

Ajuste de densidades de control para la perforación de formaciones fracturadas de forma natural, mediante el análisis de la presión estática de yacimiento en pozos de desarrollo.

Ángel Suárez Rodríguez¹

¹ Ingeniero en Petróleo y Gas Natural. Calle Juárez #401, Colonia Centro, Paraiso, Tabasco. CP 86610. Correo electrónico: angel.suarez@pemex.com

RESUMEN

La perforación de pozos de desarrollo cuyos objetivos son yacimientos fracturados de forma natural, es una de las principales actividades que permite la incorporación de reservas y el mantenimiento de la base de producción de hidrocarburos en México, por lo tanto, es evidente que el aumento en la eficiencia de dichos proyectos pozos aporta valor a las empresas y al país. El incremento en la eficiencia de la perforación de los pozos se ha logrado mediante la identificación de buenas prácticas y la correcta aplicación de las lecciones aprendidas a lo largo del desarrollo de los campos. Una de las buenas prácticas aplicadas durante la perforación de yacimientos fracturados de forma natural, ha sido el ajuste de las densidades de control antes de iniciar a perforar dichas formaciones, como lo son las atravesadas en el Cretácico y el Jurásico Superior, entre otras razones porque dichos ajustes permiten prevenir problemáticas tales como pérdidas de circulación, pegadura de tuberías por presión diferencial, gasificaciones e influjos; se disminuyen de este modo los tiempos no productivos y se aumenta la rentabilidad de los proyectos. Conociéndose que en los yaci-

mientos fracturados de forma natural no pueden ser aplicados los métodos convencionales para el cálculo de la presión de poro y el gradiente de fractura, se procede a realizar el ajuste de la densidad de control mediante el análisis de la declinación de la presión estática del yacimiento y de la información obtenida durante la perforación de los pozos de correlación. Debido a que los pozos de desarrollo son perforados mientras ya existen pozos en su etapa de producción en el campo, se conoce que la presión estática del yacimiento disminuirá en función del tiempo y así mismo lo hará la densidad de control necesaria para atravesar dichas formaciones.

Palabras clave: yacimiento fracturado de forma natural, presión estática, densidad de control.

ABSTRACT

The drilling of development wells whose objectives are naturally fractured reservoirs is currently one of the main activities that allows the incorporation of reserves and the maintenance of the hydrocarbon production base in Mexico, therefore, it is evident that the increase

in the efficiency of these projects wells adds value to companies and the country. The increase in the efficiency of well drilling has been achieved mainly through the identification of good practices and the correct application of the lessons learned throughout the development of the fields. One of the good practices applied during the drilling of naturally fractured reservoirs has been to adjust the control densities before starting to drill these formations, such as those traversed in the Cretaceous and Upper Jurassic, among other reasons because such adjustments allow prevent problems such as lost circulation, bonding of pipes by differential pressure, gasification and influxes; thus reducing non-productive times and increasing the profitability of projects. Knowing that in naturally fractured reservoirs conventional methods for calculating pore pressure and fracture gradient cannot be applied, the control density adjustment is carried out by analyzing the decline of the static pressure of the reservoir and reviewing the information obtained during the drilling of the correlation wells. Since development wells are drilled while there are already wells producing in the field, it is known that the static pressure of the reservoir will decrease as a function of time and so will the control density necessary to cross these formations.

Keywords: naturally fractured reservoir, static pressure, control density

RESUMO

A perfuração de poços de desenvolvimento cujos alvos são reservatórios fraturados é uma das principais atividades que permite a incorporação de reservas e a manutenção da base de produção de hidrocarbonetos no México, portanto, é evidente que o aumento da eficiência desses projetos de poços agrega valor para as empresas e para o país. O aumento da eficiência na perfuração de poços tem sido alcançado através da identificação de boas práticas e da correta aplicação das lições aprendidas ao longo do desenvolvimento dos campos. Uma das boas práticas aplicadas durante a perfuração de reservatórios fraturados tem sido ajustar as densidades de controle antes de começar a perfurar

essas formações, como as que atravessam o Cretáceo e o Jurássico Superior, entre outros motivos, porque os referidos ajustes permitem evitar problemas como circulação perdida, aderência de tubos por pressão diferencial, gaseificação e influxos; Desta forma, os tempos improdutivos são reduzidos e a rentabilidade dos projetos é aumentada. Sabendo que em reservatórios fraturados métodos convencionais para calcular a pressão de poro e gradiente de fratura não podem ser aplicados, o ajuste de densidade de controle é realizado análise o declínio de pressão. Estática do reservatório e das informações obtidas durante a perfuração dos poços de correlação. Como os poços de desenvolvimento são perfurados enquanto já existem poços em fase de produção no campo, sabe-se que a pressão estática do reservatório diminuirá em função do tempo e também diminuirá a densidade de controle necessária para atravessar essas formações.

