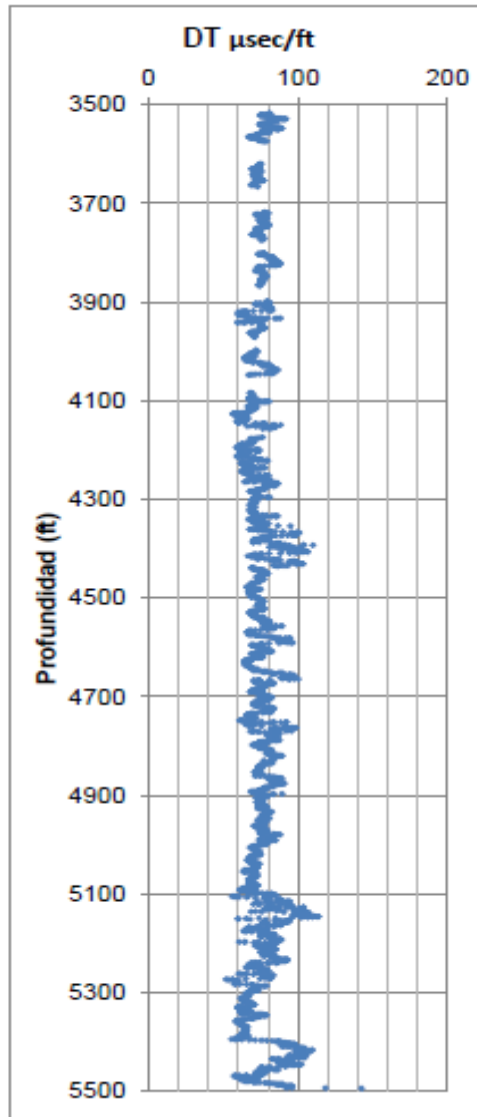
Cuenta con registro densidad, SP, GR y sónico modelado.

Figura 45 Registros Densidad y Gamma Ray.



Fuente: INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETROLEO.

Figura 46 Registro sónico modelado con el RHOB.



Fuente: INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETRÓLEO.

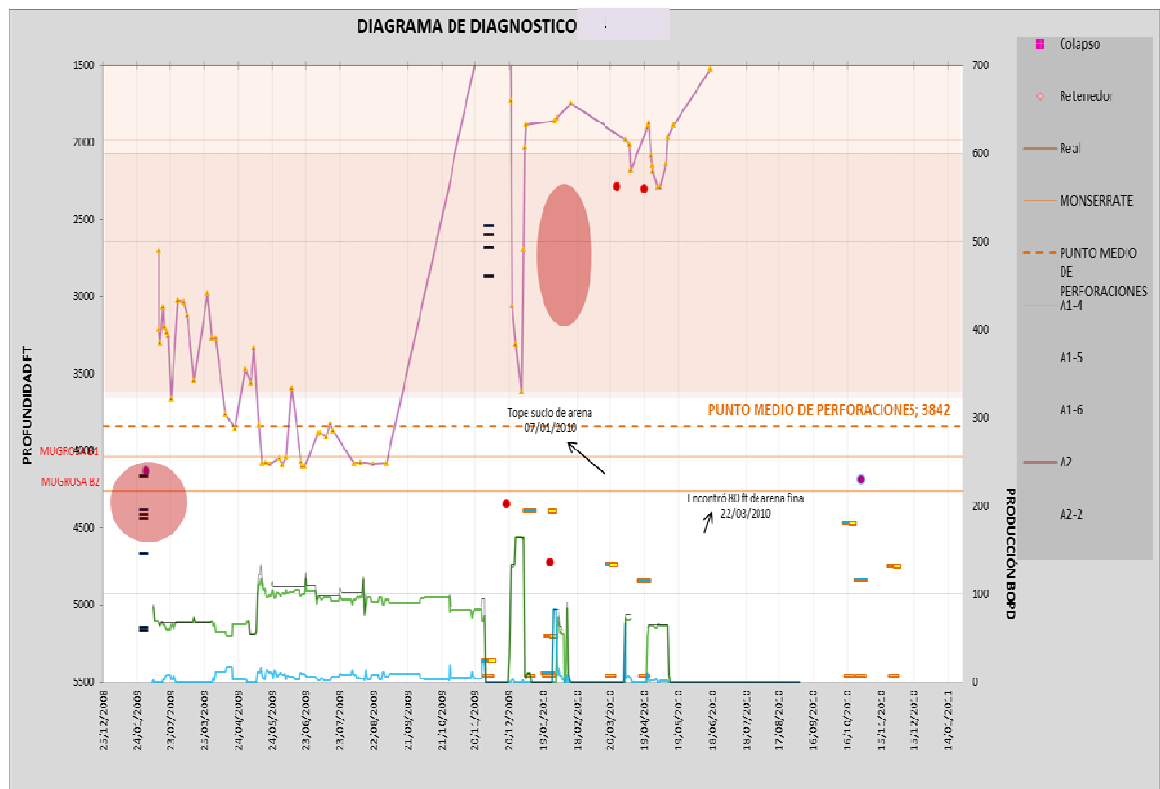
6.2.2. Histórico de eventos

El pozo se puso en producción en febrero de 2009 con una tasa promedio de 85 BPD y un corte de agua del 6 % durante 11 meses, en este tiempo no se evidenció problemas de arena.

Sin embargo en diciembre del mismo año se decidió cañonear nuevos intervalos en la formación Colorado, antes de esto fue necesario hacer una limpieza porque se encontró un bolsillo de arena de 5359 a 5380 ft, lo cual indicó que el arenamiento había iniciado pero no de forma severa.

Pocos días después de la reactivación del pozo con el nuevo cañoneo, se tuvo que cambiar la bomba debido a la arena. Desde entonces el pozo presentó problemas, además de una reducción en la tasa de producción y alto corte de agua. En mayo de 2010 se decidió cerrar el pozo.

Figura 47 Histórico de Eventos.

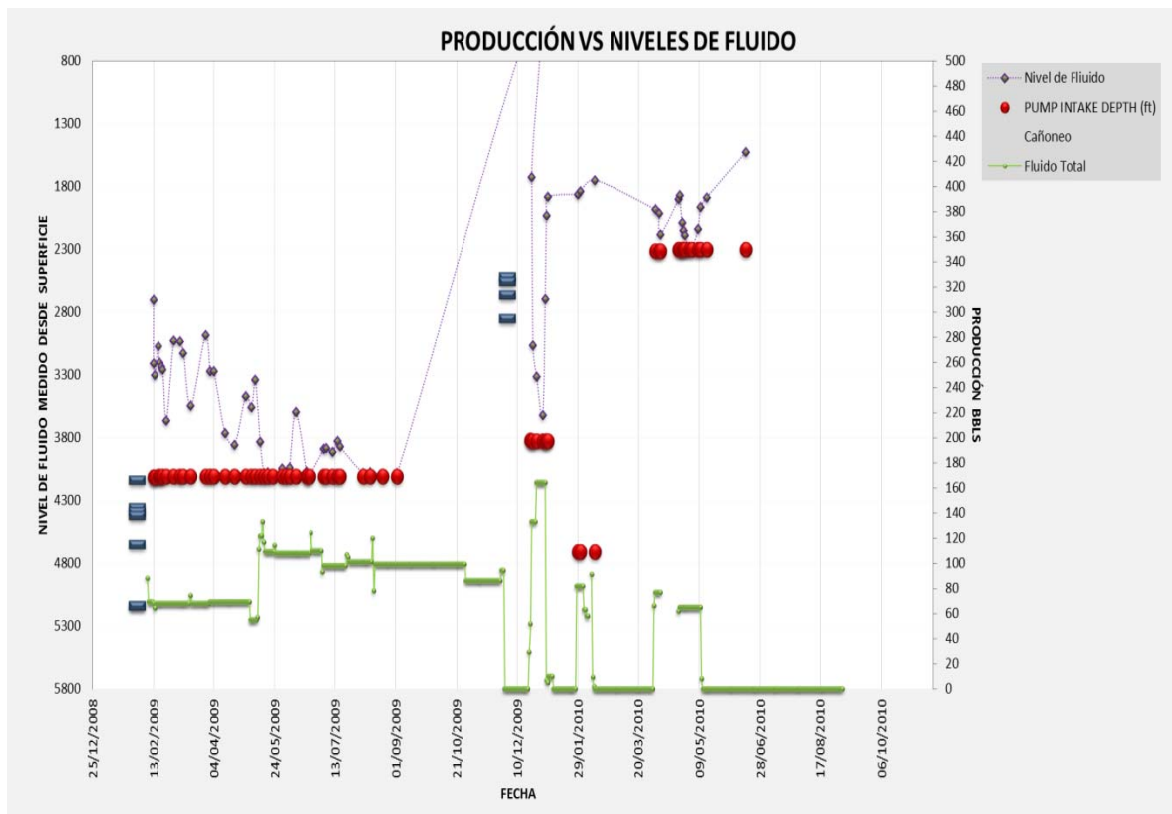


Fuente: INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETRÓLEO.

6.2.3. Presiones registradas en campo

Desde el inicio de la producción después del cañoneo en Diciembre de 2009, se registraron los niveles de fluidos eventualmente hasta la fecha del cambio de bomba. La Pwf más baja encontrada en ese intervalo de tiempo fue de 340 psi @ pmp=3842 ft.

Figura 48 Niveles de fluido del pozo UIS 2.

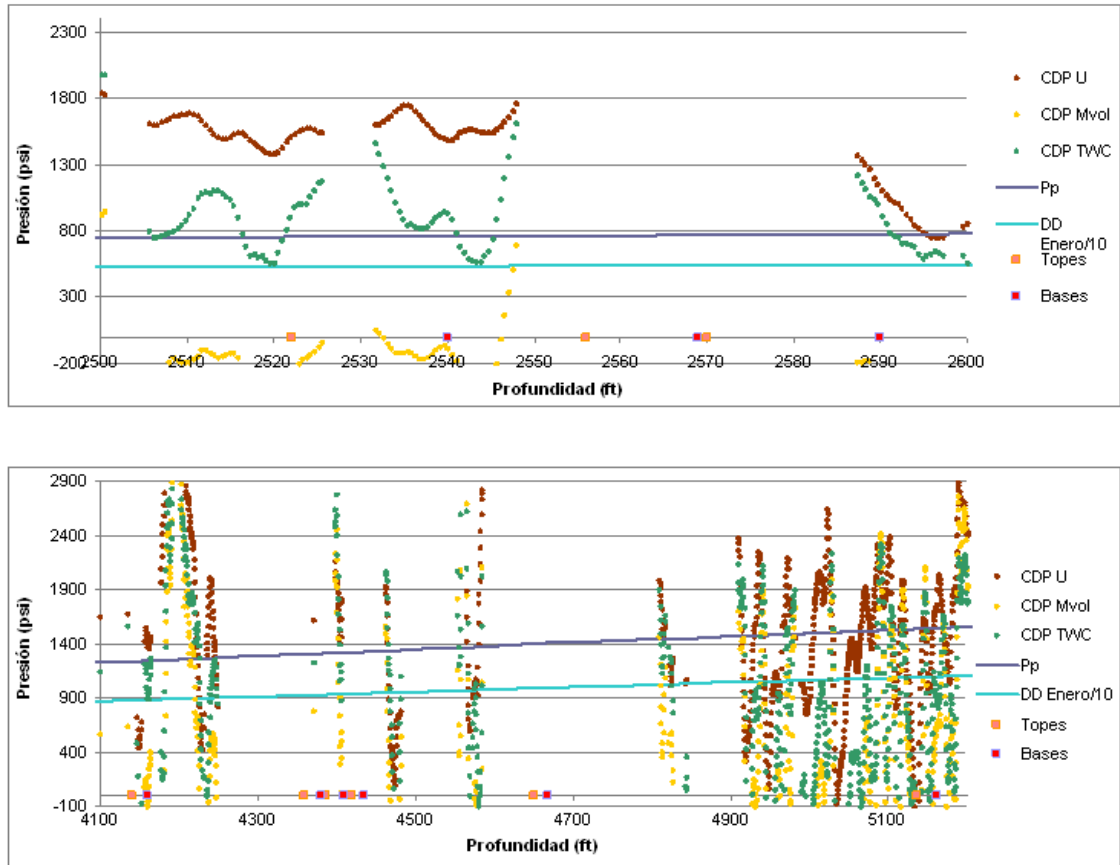


Fuente: INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETRÓLEO.

6.2.4. Resultados

Criterio de falla de Mohr-coulomb aplicado a una geometría cilíndrica de las perforaciones.

Figura 49 Modelamiento predictivo de la producción de arena.



Fuente: Autor.

Según el modelo CDP Mvol los intervalos más sensibles a la producción de arena son los ubicados en la formación colorado en especial 2522-2540 ft debido a que los drawdowns críticos fueron muy bajos, es decir con tan solo una pequeña caída de presión se esperarían que la roca empiece a desprender partículas de arena:

$$\text{Drawdown de operación} \gg \text{Drawdown crítico}$$

Esta formación presenta el problema principalmente por su poca consolidación asociada a la ubicación somera de sus estratos. Para este tipo de rocas lo ideal es

que se instalen controles de arena mecánicos tales como mallas, liners ranurados, etc.

En los intervalos entre 4140 y 5162 ft también se evidenció la predicción del arenamiento, específicamente para 4140-4160 ft, 4387-4410 ft, 5136-5162 ft con un drawdown crítico aproximado de 290 psi. El drawdown de operación en ese entonces fue de 875, 932 y 1087 psi respectivamente, de modo que:

$$\textit{Drawdown de operación} > \textit{Drawdown crítico (290 psi)}$$

Indicando que ya se había superado la mayor caída de presión permisible.

Por su parte el modelo CDP TWC no predijo el arenamiento para los intervalos de la formación Colorado que según lo visto en pozo fueron los que provocaron los mayores problemas debido a la excesiva producción de arena generada poco después del cañoneo en esta zona.

$$\textit{Drawdown de operación (553 psi)} < \textit{Drawdown crítico (974 psi)}$$

De los intervalos más profundos especialmente en 5136-5162 ft el drawdown crítico fue el más bajo, aproximadamente de 425 psi, para este intervalo la presión de operación fue de 1087 psi, así pues:

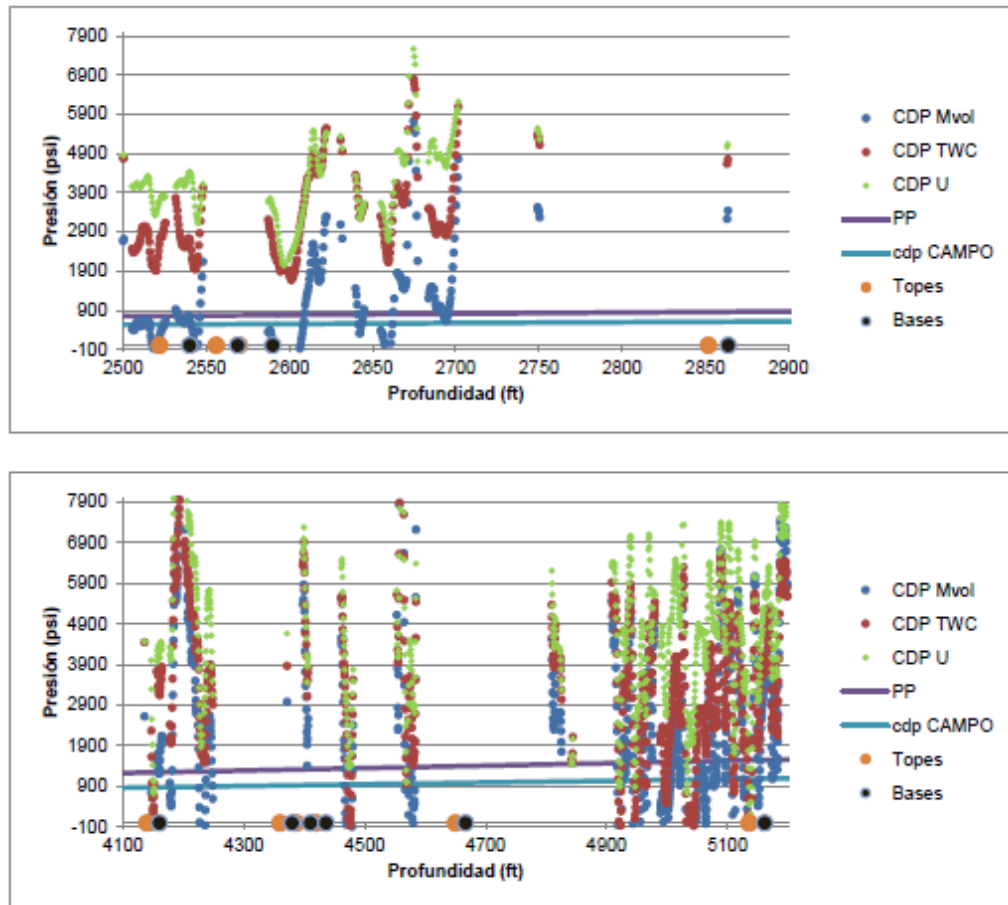
$$\textit{Drawdown de operación (1087 psi)} > \textit{Drawdown crítico (425 psi)}$$

Lo cual indica que existe el riesgo de producción de arena.

