

METODOLOGÍA PARA LA SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS A PERFORAR EN CONDICIONES DE BAJO- BALANCE. APLICACIÓN AL CAMPO CASTILLA DE ECOPETROL S.A.

Viera Lozano Salazar¹, Diego Rivas Hoyos², Jaime Loza³, Diego Suárez⁴, Zuly Calderón⁵

RESUMEN

A lo largo de la historia, la industria petrolera ha permanecido en la constante búsqueda de mejoras y optimizaciones para la mitigación de problemas operacionales y tiempos no productivos durante las operaciones de perforación, que de alguna manera, se asocian a problemas de inestabilidad de pozos y geomecánica en general. La perforación bajo-balance o UnderbalanceDrilling(UBD) se ha convertido en una alternativa interesante para solucionar diferentes complicaciones que se presentan durante las operaciones convencionales, ya que utiliza fluidos de perforación de baja densidad, y a su vez, genera ingresos considerables por los incrementos en producción, a pesar de ser una técnica que implica un alto costo inicial.

Sin embargo, no todos los pozos son aptos para efectuar este tipo de operaciones, por lo cual, es necesario realizar un buen estudio de factibilidad. En el presente trabajo se describe cómo un campo, perteneciente a la cuenca de los Llanos Orientales, exhibe problemáticas que incurren en el daño a la formación y, por consiguiente a la minimización de la producción, y que deben ser controladas o aminoradas mediante la utilización de técnicas de perforación bajo-balance. Este campo es estudiado detalladamente, teniendo en cuenta la severidad de los problemas operacionales, las propiedades físicas, petrofísicas y estabilidad de pozos para evaluar la factibilidad técnica de aplicar esta tecnología en zonas estratégicas seleccionadas para controlar el problema.

Palabras claves: Perforación Bajo balance, ventana operacional de lodo, estabilidad de pozo, pérdidas de circulación, cuenca Llanos Orientales.

1 Ingeniera de Petróleos, Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia E-mail: viera.lozano@hotmail.com

2 Ingeniero de Petróleos, Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia
E-mail: diego_petroleos@hotmail.com

3 Ingeniero de Petróleos, Instituto Colombiano del Petróleo (ICP), Ecopetrol S.A., Piedecuesta, Colombia E-mail: jaime.loza@ecopetrol.com.co

4 Ingeniero de Petróleos, Instituto Colombiano del Petróleo (ICP), Ecopetrol S.A., Piedecuesta, Colombia E-mail: diego.suarez@ecopetrol.com.co

5 Ingeniera de Petróleos, Ph.D. Profesora Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia
E-mail: calderon@uis.edu.co

ABSTRACT

Throughout history, the oil industry has been constantly searching for improvements and optimizations for mitigation of operational problems and non-productive times during drilling operations, which are somehow related to wellbore instability problems and geomechanics in general. Underbalanced drilling or UBD has become the most interesting choice to solve different complications presented while conventional drilling and, at the same time, generate significant revenue for production increases, despite this technology implies high initial costs. However, not all of the wells are suitable to go through with such operations, therefore, it is necessary to bring off a good feasibility study. The present project describes how a field, belonging to the Llanos Orientales basin, shows some issues that concern to formation damage and other different problems, which leads to minimize production. These issues must be controlled or mitigated by using underbalanced drilling technics. The field is studied in detail, taking into account the severity of the operational problems, physical and petrophysical properties and wellbore stability to evaluate the technical feasibility to implement this technology in strategic zones previously selected to control the problem.

Keywords: Underbalanced drilling, mud weight window, wellbore stability, lost circulation, Llanos Orientales basin.

MARCO TEÓRICO

PERFORACIÓN CONVENCIONAL VS. BAJO-BALANCE

En operaciones de perforación convencional el fluido de perforación cumple varios objetivos, entre ellos, estabilizar el pozo, lubricar y refrigerar la broca, y uno de los más importantes controlar los fluidos de formación. La composición y propiedades del fluido de perforación se seleccionan para asegurar que la presión del fluido en el pozo exceda la presión de poro de la formación perforada en aquellas profundidades donde la formación esté abierta al pozo, es decir, las formaciones productoras. En esta condición *overbalance*, la presión del lodo previene el influjo de fluidos de formación hacia el hueco durante la perforación, pero, existe un flujo de fluidos desde el pozo hacia la roca que lo rodea, como se aprecia en la figura 1. Algunos aditivos se añaden al lodo para restringir este flujo, y así permitir la formación de una torta de poco espesor de baja permeabilidad en la pared del pozo y en los poros y fracturas adyacentes al pozo.

Por otro lado, en operaciones de perforación bajo-balance, la presión ejercida por la columna hidrostática del fluido de perforación es mantenida intencionalmente por debajo de la presión de poro de la formación en la sección del pozo a hueco abierto, y por ende, no se genera daño. Como resultado, los fluidos de formación fluyen hacia el pozo cuando se penetran formaciones permeables durante la perforación bajo-balance permitiendo no sólo la producción de fluidos durante la operación sino el incremento de la misma con respecto a las operaciones convencionales^[1].