Palavras chave: reservatorio fraturado, pressão estática, densidade de controle.

INTRODUCCIÓN

La correcta programación de las densidades de control para perforar las etapas de formaciones fracturadas de forma natural es de vital importancia para garantizar la integridad mecánica de un pozo (**Figura 1**), entre otras cosas porque:

- Permite evitar influjos y/o gasificaciones al perforar con un correcto sobrebalance.
- El perforar con una presión hidrostática (generada por la densidad de lodo) cercana a la presión de yacimiento, permite evitar o reducir las pérdidas de circulación hacia la formación
- Al evitarse o disminuirse las pérdidas de circulación, se evita el uso de material obturante que pudiera dañar las formaciones productoras.
- Al perforar con un sobrebalance mínimo se disminuye el riesgo de observar pegaduras de tuberías por presión diferencial.

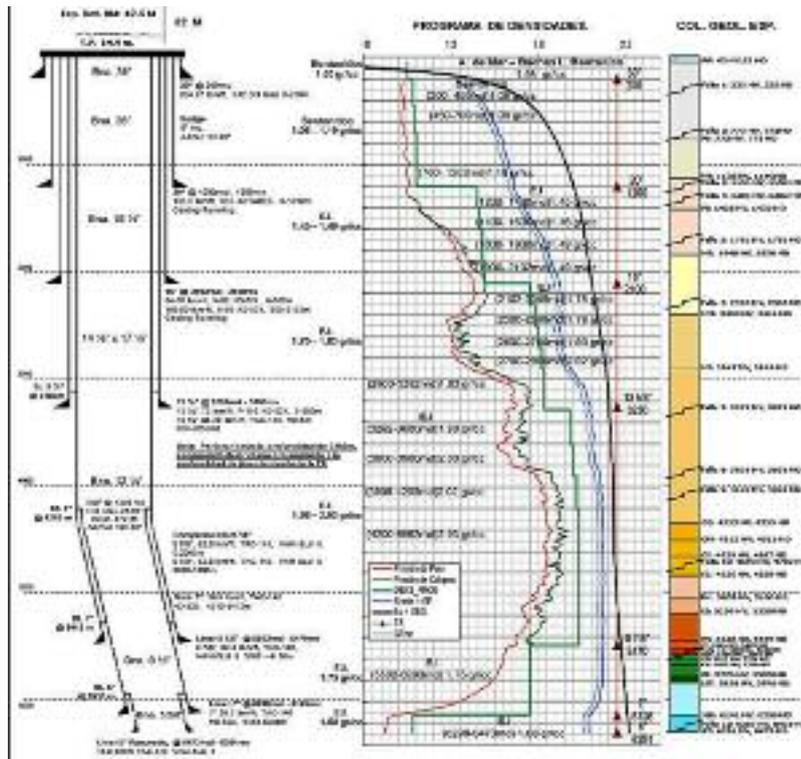


Figura 1. Estado mecánico programado con la densidad de control para cada etapa

MARCO METODOLOGICO

Antecedentes

En la industria petrolera siempre se ha buscado la optimización de las operaciones y el ahorro en el tiempo y los costos de las intervenciones mediante la implementación de nuevas tecnologías y la mejora de las técnicas ya aplicadas. En este artículo se plantea el adecuado uso de una técnica, la cual consiste en ajustar la densidad de control antes de iniciar la perforación de una formación fracturada de forma natural, mediante el análisis de la presión estática del yacimiento.

Planteamiento del Problema

En los campos de aguas someras del golfo de México, las formaciones fracturadas de forma natural suelen encontrarse en el Mesozoico en zonas de yacimiento, en las cuales el riesgo de observar gasificaciones, influjos, pérdidas de circulación y pegaduras por presión diferencial se considera elevado y al presentarse dichos eventos durante la perforación se pueden generar retrasos en las operaciones que deriven en sobrecostos

para el pozo, e incluso llegarse a ver comprometida la integridad del mismo (Mitchell, 2001).

Se considera que los métodos convencionales para el cálculo de geopresiones que se utilizan en las formaciones lutíticas del Terciario no pueden ser aplicados en las formaciones fracturadas de forma natural de los yacimientos de Cretácico y JSK; nace la necesidad de hallar una manera de poder programar densidades de control para perforar las etapas de yacimiento de una manera segura en donde se garantice la integridad del pozo y el éxito de la operación.