El modelo CDP U predijo el arenamiento para los intervalos 4140-4160 ft y 5136-5162 ft con un CDP de 455 psi y 294 psi respectivamente.

6.2.5. Criterio de falla de Mohr-coulomb aplicado a una geometría semi-esférica de las perforaciones.

Figura 50. Modelamiento predictivo de la producción de arena.



Fuente: Autor.

Según la figura 50, al igual que los resultados anteriores, el modelo CDP Mvol predice arenamiento para el intervalo 2522-2540 ft de Colorado a 200 psi, a diferencia de los modelos CDP TWC y CDP U donde el drawdown crítico esta alrededor de los 1900 psi y la presión de operación es tan solo de 530 psi.

CDP Mvol

$$\text{Drawdown de operación (530 psi)} > \text{Drawdown crítico (200psi)}$$

CDP TWC y CDP U

Drawdown de operación (530 psi) < Drawdown crítico (1900psi)

El modelo predice arenamiento para los intervalos 4140-4160 ft y 5136-5162 ft con las tres formas de incluir el valor de la resistencia.

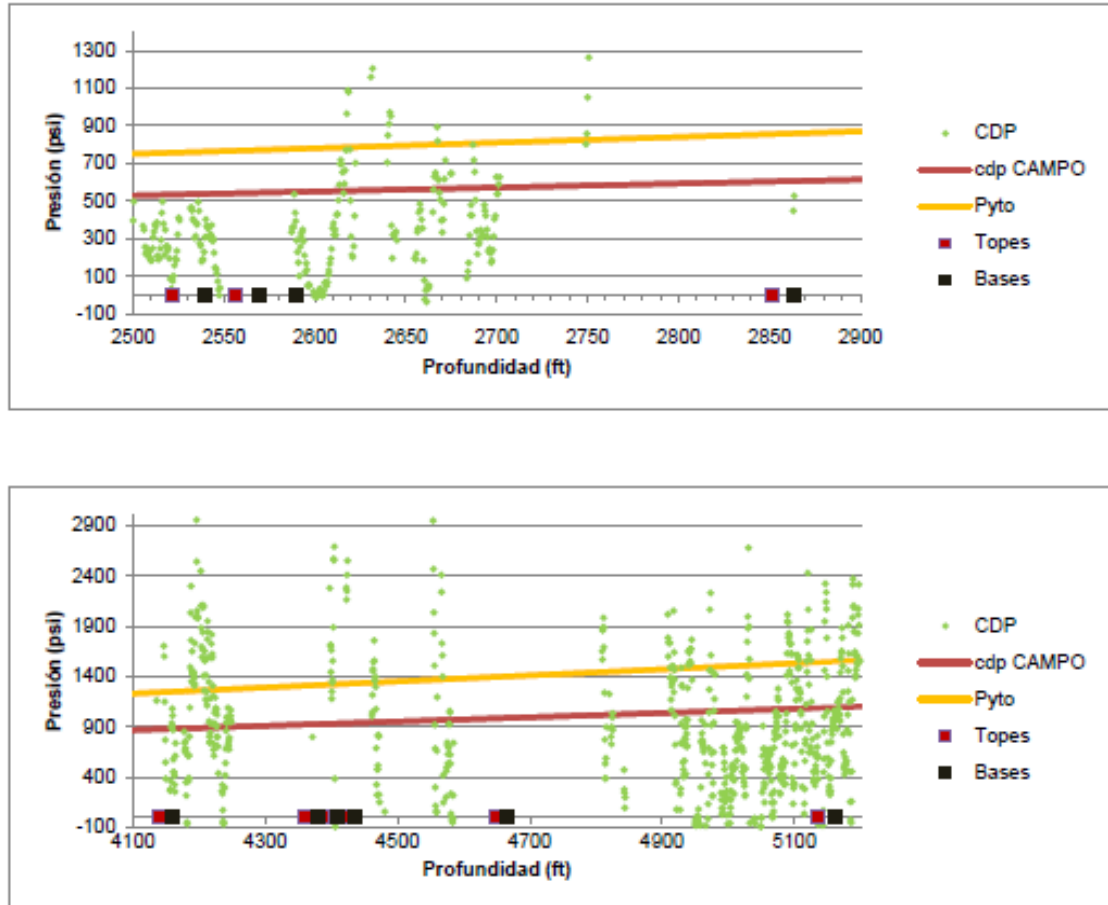
Tabla 6 Intervalos identificados como productores de arenas.

Intervalo	Modelo	Drawdown crítico(psi)	DD opera (psi)
4140-4160	CDP Mvol	734	879
5136-5162	CDP Mvol	424	1090
4140-4160	CDP TWC	120	879
5136-5162	CDP TWC	600	1090
4140-4160	CDP U	721	879
5136-5162	CDP U	508	1090

Fuente: Autor

El criterio de Lade modificado considerando la distribución de Kirsch.

Figura 51 Modelamiento predictivo de la producción de arena

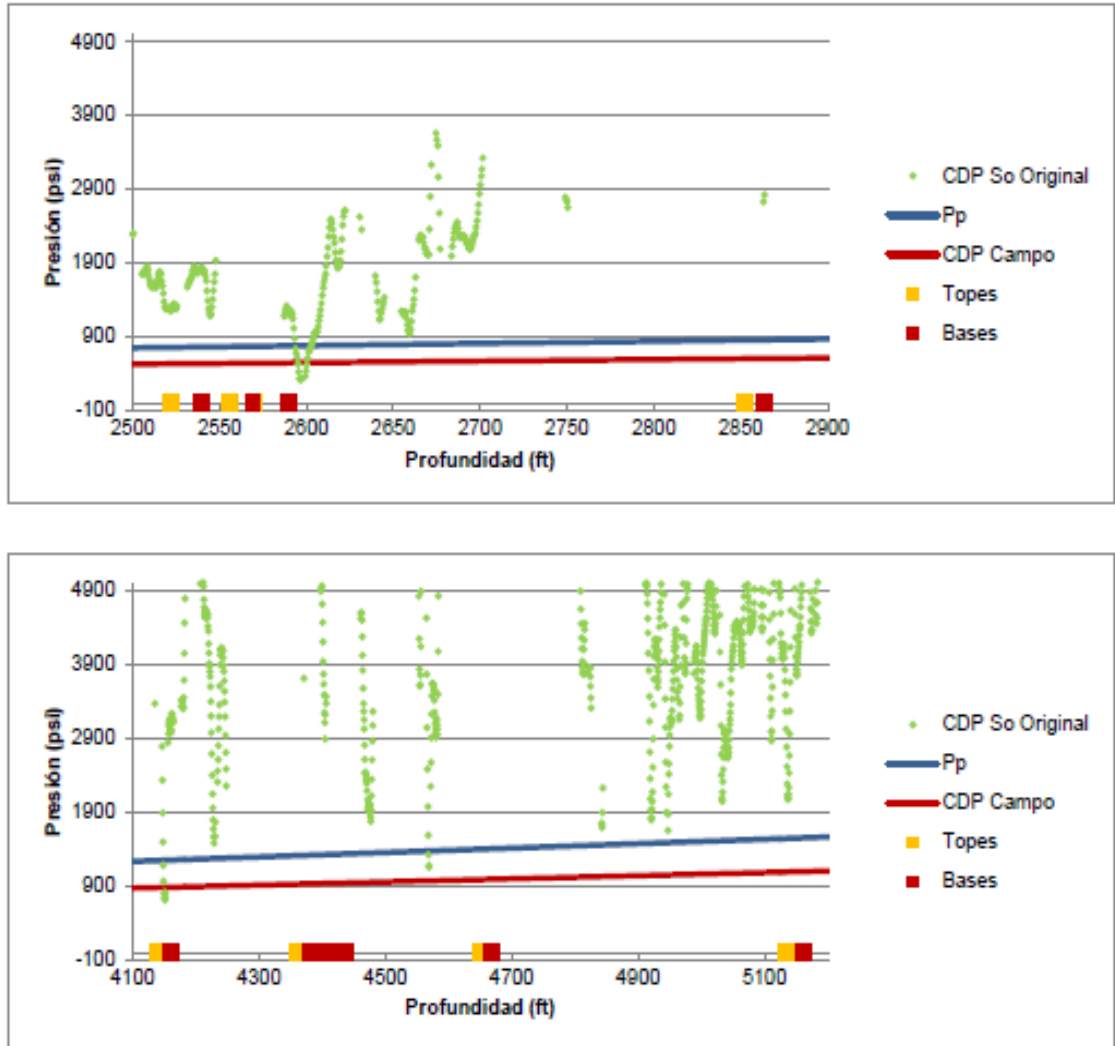


Fuente: Autor.

Según la gráfica 51, el modelo de Lade predice la condición de arena para la formación Colorado en el intervalo 2522-2540 ft con un drawdown crítico de 100 psi, mientras que para los intervalos 4140-4160 ft y 5136-5162 ft los CDP son 275 y 220 psi respectivamente. Los drawdown de operación para cada intervalo superan los anteriores valores (entre 800 y 1000 psi dependiendo del intervalo) por tal motivo se considera que el modelo es coherente con la condición arenosa del pozo.

Omar Almisned

Figura 52 Modelamiento predictivo de la producción de arena.



Fuente: Autor.

Las curvas de CDP de este modelo no advierten el problema de arenamiento debido a que drawdown crítico esta en el orden de 1190 psi mientras que el de operación apenas alcanza los 530 psi en el intervalo más somero.

CONCLUSIONES

Si bien es cierto no todos los modelos predijeron los mismos valores de drawdown crítico, la tendencia en general deja ver claramente que los intervalos que tienen mayor riesgo a la producción de arena son: 2522-2540 ft, 4140-4160 ft y 5136-5162 ft. Podría pensarse, dependiendo del análisis económico en aislar estas zonas para evitar la producción de fluido con arena y de esta forma disminuir los costos asociados.

A continuación se resumen los resultados de los modelos, teniendo en cuenta que el drawdown crítico es el más bajo encontrado en el pozo y está relacionado a cierta profundidad.

Modelo	Valor resistencia	Drawdown crítico psi
	Mvol	55
Morh Coulomb Cilindric	TWC	425
	U	294
	Mvol	200
Morh Coulomb P. Esféri	TWC	120
	U	508
Lade	So	100

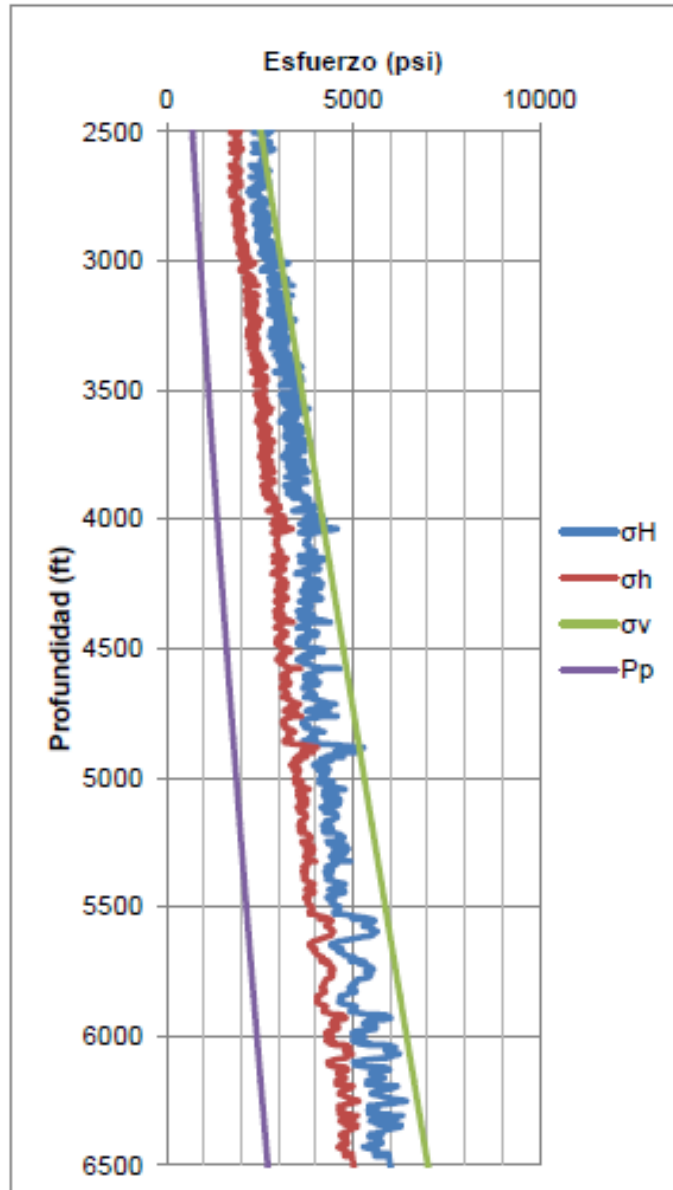
Fuente: Autor.

6.3 CASO ESTUDIO: UIS 3

UIS 3 es un pozo productor de aceite ubicado en la cuenca del Valle Medio del Magdalena, cuenta con los registros densidad, GR, SP y la prueba MDT.

El régimen de esfuerzos es normal como se puede apreciar en la siguiente figura 53.

Figura 53 Régimen de esfuerzos para el pozo UIS 3.



Fuente: INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETRÓLEO.

6.3.1. Histórico de eventos

El pozo fue cañoneado en enero del 2006 desde 6108 a 7992 ft en los siguientes intervalos:

Topes (ft)	Bases (ft)
6108	6118
6531	6535
6539	6546
6712	6723
6727	6738
6750	6764
6791	6800
6809	6824
7332	7340
7508	7525
7525	7545
7562	7578
7583	7587
7593	7600
7606	7610
7634	7638
7736	7752
7916	7922
7922	7926
7988	7992

La producción obtenida fue 100% agua. Tres meses después abrieron los intervalos 6900-6910 ft, 6948-6958ft, 8111-8121ft con los mismos resultados.