Sin embargo, no todos los pozos son candidatos para la perforación Under Balance Drilling (UBD). Esta tecnología demanda una serie de requerimientos que involucran las condiciones físicas del pozo y a su vez la tendencia del mismo a presentar inconvenientes durante la perforación tradicional. Se caracterizan por ser buenos candidatos los pozos con yacimientos depletados (bajas presiones), las áreas con predisposición a las pegas diferenciales, pérdidas de circulación, daños a la formación, los intervalos de alta dureza (bajas ROP), áreas con disponibilidad limitada de agua, formaciones naturalmente fracturadas, formaciones con alta permeabilidad y formaciones altamente variables (zonas heterogéneas).

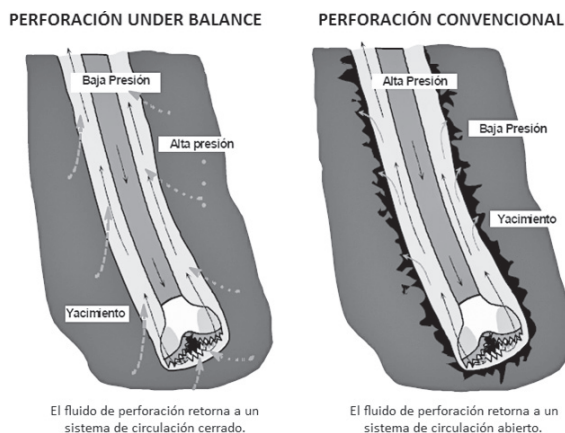


Figura 1. ‘Diferencias entre Perforación Convencional y Bajo-balance’

Fuente: “Viabilidad Técnica y Económica de la Perforación Underbalance Aplicada al Campo Escuela Colorado”^[4]

METODOLOGÍA

Para utilizar la técnica UBD como solución a una problemática especificada, es necesario evaluar todas

las complicaciones que se presentaron en el campo por el uso de técnicas de perforación convencionales y estimar no sólo el principal problema operacional sino la zona mayormente afectada. Con el fin de obtener una mejor visualización de las áreas afectadas en el campo, se realizan mapas de distribución de pozos en donde se puede observar la magnitud del problema en pozos individuales.

Una vez identificado el principal problema operacional, se realiza la caracterización de la zona a tratar, con el objetivo de evaluar el escenario en el cual se ejecutará la operación. Esta caracterización favorece la toma de decisiones en cuanto a la factibilidad del proyecto y las condiciones de operación del mismo si éste es viable. De la misma manera que se realizan los mapas de distribución de problemas operacionales, se generan mapas de distribución de diferentes parámetros correspondientes a propiedades del campo para, posteriormente efectuar una comparación entre estos, de manera que se pueda establecer si la zona afectada se encuentra en condiciones óptimas para la aplicación de la técnica.

Luego de haber realizado el análisis pertinente de la zona afectada, se procede a evaluar la estabilidad de los pozos que fueron perforados con técnicas convencionales en la misma área. Para esto, se analizarán las ventanas operacionales de fluido, las cuales suministran información sobre la presión de poro, la presión de colapso, la presión de fractura y el peso de lodo utilizado durante la perforación convencional. Esta información es obtenida a partir de los modelos geomecánicos, que cuentan con la data requerida para generar una ventana de fluido. Esta data comprende la profundidad del pozo (MD [ft], TVD [ft]), la presión de poro de la formación, esfuerzos (Vertical o de sobrecarga y esfuerzos horizontales máximo y mínimo) y finalmente, las propiedades mecánicas de la roca (Relación de Poisson [ν], Módulo de Young [E], Resistencia de la roca [Strength], Ángulo de Fricción Interna [AFI] y Cohesión [So]).

MARCO DE ESTUDIO

El campo Castilla hace parte de la subcuenca Apiay-Ariari que se encuentra localizada en la parte más sur de la Cuenca de los Llanos Orientales. La figura 2 muestra la ubicación del campo, el cual se localiza en el departamento del Meta cerca de la ciudad de Villavicencio.

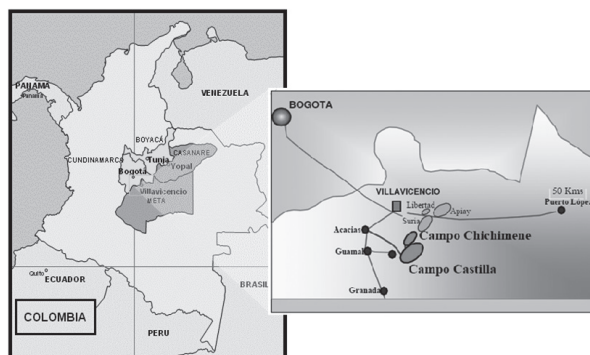


Figura 2. 'Localización Campo Castilla'

Fuente: "Desarrollo Petrolero Departamento del Meta" [3]

El estudio se aplica a la principal formación productora, Guadalupe, la cual está constituida por las unidades litoestratigráficas K1 (Guadalupe Superior e Inferior) y K2 (Guadalupe Masivo). Debido a la magnitud de los problemas operacionales, también se tiene en cuenta la formación San Fernando T2.