Justificación

Comprender la relación que existe en las formaciones fracturadas de forma natural, entre la presión estática del yacimiento y la densidad de control que se requiere para perforar dichas formaciones es indispensable para garantizar el éxito de la operaciones de perforación de pozos con objetivos en Mesozoico; este trabajo posee un enfoque cuantitativo y un nivel de investigación correlacional al poder comparar el éxito operativo en dis-

tintos pozos de un área al realizarse la investigación de manera experimental. Para recolectar datos del porcentaje de éxito durante la perforación de las formaciones fracturadas de forma natural se analizaron dos pozos petroleros perforados en el campo Alfa (campo real, nombre ficticio), ambos con objetivo en JSK, pero en espacios de tiempo distintos, se considera así que las condiciones de investigación son favorables.

Objetivo General

Describir una metodología sencilla que relacione la presión estática del yacimiento (PWS) con la densidad de control adecuada para perforar de forma segura formaciones fracturadas de forma natural en campos de desarrollo.

Objetivos Particulares

1. Explicar de forma práctica la manera en la que se ajusta la densidad de control para perforar una etapa de yacimiento en función de su presión estática.
2. Aplicar los conocimientos técnicos y prácticos adquiridos durante la perforación de las etapas de yacimiento en los pozos de desarrollo.
3. Dar conocer las prácticas aplicadas en los pozos de desarrollo de los campos de aguas someras del Golfo de México a fin de que estas puedan ser aplicadas en otros campos en función de sus necesidades.

Preguntas de investigación

1. ¿Se pueden eliminar o minimizar los riesgos de observar eventos tales como gasificaciones, influjos, pérdidas de circulación y pegaduras durante la perforación de yacimientos fracturados de forma natural?
2. ¿Cuáles son las mejores prácticas para perforar formaciones fracturadas de forma natural?

Hipótesis

Para perforar una formación fracturada de forma segura y sin contratiempos, esta es perforada con un li-

gero sobrebalance, es decir, con una presión hidrostática (ejercida por la columna de fluido de control) mayor a la presión de yacimiento, lo que nos garantizará tener el pozo controlado con una diferencial de presión mínima, mediante lo cual se evitan o disminuyen los riesgos de observar gasificaciones, influjos, pérdidas de circulación y pega de tuberías durante la perforación del yacimiento.

Delimitación y alcance

Este documento es de carácter técnico y didáctico y se limita a mostrar los avances en las técnicas de perforación adquiridas durante el desarrollo de un número limitado de campos de aguas someras del Golfo de México. Para este artículo técnico al campo de estudio se le ha dado el nombre ficticio de Campo Alfa y a los pozos de estudio el nombre ficticio de Alfa-2 y Alfa-21 respectivamente.

DESAFIOS PRESENTES AL PERFORAR YACIMIENTOS FRACTURADOS DE FORMA NATURAL

Al inicio del diseño de un pozo, una vez realizada la trayectoria y definidos los contactos geológicos se procede a elaborar el modelo geomecánico (**Figura 2**) del mismo, mediante dicho modelo definen las profundidades de asentamiento de tuberías de revestimiento y densidades del lodo de control para cada etapa del pozo (Edgardo Boldo Gonzalez, 2011). En los campos de aguas someras se encuentra a profundidades someras formaciones poco consolidadas con presión de poro normal, y conforme se profundiza comienzan las zonas de presiones anormales propias del Terciario en las cuales las geopresiones son estimadas a partir de registros geofísicos indicadores de porosidad (Resistivo, Sónico y RHOB) mediante el uso de los métodos convencionales que estiman la magnitud de la presión de poro en función de la sobrecarga y la subcompactación de la formación (Bowers, 1994); dichos métodos no pueden ser utilizados una vez alcanzadas las formaciones carbonatadas del Mesozoico, en las cuales la presión de la formación no depende solo de la sobrecarga sino también se ve afectada por los distin-