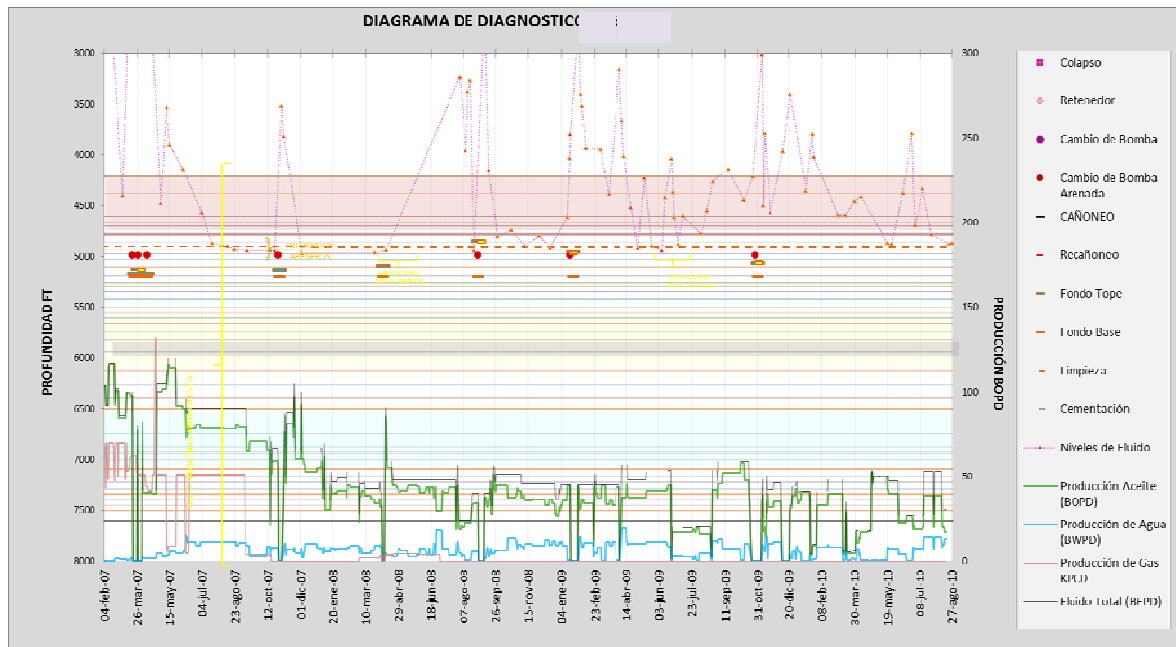
Posteriormente se ubicó un retenedor a 7840 ft, logrando disminuir el corte de agua a 38% con una producción promedio de 12 BPD.

En Octubre de 2006 se decide colocar un retenedor a 5200 ft y abrir los intervalos 4885-4894 ft, 4905-4916 ft. El procedimiento incrementó la producción a 102BPD disminuyendo el corte de agua al 1.5%.

Cuatro meses después fue necesario cambiar la bomba de subsuelo debido a problemas con la arena producida.

Desde entonces los cambios de bomba han tenido una frecuencia de cuatro meses aproximadamente.

Figura 54 Histórico de eventos.



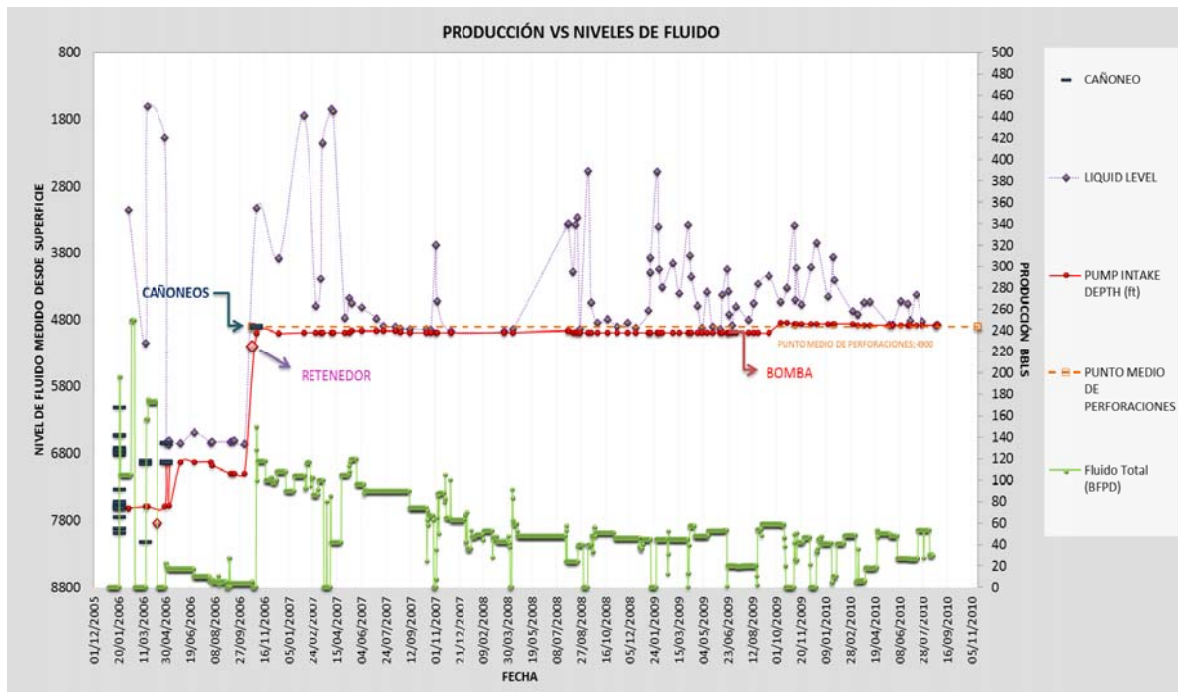
Fuente: INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETRÓLEO.

6.3.2. Presiones registradas en campo

Para la determinación de la máxima caída de presión, se buscó las menor pwf desde la fecha del cañoneo que mejoró la producción de aceite hasta el primer

cambio de bomba por arena, con ayuda de los niveles de fluidos monitoreados en campo.

Figura 55 Niveles de fluido para el pozo UIS 3.



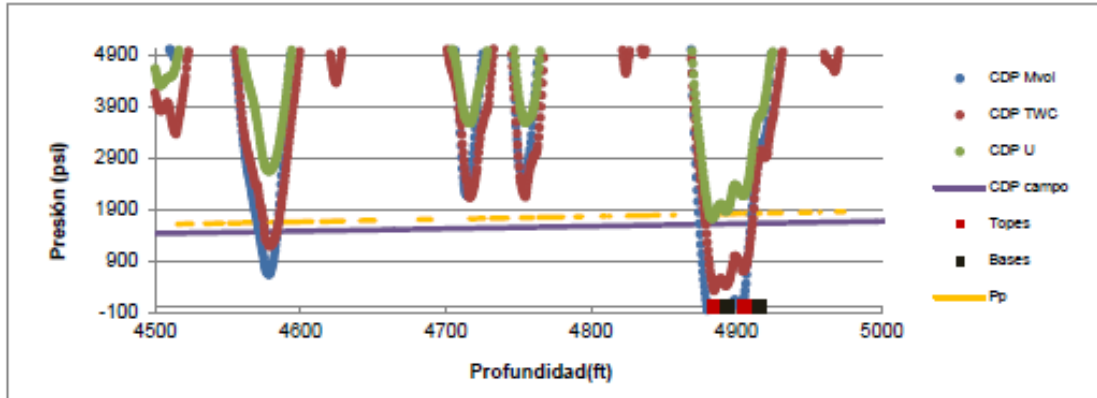
Fuente: INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETRÓLEO.

La menor pwf fue de 200 psi @pmp = 4900 ft registrada a comienzos de marzo de 2007.

6.3.3. Resultados

Criterio de falla de Mohr-coulomb aplicado a una geometría cilíndrica de las perforaciones.

Figura 56 Modelamiento predictivo de la producción de arena



. Fuente: Autor.

A partir de la gráfica se obtienen los siguientes valores

Tabla 7 Drawdown críticos según los modelos para los intervalos abiertos del pozo UIS 3.

Modelo	CDP Mvol	CDP TWC	CDP U	CDP operación
Intervalo (ft)	DD crítico (psi)	DD crítico (psi)	DD crítico (psi)	DD crítico (psi)
4885-4894	>0	400	1900	1750
4905-4916	200	710	2150	1765

Fuente: Autor.

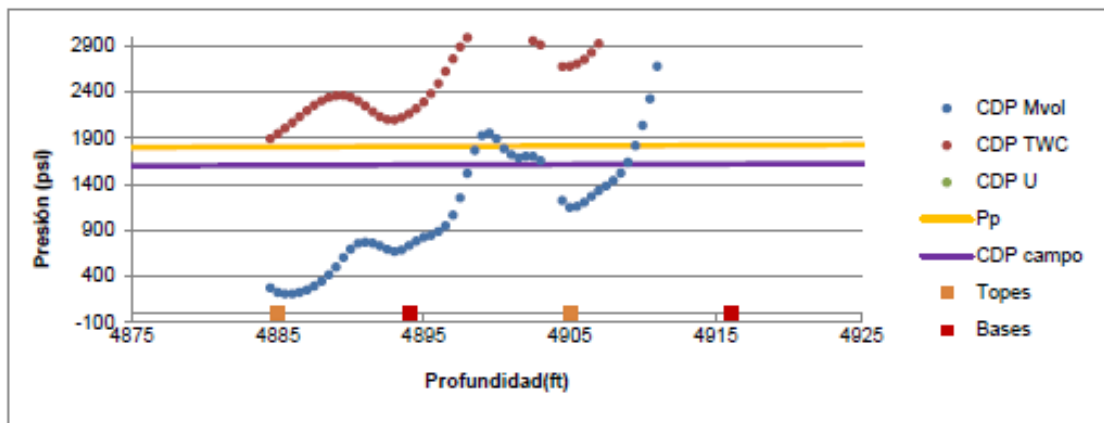
Los modelos CDP Mvol y CDP TWC son coherentes con el arenamiento evidenciado en campo debido a que el valor de drawdown de operación (columna 5) es mayor al drawdown crítico calculado. Por su parte el modelo CDP U arroja valores más altos que no reproducen la condición de arena del pozo.

Según los modelos los dos intervalos abiertos presentan riesgo de arenamiento. El modelo CDP Mvol predice que una vez puesto en producción el pozo, la roca en el

intervalo 4885-4894 ft fallará y si existe la suficiente fuerza de arrastre se producirán las partículas de arena. Lo anterior lleva a pensar que la formación en ese intervalo es altamente sensible al fallamiento debido a su poca consolidación (UCS < 850 psi).

6.3.4. Criterio de falla de Mohr-coulomb aplicado a una geometría semi-esférica de las perforaciones.

Figura 57 Modelamiento predictivo de la producción de arena.



Fuente: Autor.

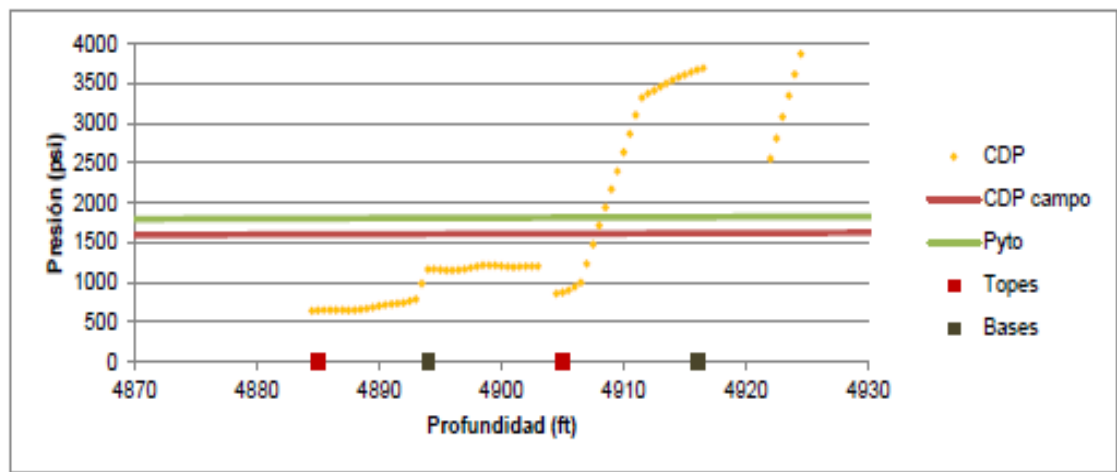
En la figura 57 se observa que el modelo CDP Mvol predice el arenamiento en el intervalo 4885-4894 ft si se compara el drawdown de operación de 1750 psi con el drawdown crítico calculado de 200 psi.

Este mismo modelo arroja para el intervalo 4905-4916 ft un drawdown crítico de 1150 psi, la diferencia entre este y el anterior drawdown radica en las diferentes magnitudes de las propiedades mecánicas de la formación, para el segundo caso las propiedades ofrecen mejor resistencia.

En el caso del CDP TWC el drawdown crítico esta en el orden de 1900 psi y se encuentra por encima del encontrado en el campo.

El criterio de Lade modificado considerando la distribución de Kirsch

Figura 58 Modelamiento predictivo de la producción de arena.



Fuente: Autor.

Las predicciones llevadas a cabo por este modelo indican que el pozo es productor de arena debido a que la condición de operación superó el drawdown crítico (645 psi).

El modelo de Lade en este caso no solo predice la producción de arena para un intervalo. Según la gráfica el drawdown crítico del segundo intervalo es aproximadamente 1000 psi. Lo anterior demuestra que el modelo reproduce el comportamiento arenoso del pozo.

CONCLUSIONES

En la siguiente tabla se resumen los resultados encontrados de los modelos

Tabla 8 Resumen de los modelos que predijeron arenamiento con su respectivo drawdown crítico

Modelo	Valor de Resistencia	Drawdown crítico (psi)
MC Perf. Cilíndricas	Mvol	>0
	TWC	400
MC. Perf. Esféricas	Mvol	200
Lade	So	645

Fuente: Autor

- Los modelos predicen que el arenamiento proviene de los dos intervalos abiertos (4885-4894 y 4905-4916 ft).
- La diferencia entre los valores de drawdown que pueden soportar cada uno, radica en la variación de las propiedades de la roca. Según los resultados el intervalo 4905-4916 ft es capaz de soportar mayores caídas de presión, sin embargo no deja de ser productor de arena una vez se alcance cierto nivel de drawdown.

6.4 CASO ESTUDIO: UIS 4

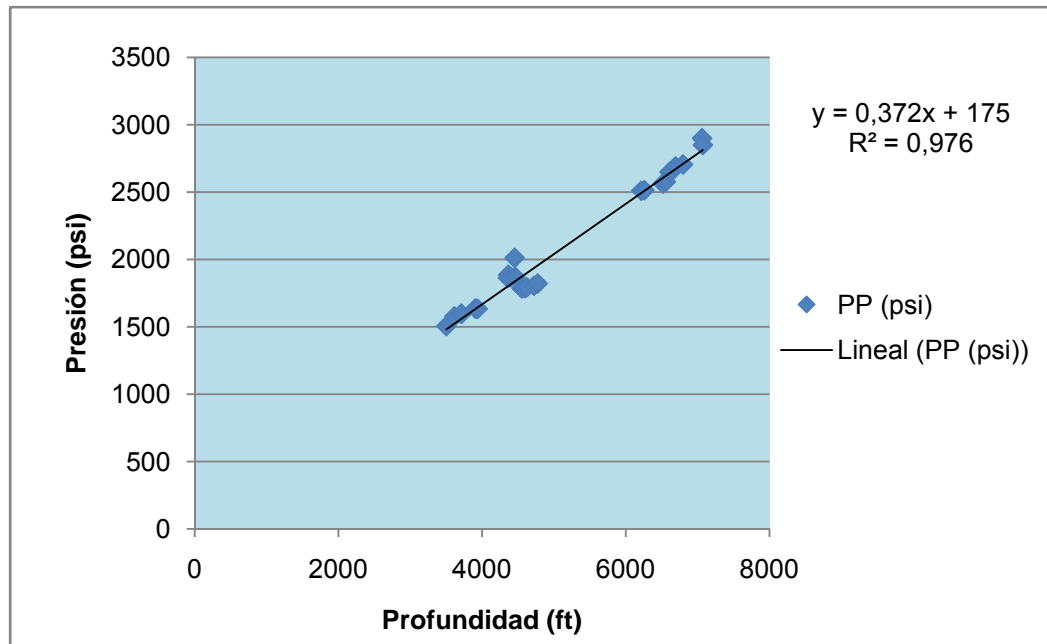
Es un pozo productor de aceite cañoneado desde 4172 hasta 7082 ft en 35 intervalos.