PRESENTACIÓN Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

PROBLEMAS OPERACIONALES

Después de realizar un estudio detallado de los reportes diarios de perforación se identificó como principal problema operacional las pérdidas de circulación; las cuales se presentan en la unidad K2, debido a las fracturas naturales que caracterizan esta formación en el campo, caso que no se presenta en la unidad K1. No obstante, durante el estudio de los reportes se observó que las pérdidas de fluido se presentaron también en la formación San Fernando, unidad T2, con una magnitud significativa, por lo cual se consideraron ambas formaciones para el análisis de este problema operacional.

Para un estudio más detallado de las pérdidas de circulación en cada unidad, se generaron mapas de distribución de pérdidas a lo largo de todo el campo con el fin de identificar las zonas mayormente afectadas y mapas de burbujas para conocer la magnitud del problema operacional presentado en cada uno de los pozos durante la perforación convencional. Para la obtención de estos mapas, se tomaron las máximas pérdidas presentadas en cada pozo diariamente, con el fin de establecer la severidad del problema. A continuación

se muestran los mapas de distribución y de burbuja para las pérdidas presentadas en las dos formaciones (Guadalupe K2 y San Fernando T2) en barriles de lodo por día [Bbbls/día].

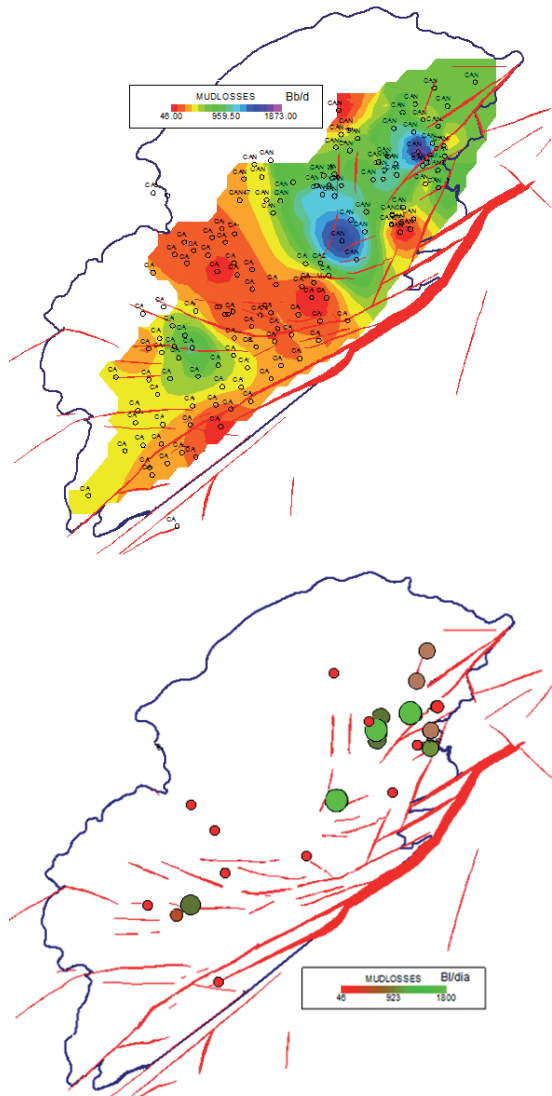


Figura 3. ‘Mapa de Distribución de Pérdidas de Circulación – San Fernando T2’

Fuente: Autores

Como se puede apreciar en la Figura 3, se observan pérdidas de circulación significativas en la zona norte (alrededor de los 1800 Bbbls/día) y en la parte central del sur (alrededor de los 1000 Bbbls/día). Para identificar los pozos que presentaron pérdidas se generó el mapa de burbujas. Allí se pueden observar más claramente los pozos donde ocurrieron las pérdidas de circulación las cuales, como se aprecia en el mapa, pueden asociarse a las fallas presentes en el campo.

Al igual que en la unidad T2, la formación Guadalupe K2 exhibe pérdidas de circulación en la mismas zonas norte y sur (Figura 4), pero en un rango significativamente mayor, llegando a tener pérdidas de hasta 3800 Bbbls/día en el sur y alrededor de 2000 Bbbls/día en el norte. En la Figura 4 se aprecia notoriamente que las pérdidas de circulación ocurridas tanto en la unidad T2 como en K2, pueden asociarse al sistema de fallas presente en el campo, además de las fracturas naturales propias de estas formaciones. Sin embargo, es necesario corroborar esta teoría analizando otros parámetros en el campo, como la permeabilidad y la presión.