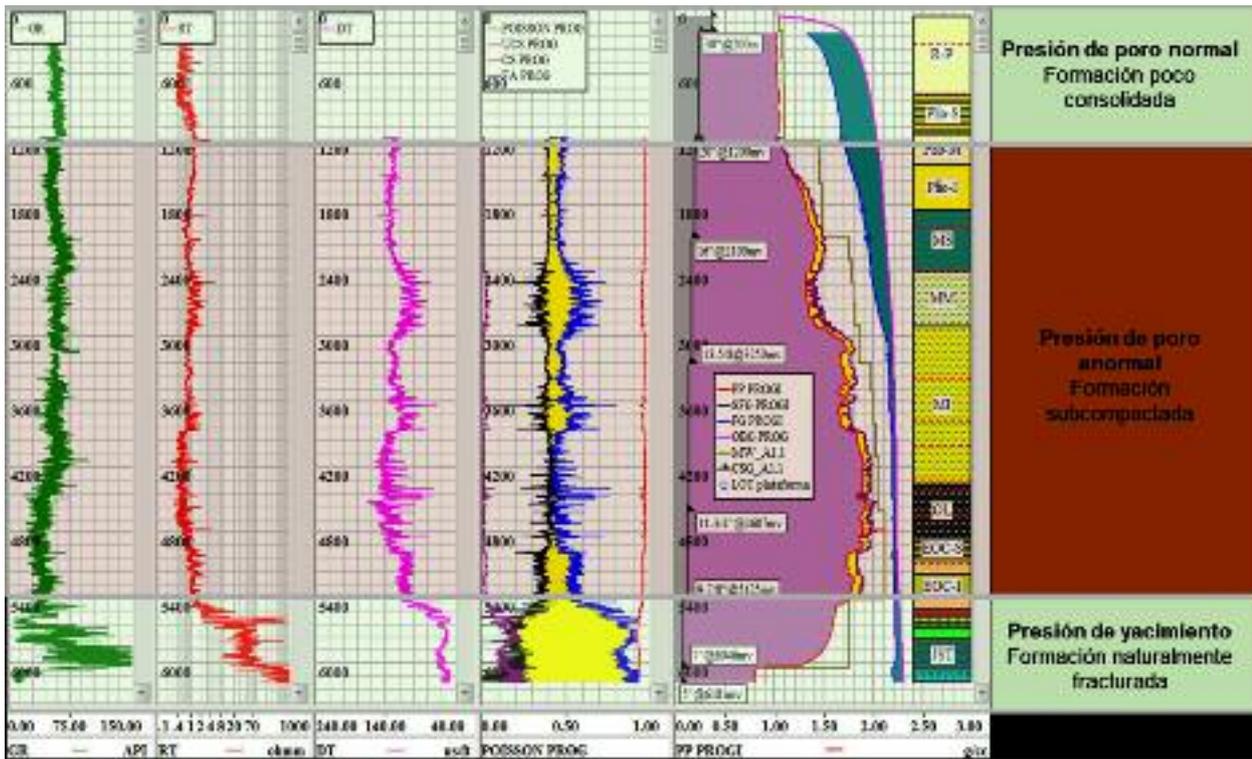


Figura 2. Esquema de un modelo geomecánico tipo del campo Alfa

tos mecanismos de empuje que añaden presión al yacimiento, que para el caso del campo Alfa su mecanismo principal de empuje es la expansión del sistema roca-fluido.

Durante la perforación de las formaciones lutíticas del Terciario es sencillo calibrar las geopresiones puesto que al ser formaciones que no son explotadas, la presión de poro en ellas se mantiene constante a lo largo del tiempo y del mismo modo las densidades de control utilizadas para atravesar dichas formaciones no tienen mayores variaciones en un mismo campo; sin embargo; en las formaciones productoras perforadas durante el desarrollo de un campo las densidades de control adecuadas no serán constantes a lo largo del tiempo.

Los pozos de los campos de aguas someras tienen por objetivo principal la formación JSK, esta formación está compuesta por carbonatos tipo calizas y dolomías (Figura 3), las cuales se encuentran saturadas de hidrocarburos y al ser formaciones productoras y estar fracturadas, al atravesarlas pueden presentar

problemas de influjos, gasificaciones y/o pérdidas de circulación.

AJUSTE DE LA DENSIDAD DE CONTROL MEDIANTE EL ANALISIS DE LA PRESION ESTÁTICA DE YACIMIENTO

Siendo conscientes que, durante el desarrollo de un campo, los pozos son perforados mientras otros pozos ya se encuentran en producción, se conoce que la presión estática del yacimiento variará en función del tiempo y del mismo modo lo hará la densidad de lodo necesaria para perforar dicho yacimiento. Lo anterior se cumple siempre y cuando el yacimiento no se encuentre «compartamentalizado» en bloques con distintas fronteras.