No ha registrado problemas de arena y los drawdown máximos de operación fueron reportados de campo para los meses de Febrero, Marzo y Abril de 2010

Datos del MDT

La siguiente es la prueba MDT tomada en noviembre de 2009.

Figura 59 Resultados de la prueba MDT para el pozo UIS 4.

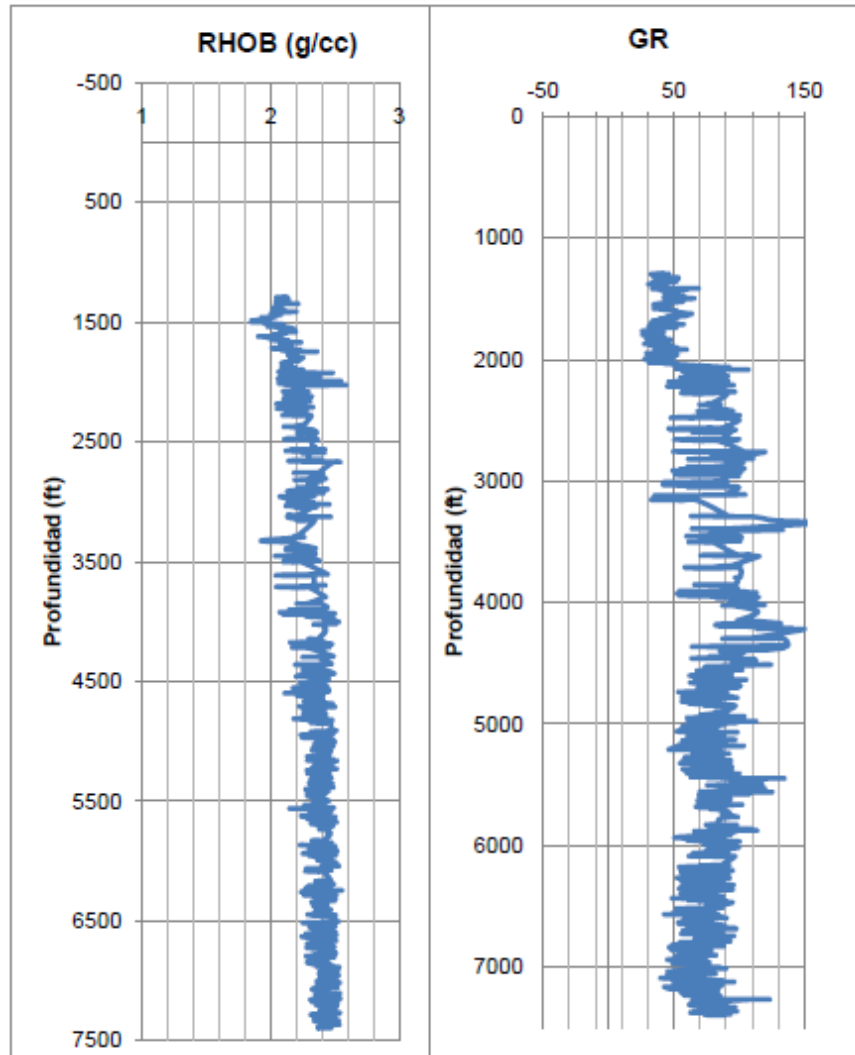


Fuente: INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETRÓLEO

6.4.1. Registros

Cuenta con los registros: densidad, sónico, porosidad neutrón, gamma ray y sp. A partir de ellos se determinaron las propiedades mecánicas y los esfuerzos.

Figura 60 Registro Densidad y Gamma Ray.

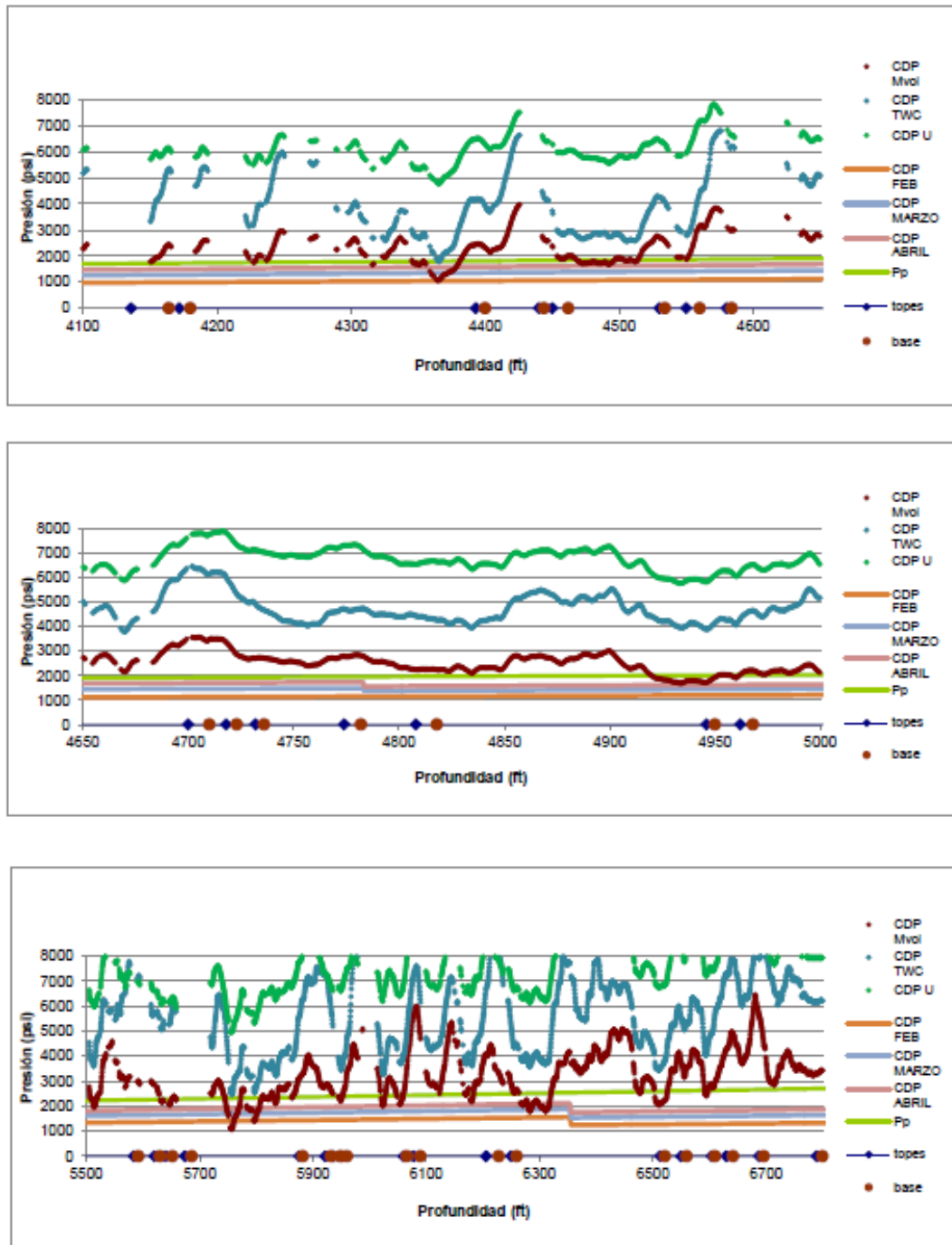


Fuente: INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETRÓLEO.

6.4.2. Resultados

Criterio de falla de Mohr-coulomb aplicado a una geometría cilíndrica de las perforaciones.

Figura 61 Modelamiento predictivo de la producción de arena.



Fuente: Autor.

El pozo UIS 4 no registra eventos por arenamiento según el histórico de eventos, tal condición se reproduce en los diferentes modelos independientemente del valor de resistencia que se tome. Según la figura 61 se puede observar que:

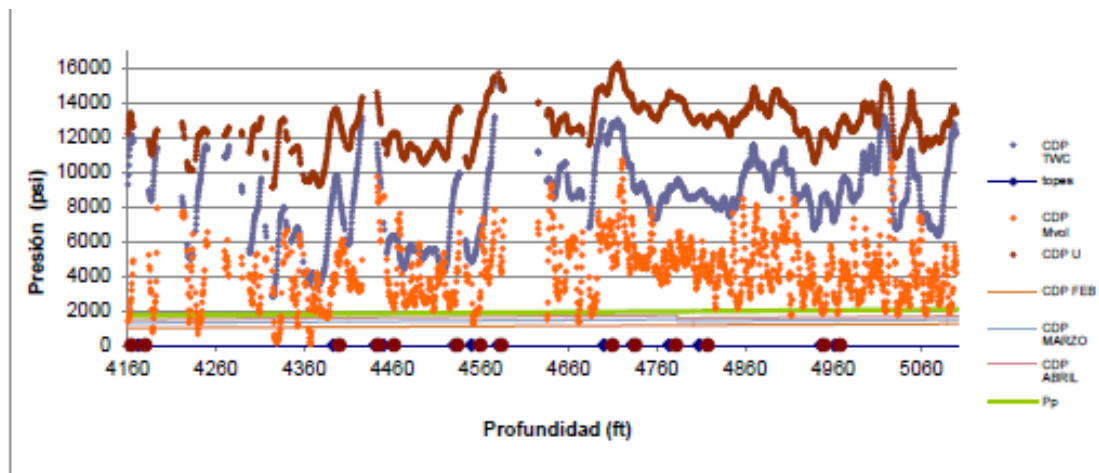
$$\text{Drawdown de operación} < \text{Drawdown crítico} (Mvol, TWC, U)$$

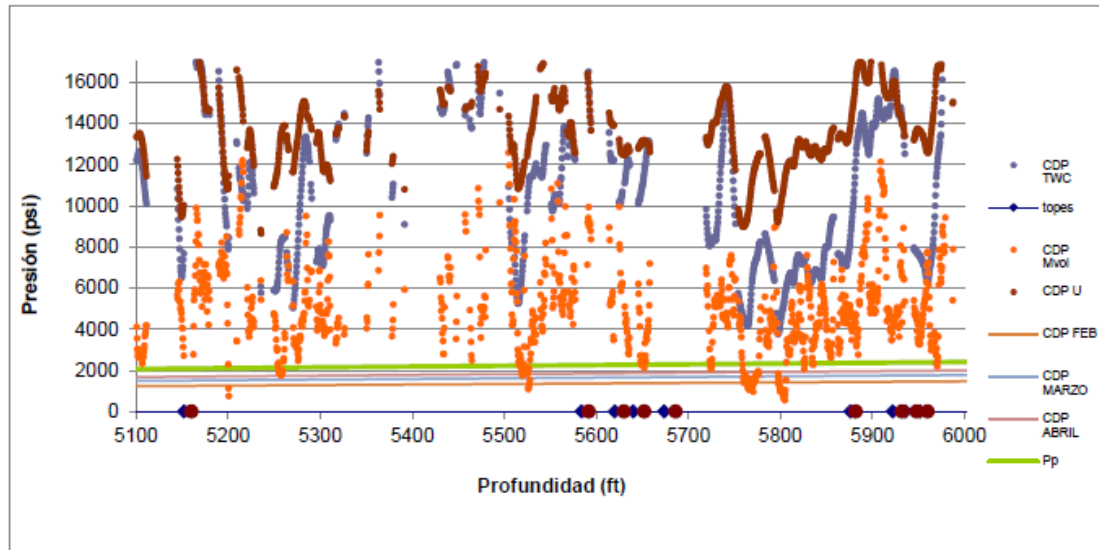
Los drawdown críticos más bajos encontrados para los modelos que consideran Mvol, TWC y U en los intervalos productores son: 1920 psi, 2800 psi y 6000 psi respectivamente. Los valores de drawdown de operación no alcanzaron a ser mayores de 2000 psi en las zonas más profundas.

6.4.3 Criterio de falla de Mohr-coulomb aplicado a una geometría semi-esférica de las perforaciones.

En el anterior modelo los drawdown críticos estuvieron por encima del registrado en campo, ahora en este modelo es de esperarse que sean aun más altos debido a la geometría bajo la cual se desarrolló.

Figura 62 Modelamiento predictivo de la producción de arena.





Fuente: Autor.

Independientemente del valor de resistencia tomado en el modelo, el drawdown crítico estuvo siempre por encima del valor encontrado en campo, de modo que los resultados se pueden considerar coherentes con la condición no arenosa del pozo.

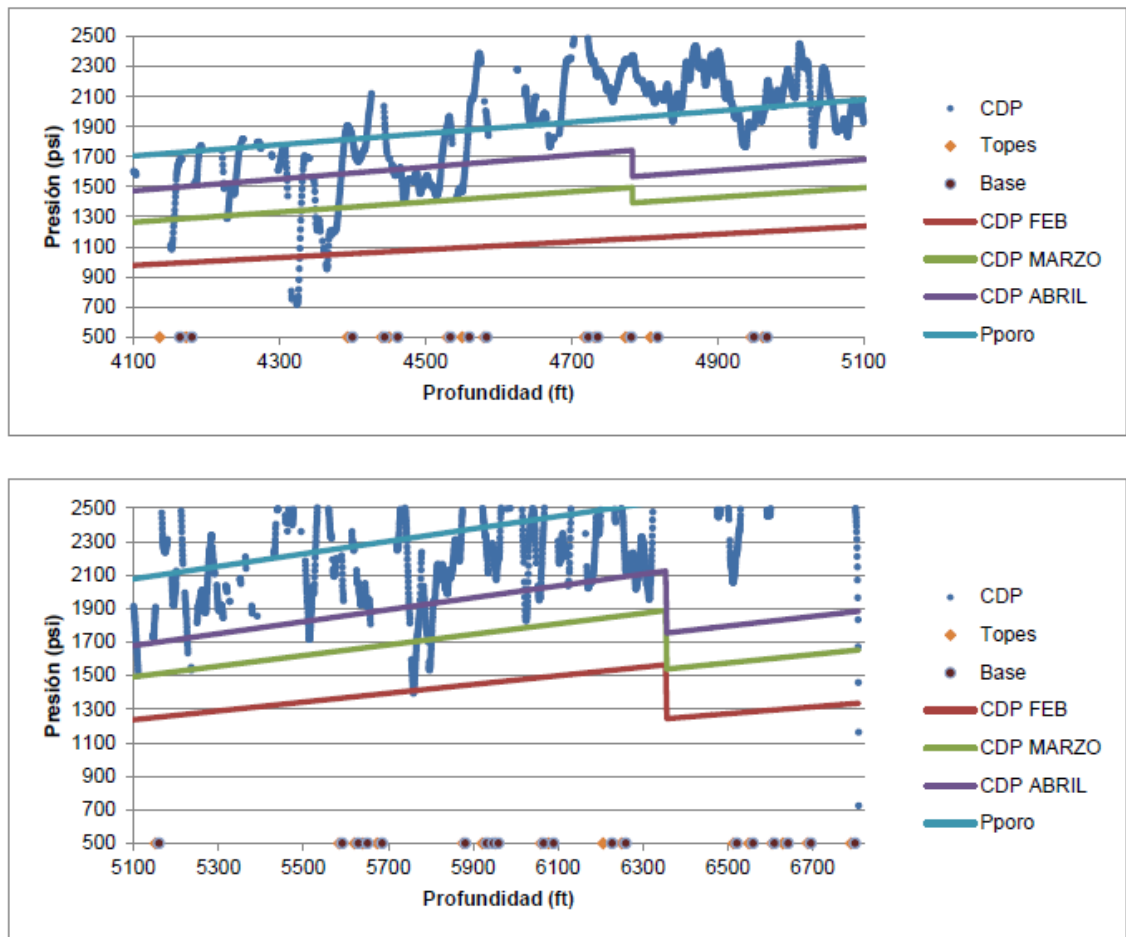
Tabla 9 Drawdown críticos calculados por los modelos.