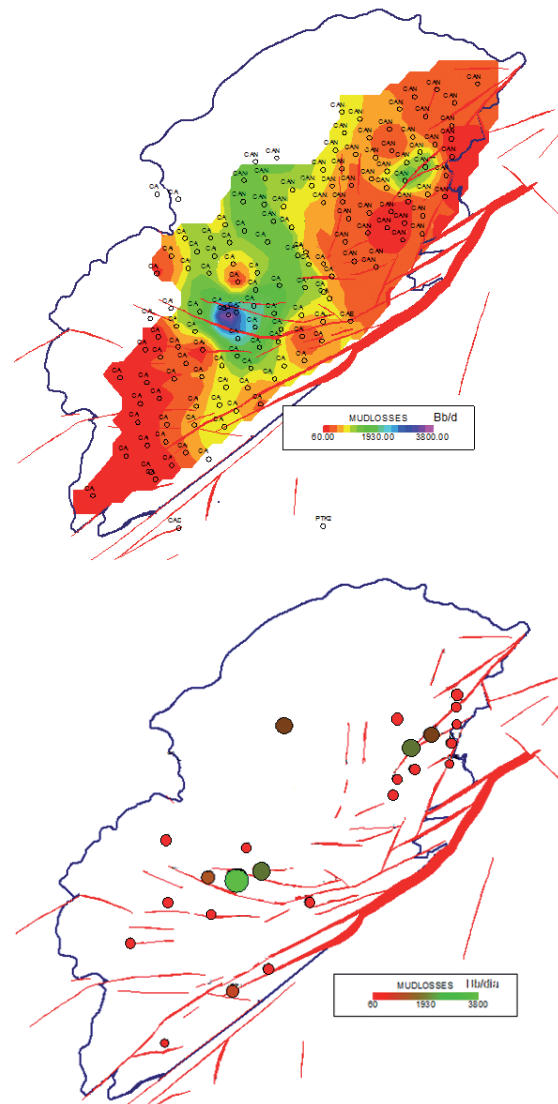


Figura 4. ‘Mapa de Distribución de Pérdidas de Circulación – Guadalupe K2’

Fuente: Autores

CARACTERÍSTICAS DEL CAMPO

Como se dijo anteriormente, es necesario evaluar otros parámetros en el campo para determinar la verdadera causa de las pérdidas de circulación ocurridas durante la perforación convencional y, por otra parte, ayudar a establecer la viabilidad técnica para implementar un proyecto UBD en la zona afectada. La siguiente es una tabla generalizada que relaciona las características físicas que poseen los pozos del campo en estudio.

Tabla 1. ‘Características Físicas Campo Castilla’

PARÁMETRO	UNIDAD K1	UNIDAD K2
Litofacies	Arena laminada	Arena Homogénea
Tipo de Crudo	Aceite Negro	Aceite Negro
Mecanismo de Empuje	Gas en Solución	Acuífero Activo
Fracturas Naturales	No	Si
Permeabilidad [md]	1– 1667	465 – 2423
Porosidad [%]	10,8 – 28	13,9 – 23,4
Saturación de Agua Inicial [%]	20	20
Espesor Neto [ft]	39 – 109	203 – 528
Presión Actual Promedio [Psi]	2691	2691
Riesgo de Inestabilidad	Moderado	Bajo
Temperatura [°F]	193	198
Gravedad Específica del Gas	0.906	0.906
Gravedad API	13,7	20
GOR [scf/stb]	100 – 300	100 – 300
Presión de Burbuja [Psi]	90	148

Fuente: ECOPEPETROL

Unidad K1: Arena delgada con alto contenido arcilloso. Está constituida por intercalaciones de areniscas,

arcillolitas y limolitas. Grado de inestabilidad moderado a alto. Resistencia Tensil promedio: 800 Psi.

Unidad K2: Arena limpia bastante homogénea. Está constituida por conglomerados de arenas cuarzosas y cuarzofeldespáticas. Grado de inestabilidad bajo. Resistencia Tensil promedio: 1500 – 2500 Psi.

Para cuestiones de operaciones bajo-balance, la litología descrita no representa inconveniente alguno para su ejecución, debido a los altos rangos en que se encuentran las resistencias tensiles de ambas unidades. Según la Tabla 1, en contraste con las altas permeabilidades, las propiedades del crudo hacen del campo un buen candidato a perforación bajo-balance. A su vez, la presión de yacimiento baja también es un indicativo de que el campo es candidato a perforación UBD. Sin embargo, es necesario evaluar la distribución de presiones para cada pozo de manera que se puedan establecer las zonas con mayor grado de depleción y contrastarlas con las zonas afectadas por pérdidas de circulación.

Para realizar el análisis de presión, se utilizaron presiones obtenidas de pruebas MDT tomadas durante la perforación de los pozos convencionalmente. Posteriormente, se determinaron los gradientes de presión para cada pozo en cada formación para profundidades determinadas, y luego, se generaron los mapas de distribución de gradientes de presión. Cabe resaltar, que el rango de variación de presión en el campo no es muy amplio, (0.35 – 0.45); sin embargo, debe tenerse en cuenta cualquier variación para establecer un buen esclarecimiento del por qué se tienen pérdidas de circulación de esta magnitud.