Puesto que en un pozo que será perforado, no se conoce de forma precisa la presión real del yacimiento que será atravesado, se recurre a una estimación general de la tendencia de declinación del campo (Figura 4), misma que se realiza a través de datos de presión de los pozos que ya se encuentran en produc-

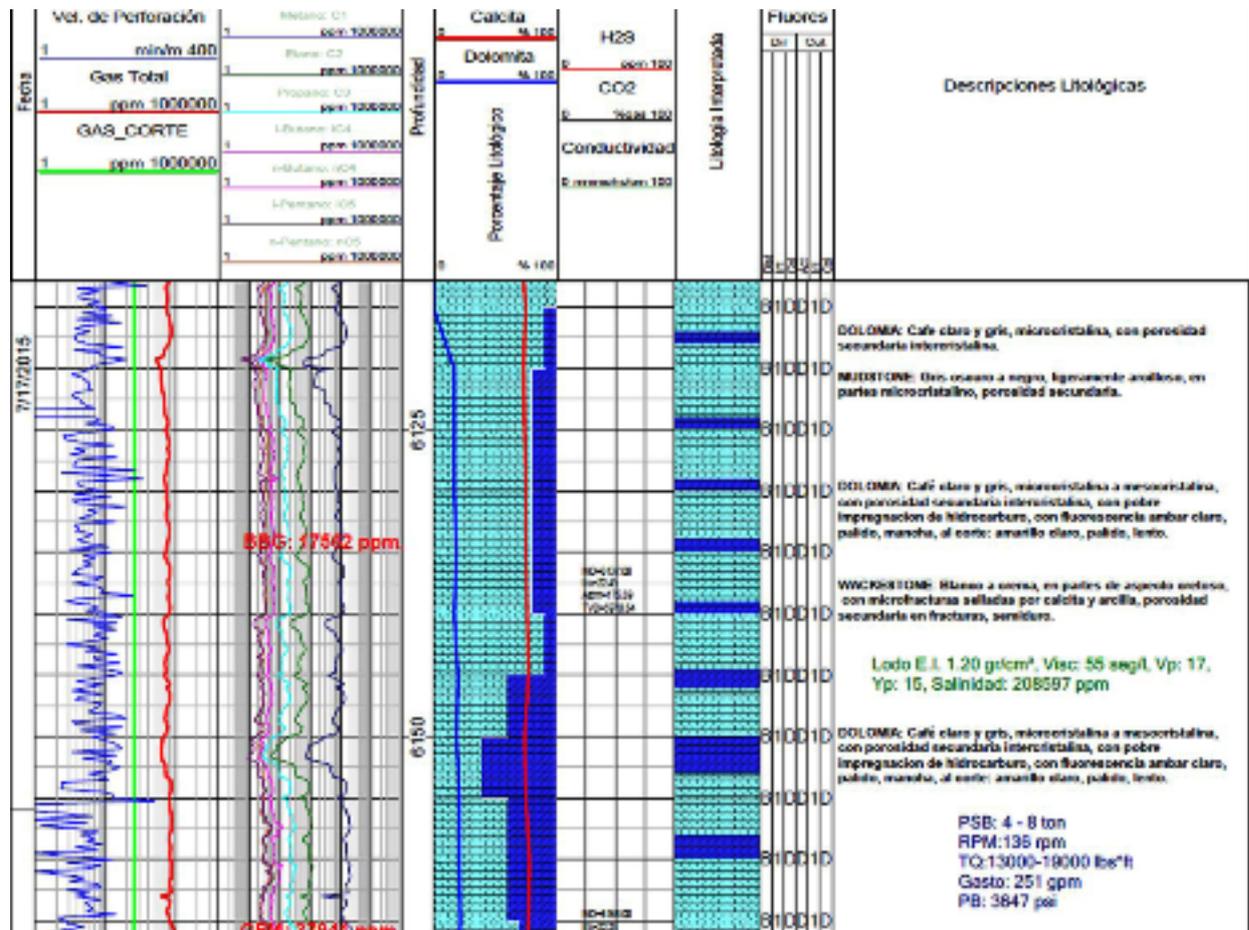


Figura 3. Extracto de masterlog de un intervalo de la formación JSK

ción en dicho campo, estos datos de presión se obtienen de sondas de registro de presión y temperatura tomados durante la terminación de los pozos. Lo anterior es un trabajo multidisciplinario puesto que dicha información es recopilada y analizada por las áreas de Productividad y de Yacimientos, quienes proporcionan al equipo de diseño la estimación de la presión estática del yacimiento para la fecha que se les solicita, mientras que el área de Geociencias proporciona las estimaciones de la columna geológica a atravesar en el pozo.