Modelo	Drawdown crítico (psi)
CDP MVol	2000
CDP TWC	6000
CDP U	11000

Fuente: Autor.

El criterio de Lade modificado considerando la distribución de Kirsch.

Figura 63 Modelamiento predictivo de la producción de arena.



Fuente: Autor.

Los valores de CDP arrojados por el modelo muestran que los intervalos 4136-4180, 4550-4560 ft son sensibles al arenamiento, es decir a las condiciones de drawdown de operación, los pozos ya estarían produciendo arena lo cual no es válido con el estado real.

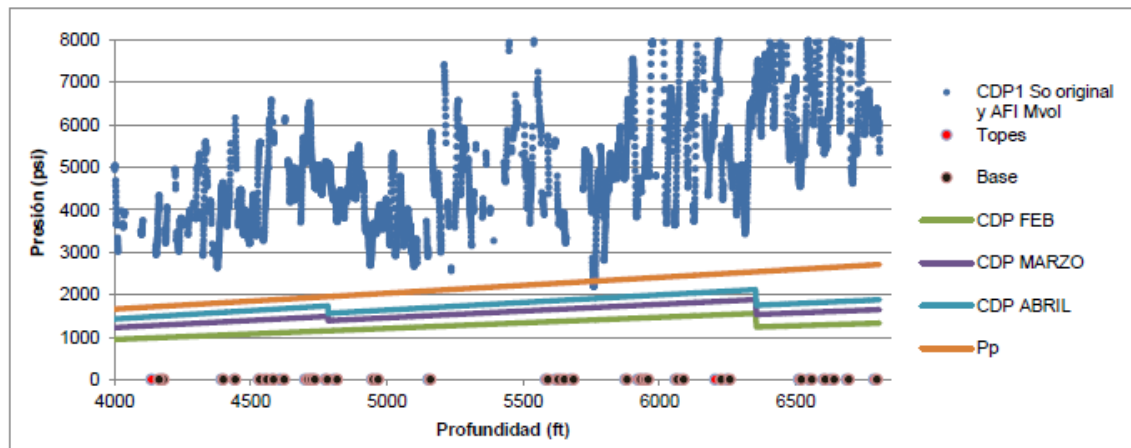
Tabla 10 Drawdown críticos para los intervalos sensibles

Intervalo (ft)	DD crítico (psi)	DD de operación (psi)
4136-4180	1085	1500
4550-4560	1500	1680

Fuente: Autor.

Omar Almisned

Figura 64 Modelamiento predictivo de la producción de arena.



Fuente: Autor

Las predicciones con el modelo de Almisned arrojaron buenos resultados, en ellos se evidencia la condición no arenera del pozo debido a que el drawdown crítico más bajo resultó ser de 3000 psi mientras que el de operación no sobrepasó los 2000 psi.

CONCLUSIONES

Debido a las diferencias encontradas en las propiedades mecánicas de las rocas (valores de UCS y Módulos volumétricos más altos), los modelos en general

predicen que efectivamente la roca tiene una mejor competencia para soportar caídas de presión mayores que las rocas de los pozos anteriormente estudiados. Independientemente del valor de resistencia usado en los modelos de Mohr Coulomb tanto para los perforados cilíndricos como esféricos los resultados arrojan que el pozo no es arenoso a las condiciones de drawdown de operación, los valores críticos estuvieron siempre por encima de ellos.

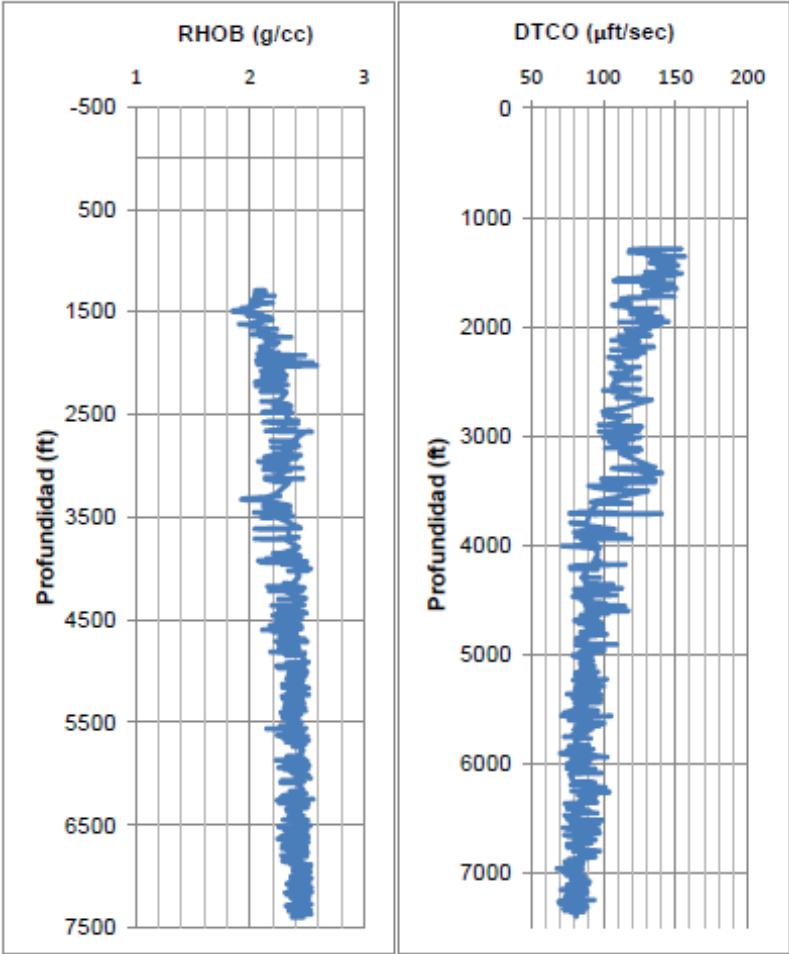
El modelo de Lade no fue coherente con la condición real del pozo, pues predijo que para los intervalos 4136-4180 y 4550-4560 ft la formación fallaría y ocurriría el desprendimiento de partículas.

6.5 CASO ESTUDIO: UIS 5

6.5.1. Generalidades

Es un pozo que no ha presentado problemas de arena, cuenta con registro densidad, sísmico, GR y la prueba MDT.

Figura 65 Registro densidad y DTCO

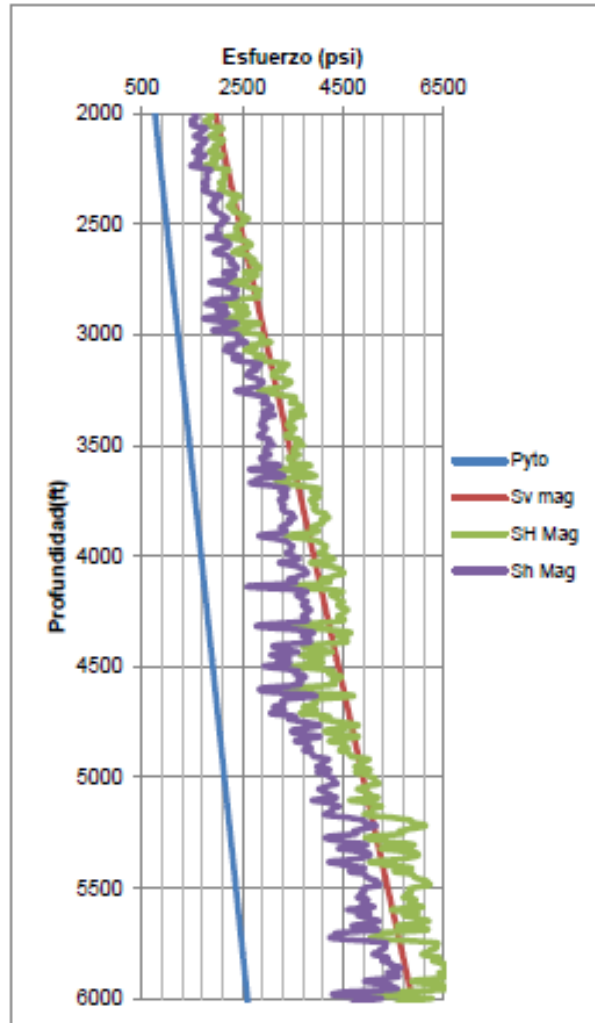


Fuente: INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETRÓLEO.

6.5.2. Propiedades in-situ

El siguiente es el régimen de esfuerzos del pozo UIS 5, es una combinación entre rumbo deslizante y normal.

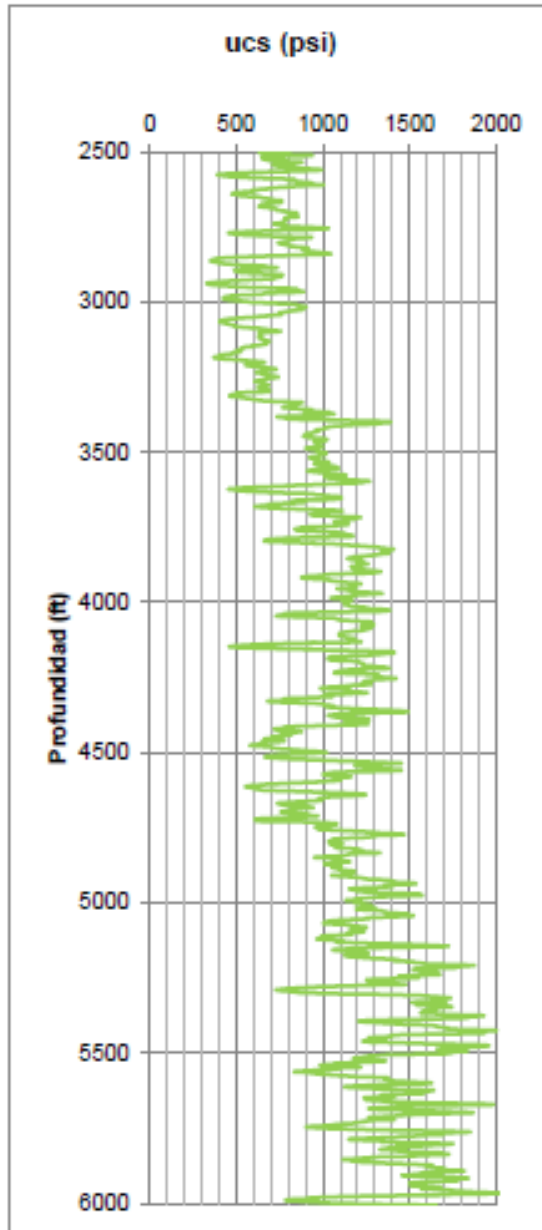
Figura 66 Régimen de esfuerzos para el pozo UIS 5.



Fuente: INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETRÓLEO.

Los valores de resistencia UCS se calcularon con la correlación encontrada experimentalmente para las rocas del campo.

Figura 67 Perfil de UCS.

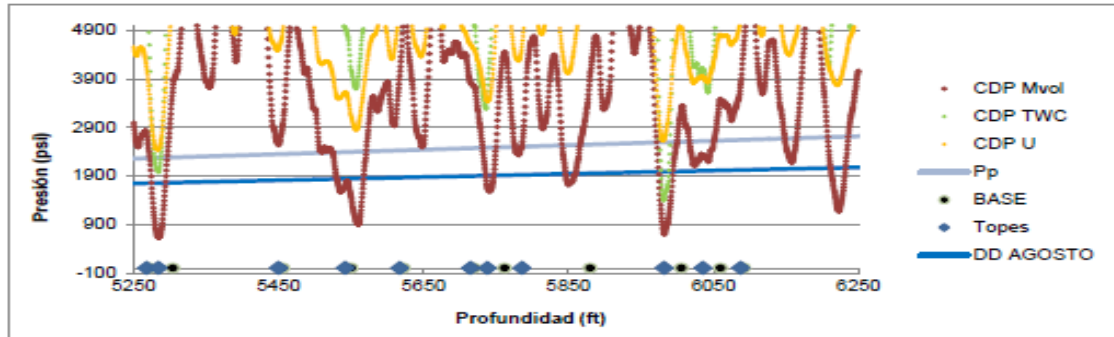


Fuente: INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETRÓLEO.

6.5.3. Resultados

Criterio de falla de Mohr-coulomb aplicado a una geometría cilíndrica de las perforaciones.

Figura 68 Modelamiento predictivo de la producción de arena.



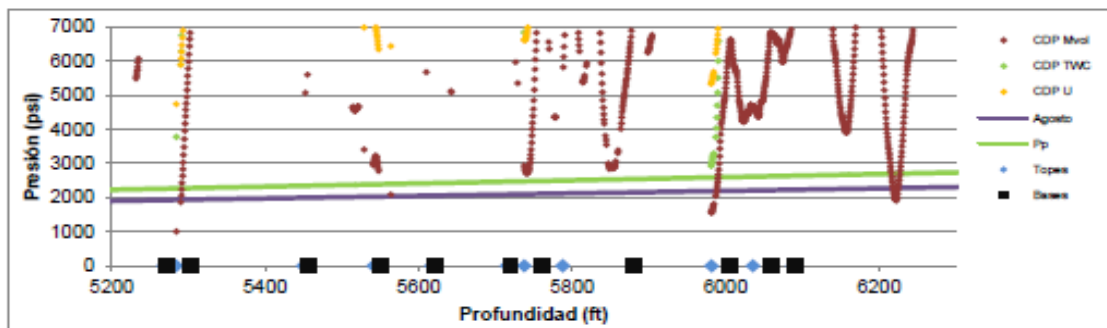
Fuente: Autor

La curva del modelo CDP Mvol predice arena para los intervalos 5284-5304 ft y 5738-5762 ft, con un drawdown crítico de 720 psi, lo cual resulta equívoco debido a que el pozo no es productor de arena.

Por su parte el modelo CDP TWC y CDP U arrojan valores de caídas de presión superiores a las evidenciadas en campo (>1900 psi) indicando que el pozo efectivamente no es productor de arena.

6.5.4. Criterio de falla de Mohr-coulomb aplicado a una geometría semi-esférica de las perforaciones.

Figura 69 Modelamiento predictivo de la producción de arena.

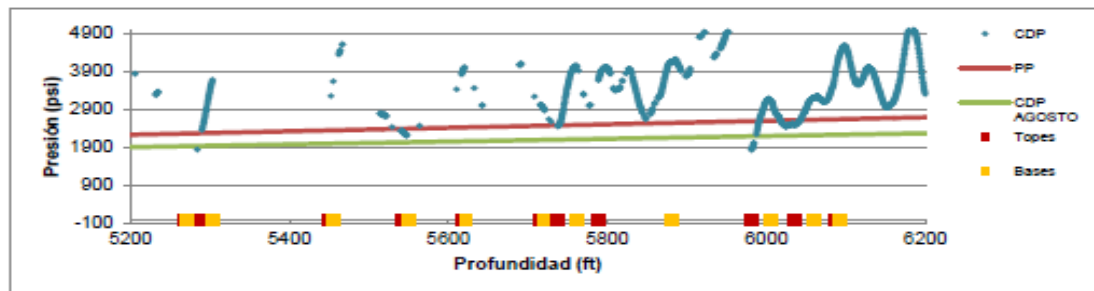


Fuente: Autor.