Como se observa en la Figura 5, las zonas con menor presión corresponden a la parte sur, mientras que la zona norte, que presenta altas tasas de pérdidas de circulación, tiene altas presiones de acuerdo al rango estimado. No obstante, es válido esclarecer que la unidad T2 no es tenida en cuenta como reservorio. El objetivo de considerar esta unidad, es mitigar o controlar las pérdidas de circulación mediante la técnica UBD, minimizando así los costos que representa este problema, aunque la formación no sea de interés.

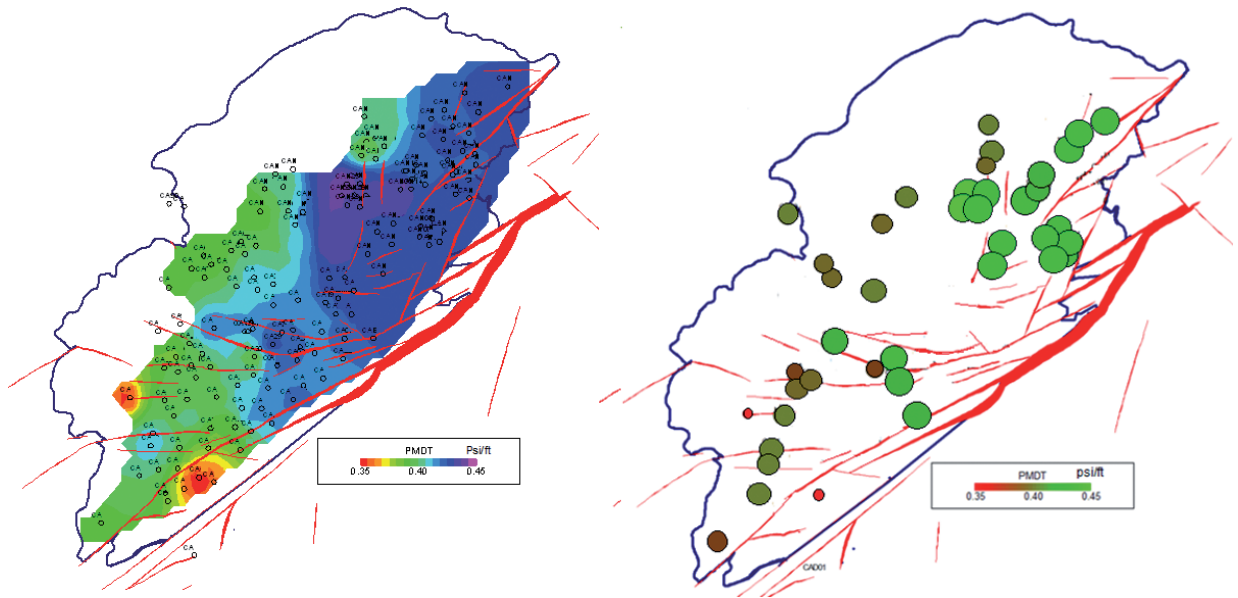


Figura 5. ‘Mapa de Distribución de Gradientes de Presión – San Fernando T2’