Una vez que se ha proyectado una presión de yacimiento para la fecha en la que será perforada la formación JSK en un pozo, se revisa la columna geológica estimada para identificar la profundidad vertical de la formación JSK en el pozo, esto es importante puesto que la presión de yacimiento esta referencia a un nivel medio y puesto que existe un gradiente de pre-

sión en el mismo (el cual es de 0.049 gr/cc para el campo en estudio) dicha presión es ajustada para cada pozo que será perforado.

En la **Figura 5** se observan las distintas profundidades a las cuales se encontró el objetivo JSK en los pozos perforados del campo de estudio.

Una vez obtenida la estimación de la presión estática de yacimiento y la columna geológica probable, se procede a emplear la metodología que se ha venido describiendo, la cual es bastante sencilla:

1. Se colocan los intervalos de interés en mv (metros verticales).
2. Se utiliza el gradiente del yacimiento (0.049 para el campo de estudio) se calcula la variación de la presión con respecto a la profundidad

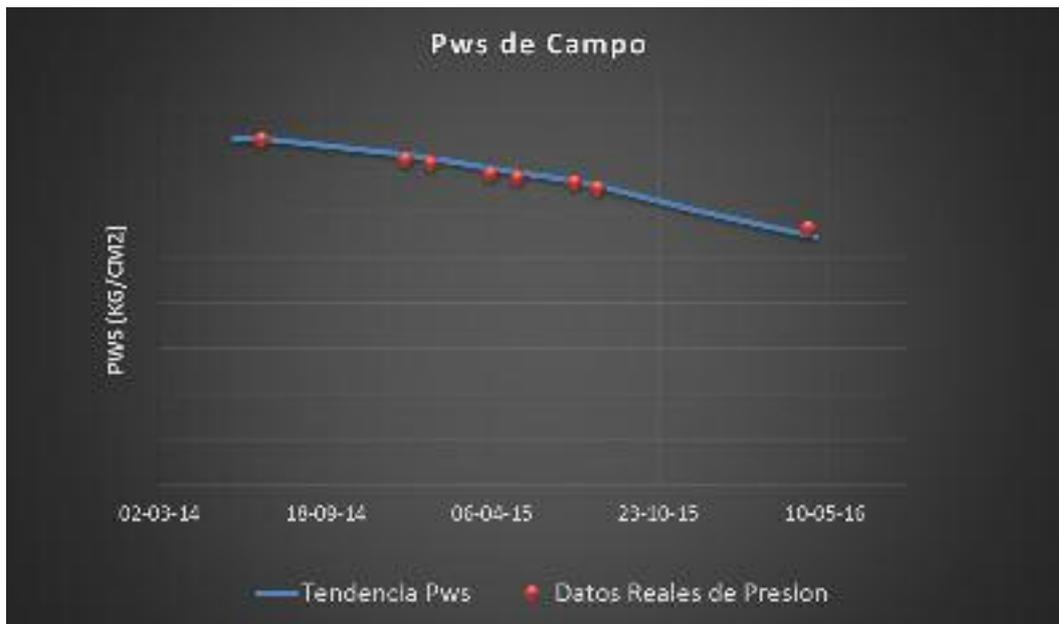


Figura 4. Declinación de presión estimada para el yacimiento JSK
(Los datos de presión han sido omitidos al ser información de uso exclusivo)