Independientemente del tipo de resistencia usado en el modelo, los valores de drawdown críticos según lo evidenciado en la figura 69 son superiores a los de campo para todos los intervalos.

El criterio de Lade modificado considerando la distribución de Kirsch

Figura 70 Modelamiento predictivo de la producción de arena.

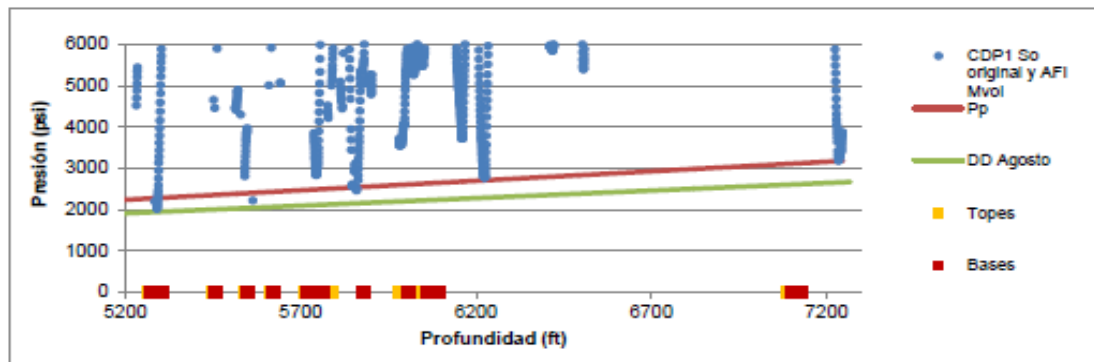


Fuente: Autor

Las predicciones con este modelo arrojan resultados coherentes debido a que no predicen el riesgo a la producción de arena. Los drawdown críticos se mantuvieron por encima del evidenciado en campo

Omar Almisned

Figura 71 Modelamiento predictivo de la producción de arena.



Fuente: Autor

Los valores reflejan una condición estable, los drawdown críticos se mantuvieron por encima de 2000 psi y superiores a los de operación.

CONCLUSIONES

El modelo que predijo riesgo de arenamiento para dos de los intervalos (5284-5304 ft y 5738-5762 ft) fue el de perforaciones cilíndricas con CDP Mvol, este modelo no reproduce el comportamiento real del pozo.

En general el resto de los modelos se ajustan a la condición no arenosa del pozo UIS 5.

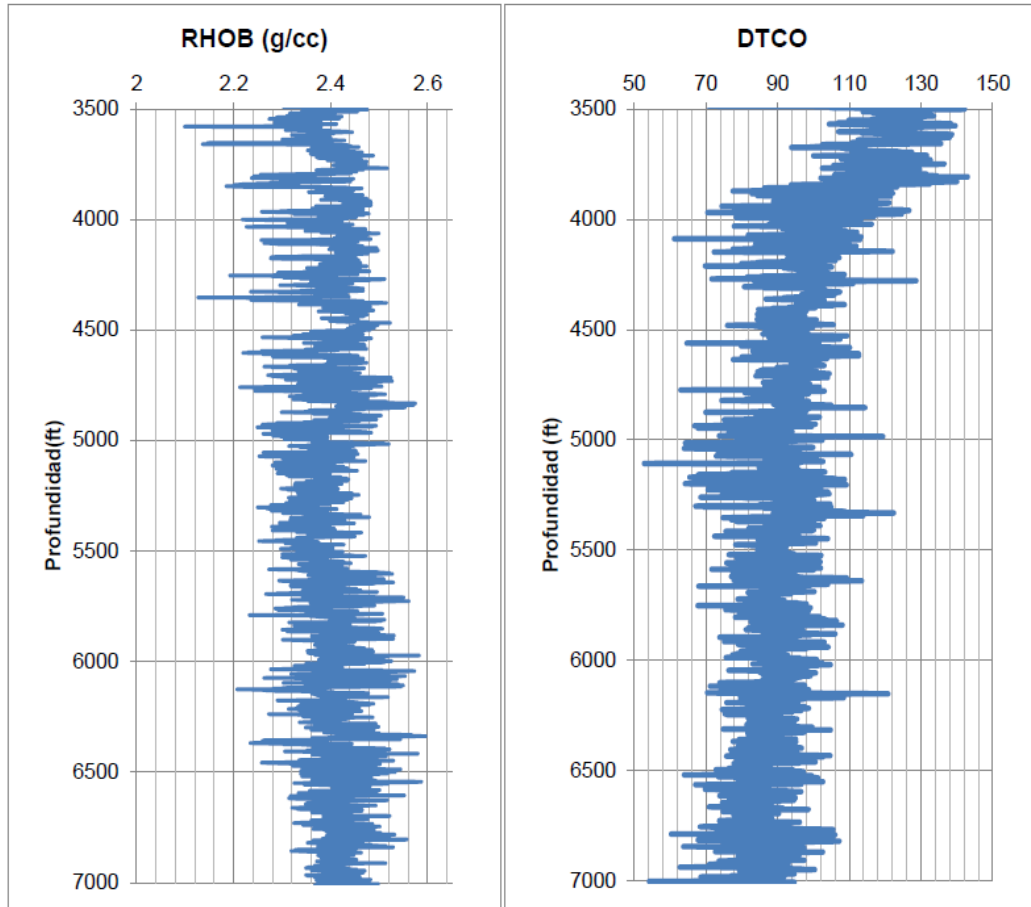
6.6 CASO ESTUDIO: UIS 6

El pozo fue cañoneado de 4172 a 7058 ft en 34 intervalos, no ha presentado problemas por arena según lo registrado en campo en los meses de febrero a abril de 2010. Para cada uno de estos meses se tomó la mayor caída de presión con el fin de llevar a cabo la validación de los modelos.

6.6.1. Registros

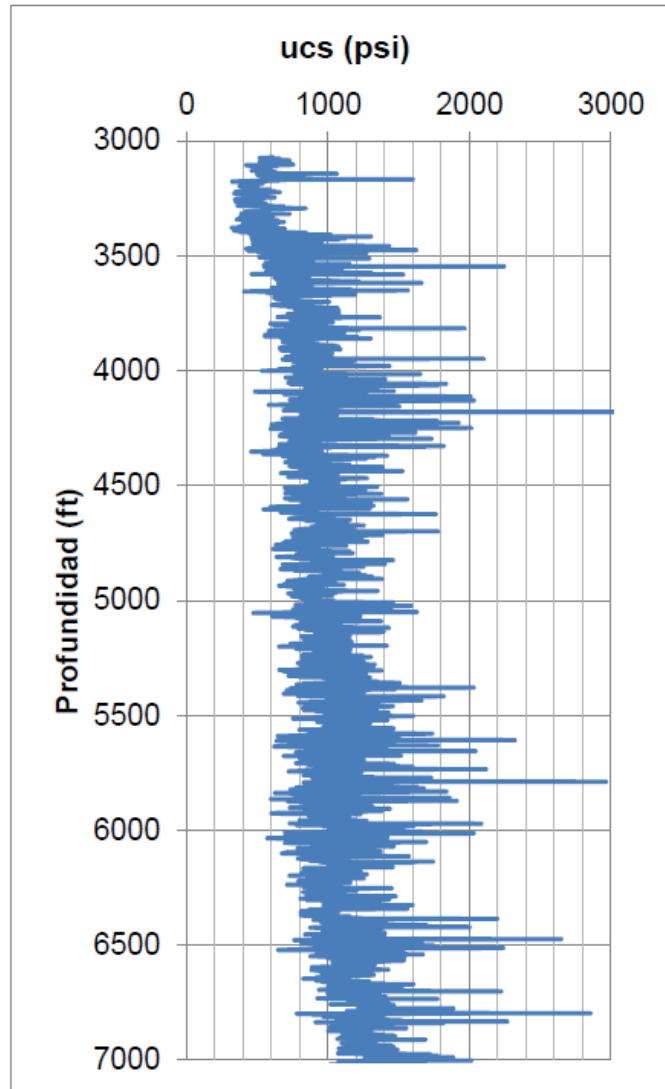
Cuenta con los registros densidad, sónico, GR. Los valores de UCS se obtuvieron con la correlación experimental elaborada para el campo.

Figura 72 Registros del pozo UIS 6



Fuente: INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETRÓLEO.

Figura 73 Valores de UCS del pozo UIS 6.

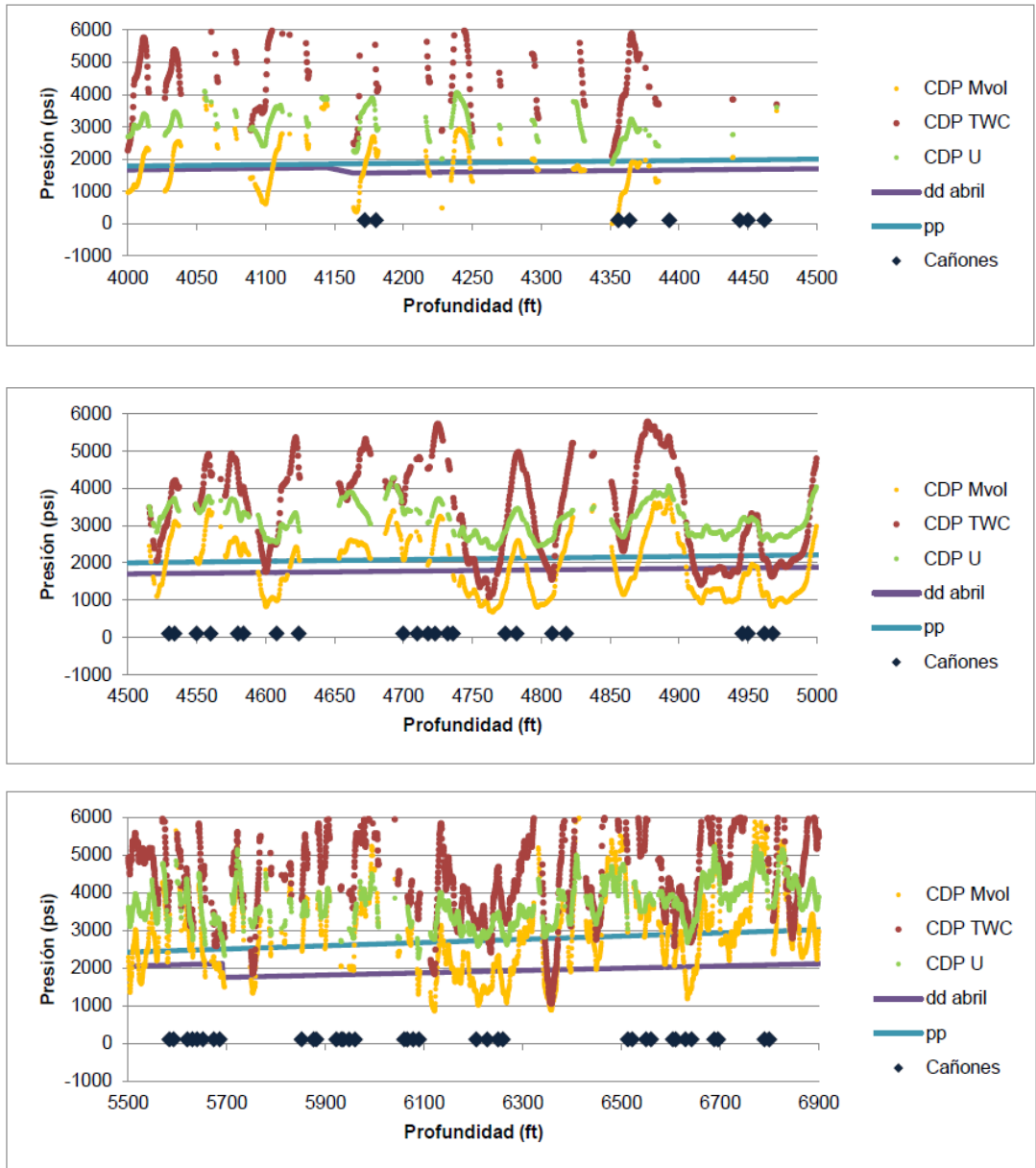


Fuente: INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETRÓLEO.

Criterio de falla de Mohr-coulomb aplicado a una geometría cilíndrica de las perforaciones.

6.6.2. Resultados

Figura 74 Modelamiento predictivo de la producción de arena



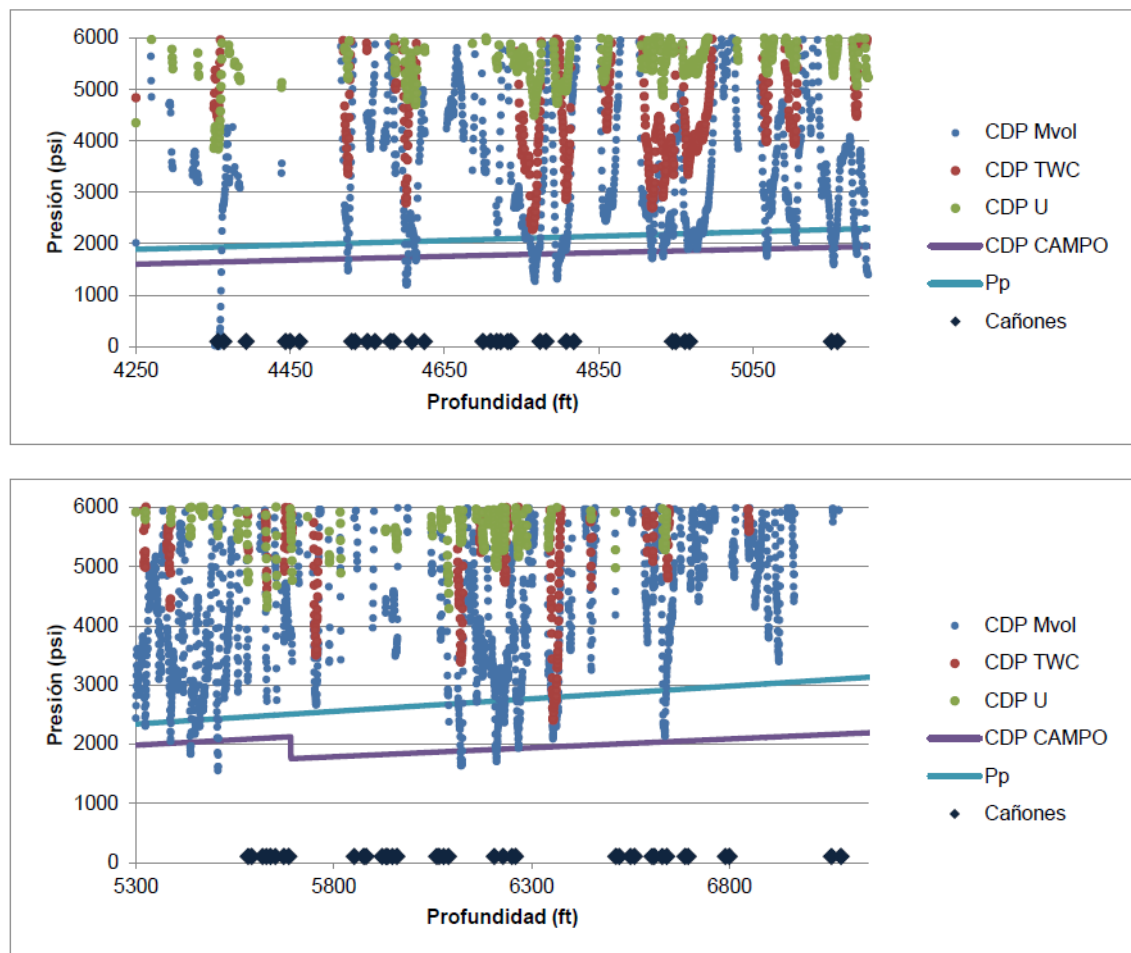
Fuente: Autor

El modelo CDP Mvol predice la producción de arena para múltiples intervalos, lo cual no es coherente con la condición real del pozo. Por su parte los modelos CDP

TWC y CDP U arrojan drawdown críticos más altos que los registrados en campo, indicando que efectivamente el pozo no es productor de arena.