Fuente: Autores

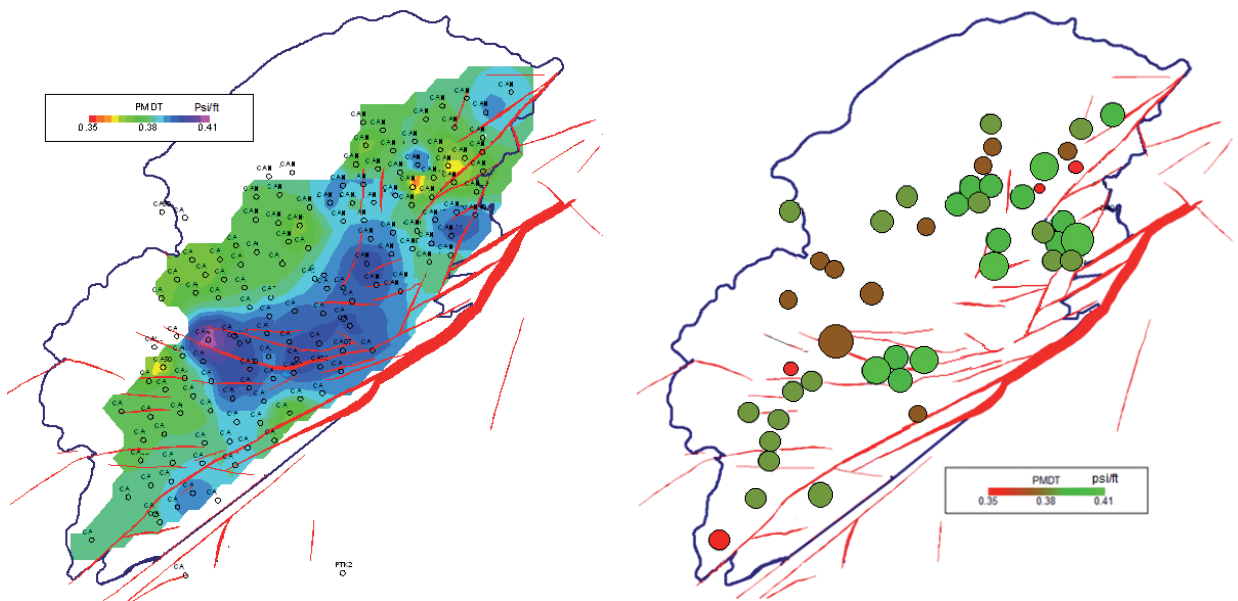


Figura 6. ‘Mapa de Distribución de Gradientes de Presión – Guadalupe K2’

Fuente: Autores

Por su parte, la unidad K2 presenta caídas de presión en la zona afectada (la parte norte). Esto puede asociarse a la depleción que causan los pozos productores presentes en el área y, que de alguna manera, ha contribuido a la reactivación de fallas y fracturas naturales que finalmente incurrir en la pérdida del fluido de perforación.

Así como fue evaluada la distribución de presiones, es necesario analizar la distribución de permeabilidades, con el objetivo de observar el entorno de las zonas afectadas y concluir por qué se presentan.

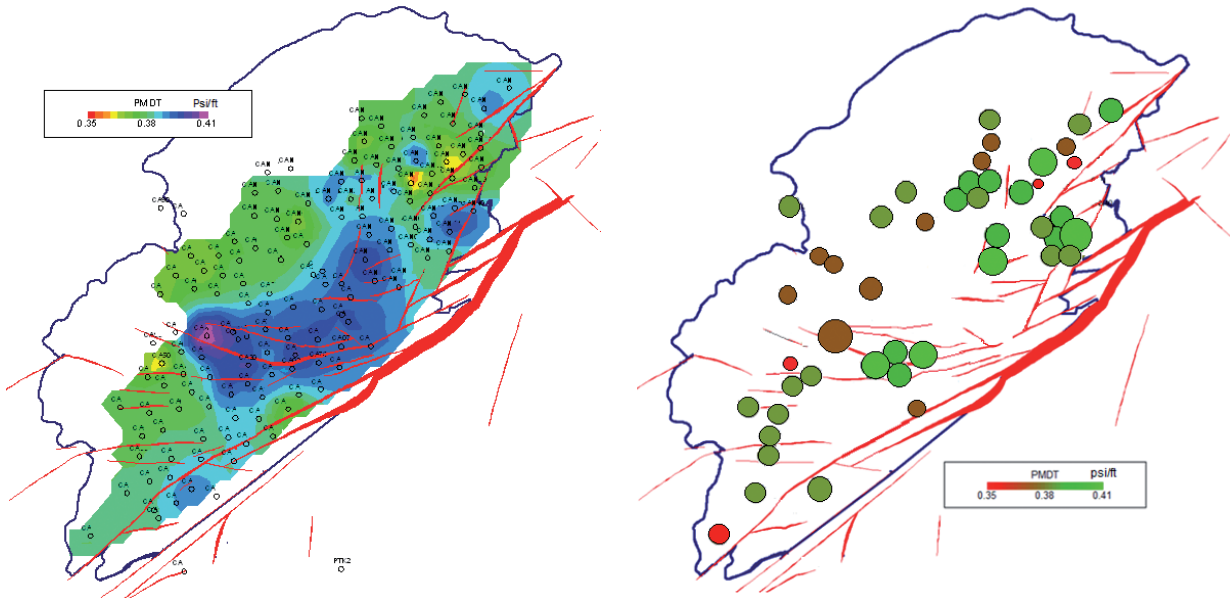


Figura 7. 'Mapa de Distribución de Permeabilidad – Guadalupe K1 y K2'

Fuente: Autores

Analizando la Figura 7, se puede observar claramente que las altas permeabilidades se presentan en puntos específicos que no coinciden con las zonas identificadas para la implementación de UBD como solución a la problemática de pérdidas de circulación. La Figura 4, muestra pérdidas de circulación significativas en dos zonas específicas pertenecientes a la sección norte y sur respectivamente para la formación Guadalupe K2. Al comparar tales mapas con la Figura 7 puede afirmarse que el problema operacional no se relaciona con la permeabilidad del campo; por el contrario, las zonas afectadas presentan bajas permeabilidades relativamente.

Esto quiere decir, que el problema de las pérdidas de fluido puede atribuirse a la reactivación de fracturas naturales por depleción de la formación productora (Figura 6) y al sistema de fallas presente en el campo. De acuerdo con el análisis, una variación mínima en la presión del yacimiento puede inferir en el comportamiento de las fracturas naturales, pues, una baja caída en el gradiente de presión hace que estas se hagan conductivas provocando así las pérdidas de fluido.