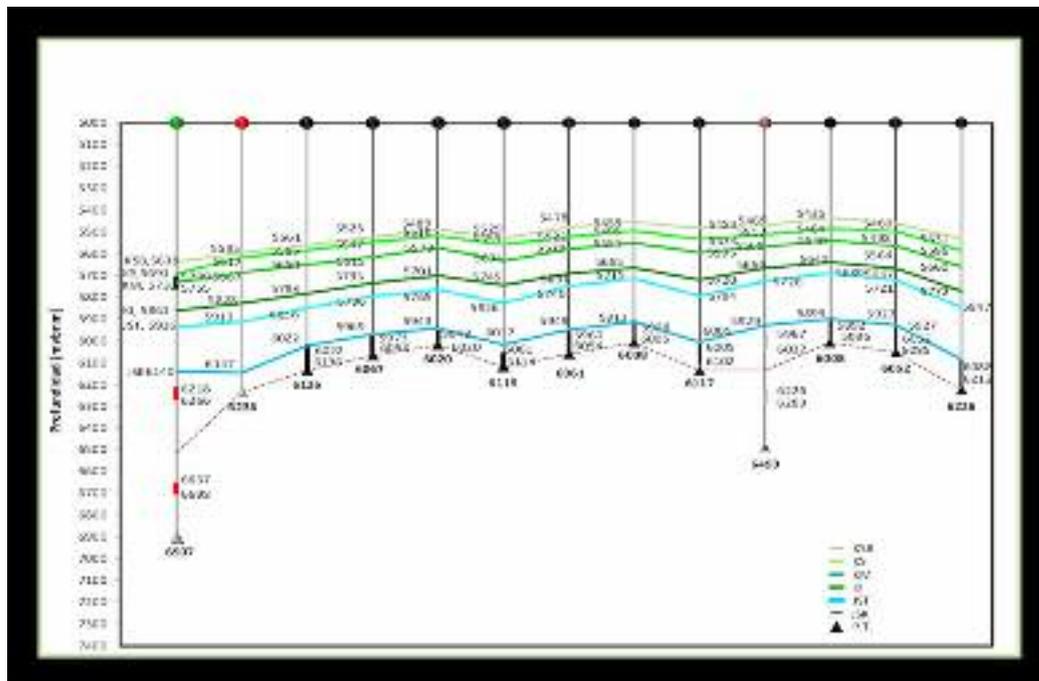


Figura 5. Cimas de las formaciones de Mesozoico (yacimiento JSK)

$$P_{grad} = (h_{ref} - h_{int})(g_{yac})$$

Donde:

Pgrad: presión obtenida por gradiente de fluidos en el yacimiento (kg/cm²)

href: profundidad media del yacimiento (mts)

hint: profundidad del intervalo (mts)

gyac: gradiente de fluidos en el yacimiento ((kg/cm²))

3. Se resta la presión del punto anterior a la Pws estimada. La presión también podría ser sumada, esto depende de la ubicación del intervalo con respecto a la referencia, una comprobación fácil es conocer que a mayor profundidad mayor será ser la presión.

$$P_{acum} = P_{ws} - P_{grad}$$

Donde:

Pacum: presión ajustada a un punto del yacimiento (kg/cm²)

Pws: presión estática del yacimiento (kg/cm²)

Pgrad: presión obtenida por gradiente de fluidos en el yacimiento (kg/cm²)

4. Se expresa la presión obtenida como gradiente

$$P_{densidad} = (P_{acum} + 10) / (h_{int})$$

Donde:

Pdensidad: presión expresada como densidad (gr/cc)

Pacum: presión ajustada a un punto del yacimiento (kg/cm²)

hint: profundidad del intervalo (mts)

5. El gradiente obtenido se grafica en el software Excel, Predict (**Figura 6**) o algún otro.

A continuación, en la **Tabla 1** se muestra un ejemplo de estimación de presión de yacimiento y su expresión como gradiente.

Una vez realizado el ajuste de la presión de yacimiento para el pozo que se va a perforar, se procede a ajustar la densidad del fluido de control. Para