6.6.3. Criterio de falla de Mohr-coulomb aplicado a una geometría semi-esférica de las perforaciones.

Figura 75 Modelamiento predictivo de la producción de arena.

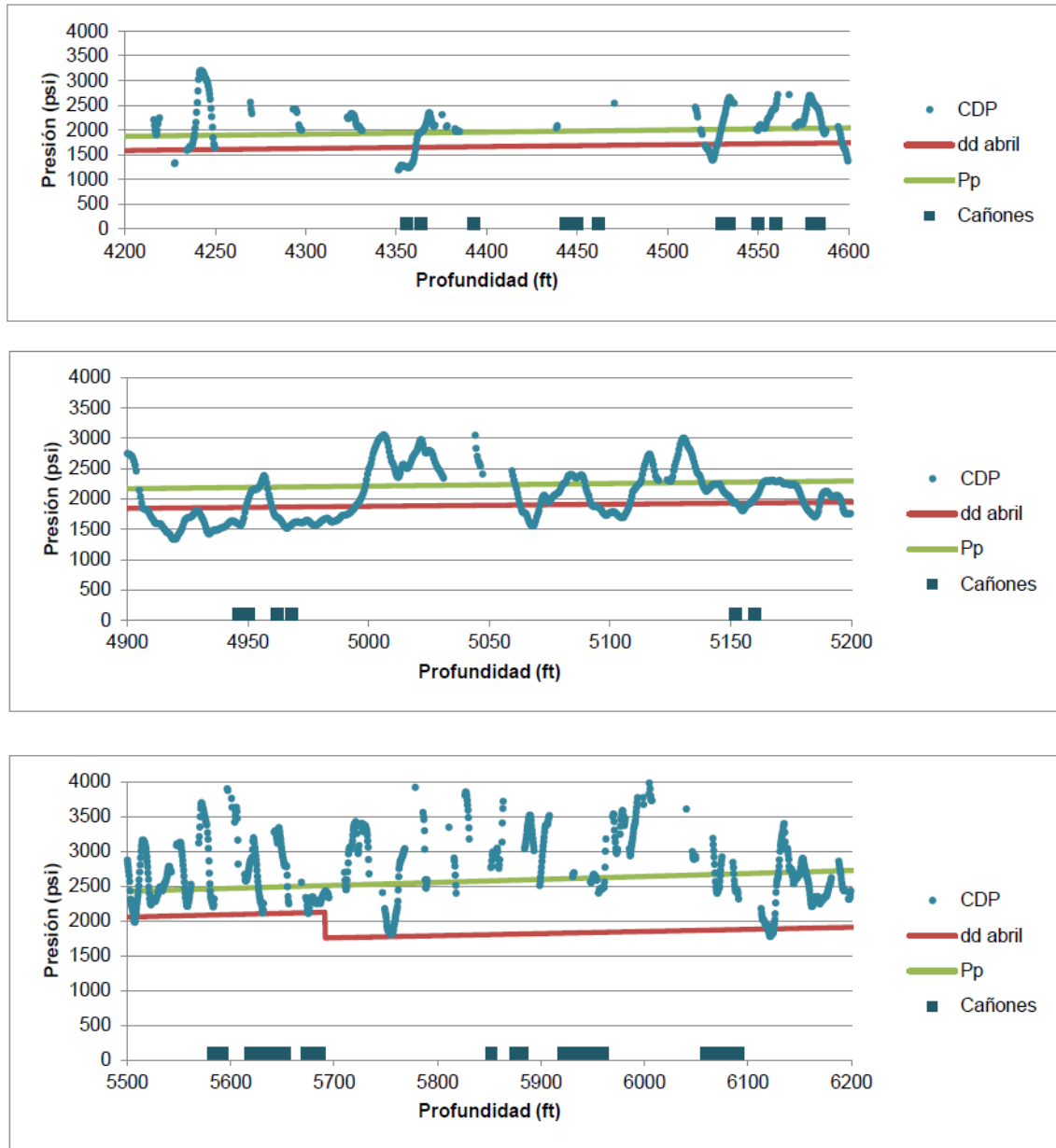


Fuente: Autor

El modelo CDP Mvol indica riesgo de arenamiento para los intervalos 4356-4364, 5152-5160 ft con un drawdown crítico de 1200 psi. modelos CDP TWC y CDP U no predicen la condición de arena.

Criterio de Lade modificado considerando la distribución de Kirsch.

Figura 76 Modelamiento predictivo de la producción de arena.

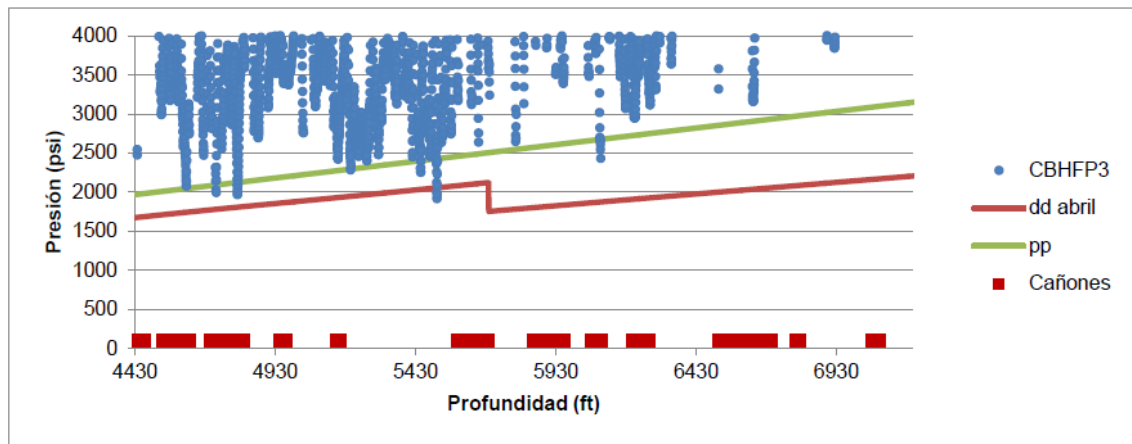


Fuente: Autor

Los resultados indican que existe riesgo de producción de arena para los intervalos 4356-4364ft, 4946-4950 ft, 4962-4968 ft, 5152-5160ft con un CDP=1280 psi, contradiciéndose con lo evidenciado en campo.

Omar Almisned.

Figura 77 Modelamiento predictivo de la producción de arena



Fuente: Autor

Los valores de drawdown críticos fueron siempre superiores a los registrados en campo, indicando que el pozo no presenta riesgo de producción de arena.

CONCLUSIONES

Los modelos que consideran el CDP Mvol al igual que el de Lade predicen el riesgo de producción de arena para este pozo que según lo evidenciado en campo no es arenoso.

Sin embargo, existe la posibilidad que los pozos que no presentan eventos por arena puedan estar produciéndola y no se evidencia ya sea porque la tasa de producción es baja para ser capaz de llevarla al pozo o porque el caudal de fluido

no es lo suficientemente alto para transportar las partículas a superficie y se estén depositando en el fondo.

Los modelos que consideran CDP TWC y CDP U tanto para perforaciones cilíndricas como semiesféricas reproducen el comportamiento real del pozo.

6.7. RESUMEN DE LOS RESULTADOS

La siguiente tabla muestra los resultados obtenidos de las simulaciones para los seis pozos considerando los diferentes modelos.

Las casillas en gris, representan aquellos modelos que reprodujeron el comportamiento real del pozo.

Las casillas en azul celeste representan aquellos modelos que no fueron coherentes con la condición del pozo.

Para cada modelo que predijo el riesgo de la producción de arena se incluyó su correspondiente valor de drawdown crítico.

Tabla 11 Resumen de los resultados obtenidos de las simulaciones con los pozos de estudio.

MODELO	RESISTENCIA	UIS 1	UIS 2	UIS 3	UIS 4	UIS 5	UIS 6
		CDP(psi)	CDP(psi)	CDP psi			
Criterio de falla de Mohr-coulomb aplicado a una geometría cilíndrica de las perforaciones.	CDP Mvol	150	55	>0			
	CDP TWC	750	425	400			
	CDP U		294				
Criterio de falla de Mohr-coulomb aplicado a una geometría semi-esférica de las perforaciones.	CDP Mvol	700	200	200			
	CDP TWC	1190	120				
	CDP U		508				
El criterio de Lade modificado considerando la distribución de Kirsch.	So y AFI	800	100	645			
Omar Almisned.	So y AFI						

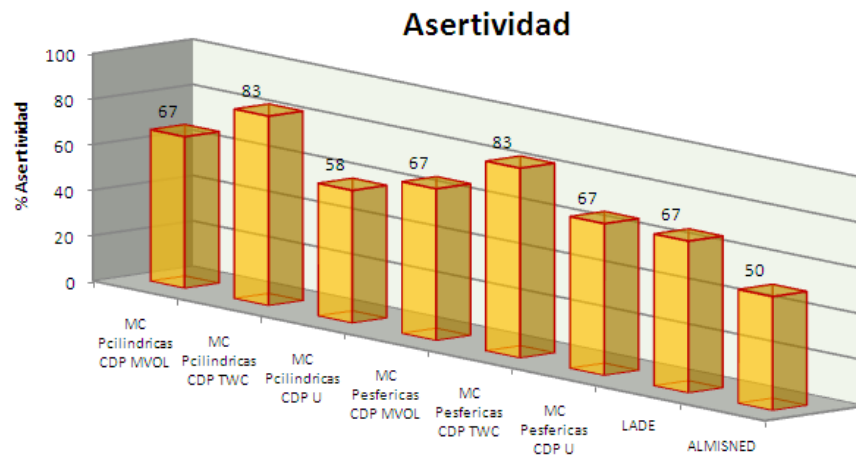
Fuente: autor.

Con la información contenida en la tabla anterior se puede determinar finalmente cual es el modelo más aproximado para predecir el inicio de la producción de arena. Es importante aclarar que el modelo seleccionado debe reproducir tanto el comportamiento arenoso del pozo como la condición donde no ocurre.

Debido a la limitada cantidad de pozos tomados en el estudio no fue posible realizar un análisis estadístico robusto, sin embargo se determinó el grado de asertividad de cada modelo dividiendo la cantidad de pozos donde fue asertado entre el total de pozos analizados.

La siguiente gráfica resume la asertividad de los modelos aplicados en los seis pozos

Figura 78 Porcentaje de asertividad de los modelos.



Fuente: Autor.

Analizando la figura 76 se puede observar que los modelos que presentan un mejor comportamiento tienen un 83% de asertividad y corresponden al modelo de Mohr Coulomb perforaciones cilíndricas considerando CDP TWC y el modelo de Mohr Coulomb perforaciones semiesféricas considerando CDP TWC.

Ahora bien, el modelo que considera las perforaciones semiesféricas según la teoría del arqueamiento de cañones³³ es válido en los pozos donde se cañonea con cargas “Big hole” las cuales tienen la característica de ser grandes en diámetro ($EH > 0,6$ in) pero cortas en penetración³⁴. En el caso de los cañones con grandes penetraciones y diámetros pequeños, la geometría del arco difícilmente se puede evidenciar de modo que la morfología es más de tipo cilíndrico.

³³ RASMUS RISNES; Rolf K. Bratli and Per Horsrud; —Sand Arching – A Case Study|| Paper SPE 12948, 1984.

³⁴ www.slb.com/perforating, Bigshots 21 Big Casing entrance hole perforating guns.

Los pozos que fueron analizados cuentan con cañones promedio de $EH = 0,34$ in, lo cual indica que es muy probable que la geometría de arco no se forme. Por tal motivo, considerando que tienen el mismo grado de asertividad se selecciona como el modelo más aproximado el de Mohr coulomb perforaciones cilíndricas CDP TWC.

7. CÁLCULO DE LA TASA CRÍTICA A PARTIR DE LA PWF CRÍTICA

Los estudios predictivos son una herramienta valiosa a la hora de tomar decisiones respecto a la forma de completar un pozo, permite evaluar la alternativa de implementar un sistema de exclusión que implicaría costos operacionales y una reducción en la productividad debido al skin asociado a la tecnología o si por el contrario se puede convivir con el fenómeno tolerando cierta cantidad de arena que produciría costos debido a los trabajos de limpiezas, cambios de bomba y producción diferida.

Con las pwf críticas encontradas por los modelos predictivos, se puede determinar el caudal crítico (caudal sobre el cual se espera que ocurra la producción de arena), tal valor es importante para llevar a cabo el análisis económico que permita pronosticar el desempeño ideal del pozo, pues es finalmente lo que define si la alternativa de control en la tasa de flujo es rentable o si por el contrario resulta contraproducentes para el proyecto y en cambio se debería implementar un sistema de exclusión.

El análisis económico de las diferentes alternativas de exclusión y gerenciamiento de arenas se encuentra fuera del alcance de este proyecto, sin embargo en los próximos párrafos se muestra la forma como se logra hallar el caudal crítico a partir de la pwf crítica así como también las tasas máximas permisibles en los pozos productores de arena incluidos dentro de la investigación.

7.1. DETERMINACIÓN DEL IPR

El modelamiento de la producción se puede construir a partir de diferentes softwares, a modo de ejemplo se muestra el procedimiento para la determinación de las curvas IPR a partir del software Wellflo, los siguientes son los pasos a seguir³⁵:

- Dentro del módulo Fluid Parameters se debe ingresar los valores correspondientes al BSW, GOR y API.

El BSW al igual que el GOR se obtienen como un promedio por año y se determinan a partir de la historia de producción del pozo. Por su parte el API es una medición directa dentro de los análisis PVT realizados en laboratorio.

- Se procede a modelar el comportamiento de producción teniendo en cuenta las diferentes unidades hidráulicas productoras. Lo recomendable es trabajar con máximo tres unidades.

Una vez se abra el módulo Test Data Points se ingresan por capa: la presión del yacimiento, la profundidad media de las perforaciones, un valor de pwf medido y su respectivo caudal.

³⁵ Diana Martin, Implementación de una metodología para la evaluación técnico - económica de alternativas de exclusión y/o gerenciamiento de arena. Aplicación campo colombiano. Bucaramanga, 2011. P 106. Tesis de grado.

Figura 79 Datos de entrada para la construcción de la curva IPR.

Fuente: Software Wellflo System – Modelamiento de Producción. Instituto Colombiano del Petróleo ICP. Piedecuesta, 2010.

La presión del yacimiento se puede obtener de una prueba de presión como el MDT, PDD o PBU.

La profundidad media de perforaciones (pmp) se calcula conociendo la profundidad del tope y la base del intervalo a modelar, tal valor corresponde al promedio aritmético entre ellos.

$$pmp = \frac{Prof_{base} - Prof_{tope}}{2}$$

La presión de fondo para el Test Point se obtiene a partir de un promedio aritmético de las pwf durante el año de análisis a partir de los niveles de fluidos referenciados a punto medio de perforaciones y se calcula de la siguiente manera:

$$N_{fluido} = Prof_{bomba} - L_{libre\ de\ gas}$$

Donde

N_{fluido} , Nivel de fluido (ft).

$Prof_{bomba}$, Profundidad de la bomba (ft).

$L_{libre\ de\ gas}$, Líquido libre de gas (ft).

Los datos de líquido libre de gas son extraídos de los registros sonolog generados por el programa TWM.