Teniendo en cuenta el análisis realizado anteriormente, se identifican dos áreas principales que presentan una problemática que puede ser eliminada, mitigada o controlada mediante la aplicación de técnicas bajo balance (Figura 8). Una vez identificadas las zonas a tratar, se debe evaluar la estabilidad de los pozos

pertenecientes a ella, para determinar si el proyecto es viable técnicamente. Para esto, se tomaron pozos pertenecientes a cada zona y se realizaron las ventanas operacionales de fluido.

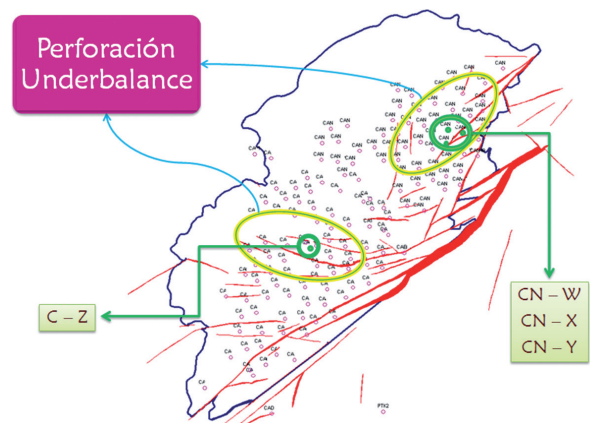


Figura 8. 'Zonas a Tratar con la Tecnología UBD Campo Castilla'

Fuente: Autores

CRITERIO DE ESTABILIDAD DE POZOS

Para la realización de las ventanas operacionales, se tomaron tres pozos pertenecientes a la zona afectada ubicada en la sección norte (CN-W, CN-X y CN-Y) y un pozo perteneciente a la zona afectada en la sección

sur (C-Z) a partir de la profundidad de la formación San Fernando T2 hasta el fondo de pozo, utilizando el criterio de falla de Mohr – Coulomb, por el cual también se determinó el de lodo crítico por colapso mediante la siguiente ecuación:

$$Pm = \frac{3\sigma_H - \sigma_h - UCS + \alpha Pp (\tan^2 (45 + \frac{\varphi}{2}) - 1)}{(1 + \tan^2 (45 + \frac{\varphi}{2}))}$$

Donde Pm es el peso de lodo crítico por colapso, σ_H y σ_h son los esfuerzos máximo y mínimo horizontales, α el factor de Biot, Pp la presión de poro, φ el ángulo de fricción interna y UCS la resistencia a la compresión no confinada.

Según se muestra en la Figura 9, los pozos no presentaron inestabilidad a lo largo de su perforación convencional, la cual opera con un peso de lodo de aproximadamente 8.7 PPG. Si se observa detalladamente, la presión de colapso (curva roja) permanece por debajo de la presión hidrostática (curva amarilla) durante toda la operación. Lo cual indica que los pozos se mantuvieron “in gauge” durante la perforación. Esto indica que los pozos pueden perforarse con técnicas bajo-balance en las zonas afectadas, lo cual quiere decir, que el proyecto es viable técnicamente.

La Figura 9 muestra a su vez el peso de lodo crítico por colapso para cada uno de los pozos seleccionados, el cual oscila en un rango de 5.3 – 8 PPG, Teniendo la opción de escoger diferentes tipos de fluido de perforación, según el rango de densidades descrito.