Una vez se conoce el nivel de fluido que se encuentra en el pozo, se procede a aproximar la presión generada por la columna hidrostática como la presión de fondo fluente a partir de la siguiente ecuación:

$$P_{wf} = 0.052 * \rho * [(pmp - Prof_{bomba}) + L_{libre\ de\ gas}] + CHP$$

Donde

$$\rho = \rho_o * \left(1 - \frac{BSW}{100}\right) + \left(\rho_{agua} * \frac{BSW}{100}\right)$$

P_{wf} , Presión de fondo fluente (ft).

ρ , Densidad de la mezcla (lb/gal).

CHP, presión del casing (psi).

ρ_o , densidad del aceite (lb/gal).

ρ_{agua} , densidad del agua (lb/gal).

El caudal promedio por año se calcula de la siguiente manera:

$$Q_{anual} = \sum_{i=1}^n Q_{fi}$$

$$D_{activos} = Dia_{calendario} - Dia_{no\ productivo}$$

$$Q_{prom} = \frac{Q_{anual}}{D_{activos}}$$

Donde

Q_{annual} , Caudal de fluidos en el año (BFD).

n , días totales considerados para el análisis (día).

$D_{activos}$, días que duró activo el pozo (día).

$Dia_{calendario}$, días totales para la finalización del año calendario (día).

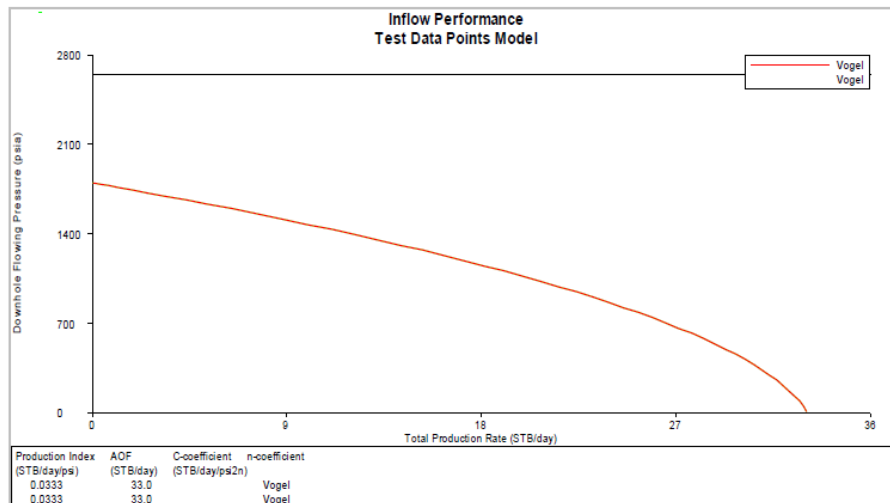
$Dia_{no\ productivo}$, días de no producción (día).

Q_{prom} , caudal promedio anual (día).

Con los anteriores datos el software calcula el índice de productividad y el AOF.

- El paso a seguir es la construcción de la curva IPR que puede ser obtenida mediante la Ecuación de Vogel para el caso de presiones de yacimiento menores a la presión de burbuja de lo contrario se utiliza la ecuación de línea recta.

Figura 80 Ejemplo de la curva IPR para un pozo.



Fuente: Software Wellflo System – Modelamiento de Producción. Instituto Colombiano del Petróleo ICP. Piedecuesta, 2010.

- Posteriormente se determina el valor de skin a partir del módulo Layer Parameters. Las variables de entrada son la permeabilidad efectiva y el

espesor neto. El usuario debe comparar el AOF obtenido de la condición de cero skin con el encontrado en la curva IPR, si no son iguales se introduce otro valor de skin hasta el punto donde ocurra la convergencia.

Figura 81 Datos de entrada para el cálculo del skin.

Fuente: Software Wellflo System – Modelamiento de Producción. Instituto Colombiano del Petróleo ICP. Piedecuesta, 2010

7.2. DETERMINACIÓN DEL CAUDAL CRÍTICO

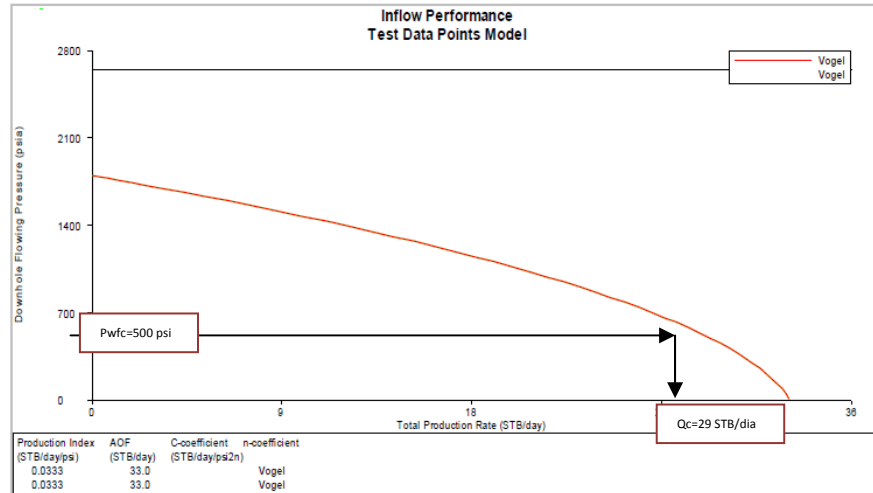
Una vez se cuente con la curva IPR para el pozo y la presión de fondo fluente crítica (P_{wfc} = Presión de poro – drawdown crítico) se puede leer fácilmente el valor del caudal. La siguiente figura se muestra a modo de ejemplo:

$P_p = 1800$ psi

$CDP = 1300$ psi

$$P_{wfc} = 1800 - 1300 = 500 \text{ psi}$$

Figura 82. Ejemplo del cálculo del caudal crítico a partir de la curva IPR y la P_{wfc} para un pozo.



Fuente: Software Wellflo System – Modelamiento de producción. Instituto Colombiano del Petróleo ICP. Piedecuesta, 2010.

El anterior procedimiento se llevó a cabo para determinar los caudales críticos de los pozos UIS 1, UIS 2, UIS 3 los cuales fueron productores de arena. La siguiente tabla resume los resultados obtenidos tomando como drawdown crítico los valores obtenidos del modelo Mohr coulomb perforaciones cilíndricas (CDP TWC):

Tabla 12 P_{wf} críticas para los pozos productores de arena con su respectivo caudal crítico.

Pozo	Drawdown crítico (psi)	Presión de Poro prom (psi)	P_{wf} crítica (psi)	Caudal (STBD)
UIS 1	750	2220	1470	75
UIS 2	425	1520	1095	35
UIS 3	400	1470	1070	33

Fuente: INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETRÓLEO.

Con los caudales críticos se puede evaluar cual de las diferentes alternativas dentro del gerenciamiento de arenas resulta la más adecuada, éstas pueden ser:

- La implementación de un sistema de exclusión (uso de mallas, liner ranurados, empaquetamiento con grava, Fracpack, consolidación química, entre otros)
- La convivencia con el fenómeno (tolerar ciertas cantidades de arena con los costos asociados a sus problemas operacionales a expensas de una alta tasa de producción).
- El control de la tasa de flujo (sacrificar producción con tasas iguales o inferiores a las críticas con el objetivo de disminuir los eventos por arenamiento).

Para poder seleccionar la mejor estrategia en cada pozo se debe llevar a cabo un análisis costo beneficio de las diferentes alternativas de control al igual que el panorama de riesgo asociado. Tal estudio como se dijo anteriormente se encuentra fuera del alcance de este proyecto, pero se dejará como recomendación para futuros trabajos.

8. CONCLUSIONES

- Existen diversos modelos predictivos de la producción de arena en la literatura, sin embargo muchos de ellos dejan de ser prácticos ya sea por el requerimiento de datos de difícil acceso como ejemplo los relacionados a la mojabilidad, flujos fraccionales, interacciones roca fluido o por las mediciones de laboratorio que en la mayoría de los casos es costosa y requiere de muestras representativas. Tales modelos dejan de ser útiles cuando se necesitan estimaciones rápidas del potencial de arenamiento para determinado pozo.
- Del análisis de sensibilidad se determinaron las siguientes tendencias

Al incrementar el valor de la variable . . .	Tendencia del drawdown crítico
Presión de poro	Aumenta
Esfuerzo principal mayor	Disminuye
Esfuerzo de confinamiento	Aumenta
Poisson	Disminuye
Modulo volumétrico	Aumenta
Cohesión	Aumenta
AFI	Aumenta

Entre mayor sea el drawdown crítico, la roca puede soportar mayores caídas de presión lo que mejoraría las tasas de producción de fluidos libre de arena.

- Las variables que afectan en mayor proporción los modelos son las relacionadas a la resistencia (ya sea Mvol, UCS, So) y el valor del esfuerzo

efectivo principal, que en el caso de un pozo vertical con régimen de esfuerzo normal corresponde al Sv.

Lo anterior lleva a tener precaución a la hora de tomar los valores del registro densidad, debido a que si no se filtran los datos al comparar con el registro caliper, se puede incurrir en grandes errores.

- El modelo desarrollado por Omar Almisned no arrojó buenos resultados en la predicción del arenamiento para los pozos que presentaron el fenómeno, en todos sus casos los drawdown críticos fueron superiores a los monitoreados en campo.
- El grado de asertividad del modelo de Lade y CDP Mvol Perforaciones semiesféricas fue del 67%, no reprodujeron efectivamente el comportamiento de los pozos libres de arena.
- El modelo CDP U arrojó valores de drawdowns críticos mayores a los de operación para los pozos areneros. Lo anterior indica que no reproduce el comportamiento real para este tipo de pozos.
- La mayor asertividad encontrada en los modelos fue del 83% y corresponde a los modelos: Mohr coulomb perforaciones semiesféricas CDP TWC y Mohr coulomb perforaciones cilíndricas CDP TWC. Sin embargo se seleccionó como el mejor aquel que considera las perforaciones cilíndricas debido a que en los pozos analizados el tamaño de cañón no es lo suficientemente grande en diámetro y pequeño en penetración para generar una estructura de arco.
- A partir del valor de la P_{wf} crítica, es posible determinar el caudal máximo de producción para evitar el fallamiento del material y el consecuente arenamiento.

El conocimiento de tal tasa permitirá llevar a cabo un análisis económico de la mejor estrategia para controlar o eliminar el problema de producción de arena.

9. RECOMENDACIONES

- Se recomienda llevar a cabo el estudio predictivo en mayor número de pozos con el fin de refinar la asertividad de los modelos y proponer modificaciones en ellos dependiendo de los resultados obtenidos.
- Se recomienda analizar el efecto del corte de agua en la resistencia mecánica de las rocas para incluirlo como un parámetro dentro de los estudios predictivos.
- Se recomienda desarrollar un modelo predictivo volumétrico de arena con el fin de determinar el grado de severidad del fenómeno.
- Incluir el efecto de la densidad de cañones dentro del estudio de estabilidad debido a los efectos de la interferencia de esfuerzos cuando se encuentran cercanos.
- Se recomienda efectuar el análisis económico de las diferentes estrategias de exclusión y gerenciamiento de arenas con el fin de determinar cuál de ellas resulta la alternativa más viable para solucionar el problema.

BIBLIOGRAFÍA

1. ALMISNED OMAR, "A Model for Predicting Sand Production From Well Logging Data", The University of Oklahoma, 1995.
2. ANTHEUNIS, D. et al.: "Perforation Collapse: Failure of Perforated Friable Sandstones," paper SPE 5750, 1976.
3. A. KHAKSAR et al: "Rock Strength from Core and Logs: Where We Stand and Ways to Go" Paper SPE: 121972. 2009.
4. BEHRMANN, y A. H. Noordermeer. "Perforating Requirements for Sand Prevention". SPE 58788, 2000.
5. BIANCO, L.C.B. and HALLECK, P.M: "Mechanisms of Arch Instability and Sand Production in Two-Phase Saturated Poorly Consolidated Sandstones". European formation Damage Conference, SPE 68932, 2001.
6. C.A.M VEEKEN, D.R. Davies, C.J Kenter, y A.P Kooijman, Shell Research. "Sand Production Prediction Review: Developing an Integrated Approach". Paper SPE 22792, 1991.
7. CARRILLO GARCIA, David Humberto; Determinación de la Resistencia Compresiva no confinada (UCS) de la Roca a partir de parámetros de perforación, una aplicación en el Piedemonte Colombiano. Tesis de grado. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga 2006.
8. CARLSON, Jon. y GURLEY, Derrel; "Sand Control; "Why and How?" Artículo Oilfield Rivew. October 1992.

9. ECOPETROL, Archivos de pozos.
10. E. FJAER; R. M Holt; P Horsrud; A.M Raaen and R. Risnes, Petroleum Related Rock Mechanics; 2da edición, 2002.
11. GHAN HAN, Rock Stability under Different Fluid Flow Conditions, University of Waterloo, 2003.
12. ____.: "Why sand fails after water breakthrough", ARMA/ NARMS 04-505, 2004.
13. HANS VAZIRI, Yuing Xiao, Ian Palmer. "Assessment of several sand prediction models with particular reference to HPHT wells". Paper SPE 78235, 2002.
14. HERNANDEZ, Ruby; GOYENECHÉ, Marcela. 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. Tesis de grado. Universidad Industrial de Santander. 2009.
15. IAN PALMER, Hans Vaziri, Stephen Willson, Zisis Moschovidis, John Cameron, Ion Ispas. "Predicting and Managing Sand Production: A New Strategy". Paper SPE 84499, 2003
16. JIAXIANG ZHANG, Chandra S. Rai, Carl H. Sondergeld: "Mechanical Strength of Reservoir Materials: Key Information for Sand Prediction" SPE paper 49134, 1998.
17. L. Y. Chin, "Predicting Volumetric Sand Production in Weak Reservoirs". Paper SPE 78169, 2002.

18. MARK D. ZOBACK, reservoir geomechanics: earth stress and rock mechanics applied to exploration, production and wellbore stability, May 18, 2006.
19. M.R AWAL, M. Azeemuddin, M.S Khan. "A more realistic sand production prediction using pore collapse theory". Paper SPE 100352, 2001.
20. S. NEMAT-NASSER and H. Horii: "Rock Failure in compression", , Department of Civil Engineering, The Technological Institute Northeastern University, Evanston, Illinois, December 1983.
21. S.M WILLSON, Z.A Moschovidis, J.R Cameron, I.D Palmer. "New Model for Predicting the Rate of Sand Production". Paper SPE 78168, 2002.
22. S. HOANG: "The Analytical Solution for Wellbore Stability in Multilateral Junctions in Nonhydrostatic In-situ Stress Field." PoroMechanics Institute, The University of Oklahoma, SPE paper 90245. 2004.
23. RASMUS RISNES; Rolf K. Bratli and Per Horsrud; "Sand Arching – A Case Study" Paper SPE 12948, 1984.
24. R. T. EWY, "Openhole Stability and Sanding Predictions by 3D Extrapolation from Hole Collapse Tests". SPE 56592, 1999.
25. VÁSQUEZ H, Andrés R. Introducción A La Geomecánica Petrolera. Quinta Edición. Caracas Venezuela. Centro Profesional Santa Paula, 2001.
26. VEEKEN C.A.M. y C.J Davies, "Sand Prediction Review: Developing An Integrated Approach". SPE 22792, 1991.

27. VAN DEN HOEK, "A New Concept of Sand Production Prediction: Theory and Laboratory Experiments" SPE 65756, 2000.
28. _____. "Size-Dependency of Hollow Cylinder Collapse Strength," paper SPE 24800, 1992.
29. _____. "Rock Mechanics- an Introduction for the practical engineer", 1966.
30. X. Yi; P.P. Valkó; J. E. Russell. "Predicting Critical Drawdown for the Onset of Sand Production". Paper SPE 86555, 2004.