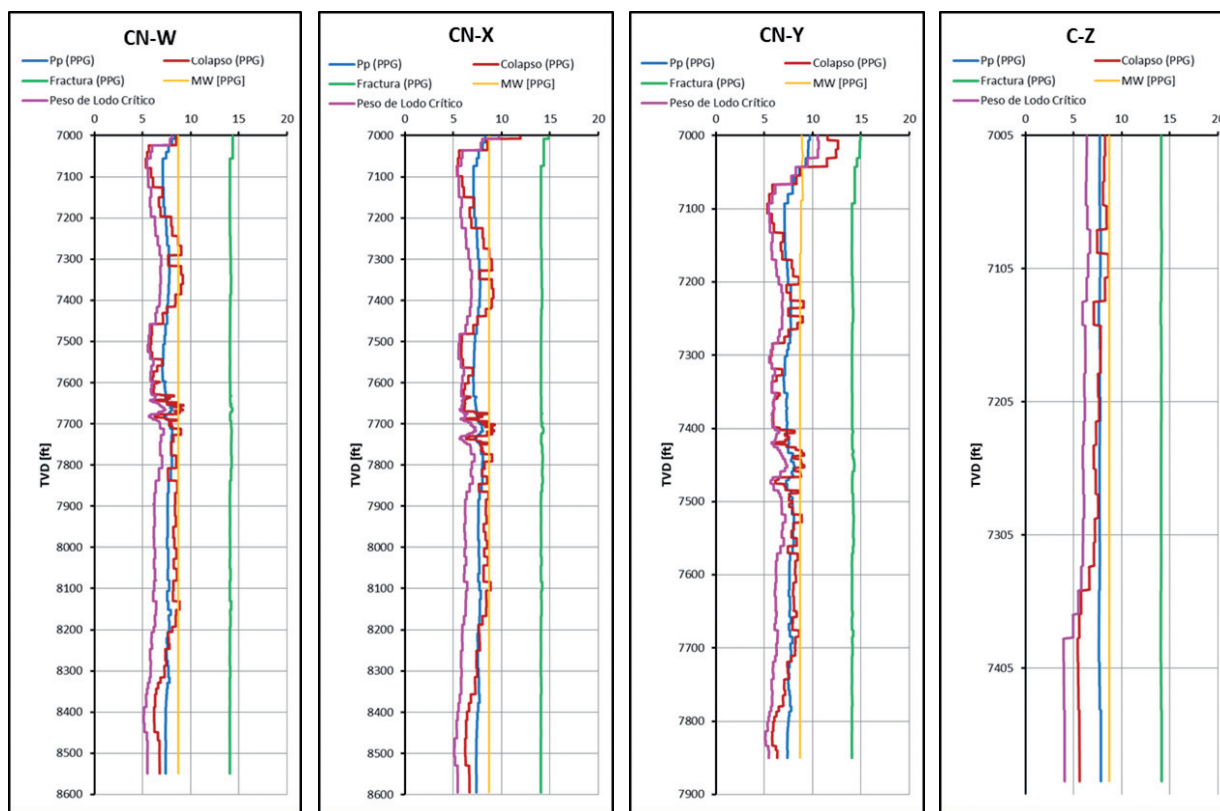


Figura 9. ‘Ventanas Operacionales de Fluido – Zonas de Interés Campo Castilla’

Fuente: Autores

Una vez finalizada esta investigación se recomienda realizar un estudio para determinar el tipo de fluido a utilizar durante las operaciones de perforación bajo-balance en el campo Castilla, teniendo en cuenta compatibilidad de fluidos y densidad según el peso de lodo crítico por colapso y comprobar que el fluido seleccionado disminuye las pérdidas de circulación y en qué magnitud. Al igual que se debe estimar la mejor trayectoria de perforación, según el estado de esfuerzos en la zona afectada, ya que los pozos analizados son todos verticales; por tanto, se recomienda hacer un estudio para pozos horizontales y desviados; e implementar la perforación bajo-balance desde la unidad T2, pues aunque no es el principal yacimiento productor se pueden minimizar los costos representados por las pérdidas reportadas en éste intervalo.

CONCLUSIONES

La magnitud del problema de pérdidas de circulación en el campo Castilla, apremia la toma de medidas correctivas como la aplicación de perforación UBD. Esta complicación operacional puede asociarse a las fracturas naturales o reactivación de fallas por variación del diferencial de presión, ya que la distribución de permeabilidades no muestra altos valores en las zonas principalmente afectadas.

La caracterización del yacimiento Guadalupe K1 y K2, tanto en sus propiedades físicas, petrofísicas y estabilidad de las paredes de pozo no establecen ningún inconveniente para la aplicación óptima de operaciones bajo balance en el campo Castilla, lo cual hace que el proyecto sea viable técnicamente.

AGRADECIMIENTOS

Los autores expresan su agradecimiento a ECOPETROL S.A., al Instituto Colombiano del Petróleo y al Grupo de Investigación de Estabilidad de Pozos.

REFERENCIAS

1. “Underbalanced Drilling Manual” published by Gas Research Institute, Chicago, Illinois, 1997.
2. SHADIZADEH, S. R., ZAFERANIEH, M. ‘The Feasibility Study of Using Underbalance Drilling in Iranian Oil Fields’ paper SPE/IADC presented at the SPE/IADC Middle East Drilling Technology Conference & Exhibition held in Dubai. U.A.E., 12-14 September 2005.
3. OSORIO, Gabriel, 2007. “Desarrollo Petrolero Departamento del Meta”, Presentación Cámara de Comercio, Villavicencio, 13 de Junio de 2007.
4. AFANADOR, Carlos A., DELGADO, Luis E., 2008. “Viabilidad Técnica y Económica de la Perforación Underbalance Aplicada al Campo Escuela Colorado” Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga 2008.
5. LOZANO, Viera C., RIVAS, Diego A., 2011. “Estudio de Factibilidad para la Implementación de la Técnica de Perforación Underbalance en los Campos Castilla y Apiay” Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga 2011.
6. PBORE-3D Poromechanics Wellbore Stability Simulator. Poromechanics Institute PMI, University of Oklahoma.
7. OFMTM 2005 Well and Reservoir Analysis Software. OilField Manager, Schlumberger.

Recepción: 8 de Junio de 2011
Aceptación: 20 de Diciembre de 2011