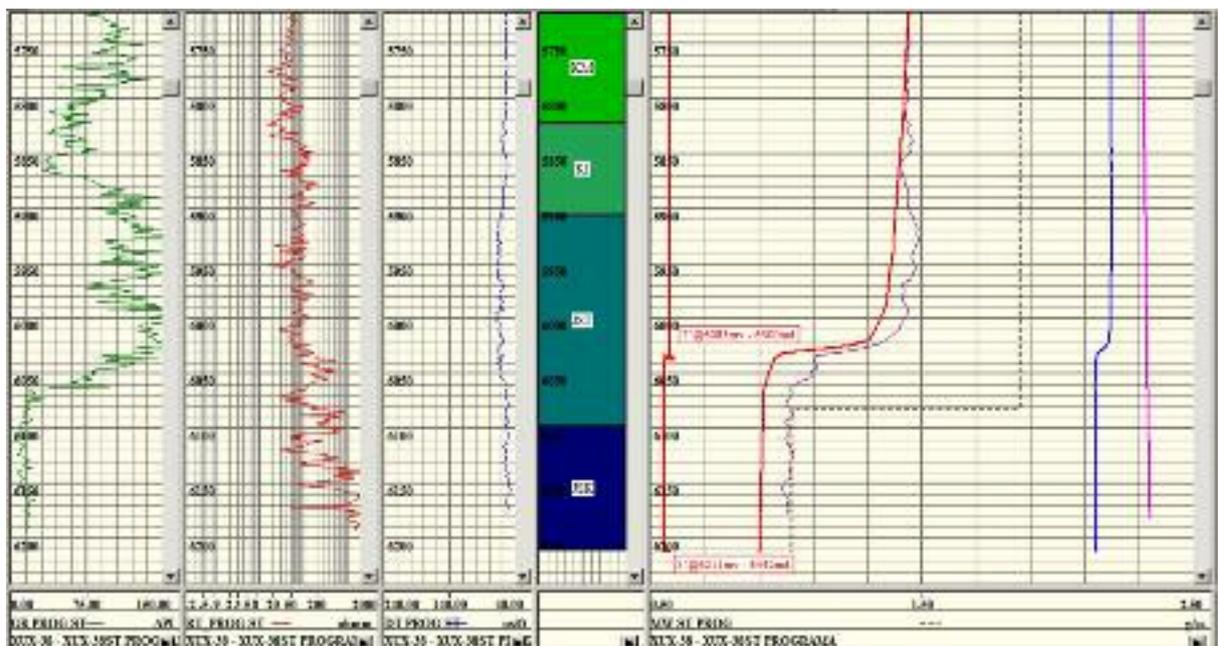


Figura 6. Ajuste de la Pws y la densidad para perforar la formación JSK (en los primeros 3 tracks se observan los registros de gamma ray, resistividad y sónico, en el cuarto track la columna geológica estimada y en el quinto track la ventana operativa ajustada)

DATOS DEL CAMPO		
PROFUNDIDAD REFERENCIA	6220 mvbnm - 6250 mvbmr	
Pws ESTIMADA (ABRIL 2016)	540	kg/cm2
GRADIENTE JSK	0.049	kg/cm2/m

DATOS - POZOS ALFA - JSK				
INTERVALO	PROFUNDIDAD	PRESION POR GRADIENTE	PRESION ACUMULADA	Pws EXPRESADA COMO DENSIDAD
	mvbmr	kg/cm2	kg/cm2	gr/cc
JST (LWD)	5897	17	523	0.89
JSK (PROBABLE)	6089	8	532	0.87
PT	6202	2	538	0.87
PROF. REFERENCIA	6250	0	540	0.86

Tabla 1. Ajuste de presión estática de yacimiento para un pozo del campo Alfa (Las celdas en color verde son datos de entrada, las celdas en color rojo son datos calculados)

perforar etapas de yacimiento, lo ideal es perforarlas sobrebalance para mantener el pozo controlado en todo momento, sin embargo, en formaciones fracturadas de forma natural un sobrebalance elevado conllevará a tener pérdidas de circulación. Puesto que ya se ha estimado la presión del yacimiento, es posible programar densidades de lodo con un sobrebalance mínimo, el cual permita controlar el pozo a la vez que disminuimos el riesgo de tener pérdidas de circulación. Para los campos de aguas someras estudiados, mediante el análisis de la información de los pozos de correlación se llegó a la conclusión que un sobrebalance óptimo para los pozos de los campos variaba en el orden de 0.1 gr/cc a 0.15 gr/cc según fuera el caso, puesto que no todos los campos se comportaron de la misma manera. Lo anterior quiere decir que si el cálculo de la presión de yacimiento expresada en densidad (ejemplo de la tabla superior) arroja un valor de 0.87 gr/cc, la densidad del lodo de control para un pozo del campo de estudio se programaría en 1.02 gr/cc puesto que con sobrebalances más altos se corre el riesgo de observar perdidas de circulación y con sobrebalances más bajos se corre el riesgo de observar gasificaciones e influjos en el pozo. Esta relación de

sobrebalance óptimo será analizada de manera particular para cada campo en específico a través de los eventos observados en los mismos.

En la **Figura 7** se observa como en un mismo campo ha variado la densidad de control con la cual se ha perforado el yacimiento Jurásico Superior Kimmeridgiano, se comprende que la densidad de control necesaria para perforar ha disminuido conforme ha disminuido la presión del yacimiento.

CASO DE ESTUDIO

Para el caso de estudio se eligieron dos pozos del «campo Alfa», el pozo Alfa-2 y el pozo Alfa-21, los cuales se consideran un buen ejemplo al ser pozos perforados en distintas etapas del desarrollo del campo.

Pozo Alfa-2:

El pozo de desarrollo Alfa-2 fue perforado en una etapa temprana del desarrollo del campo Alfa y al ser uno de los primeros pozos en ser perforados solo se contaba con datos de presión obtenidos de los pozos exploratorios; bajo este escenario se inició a perforar la etapa de 5" a 6000 md con densidad de lodo de 1.41 gr/cc; perforó a 6131md se observó pérdida total de

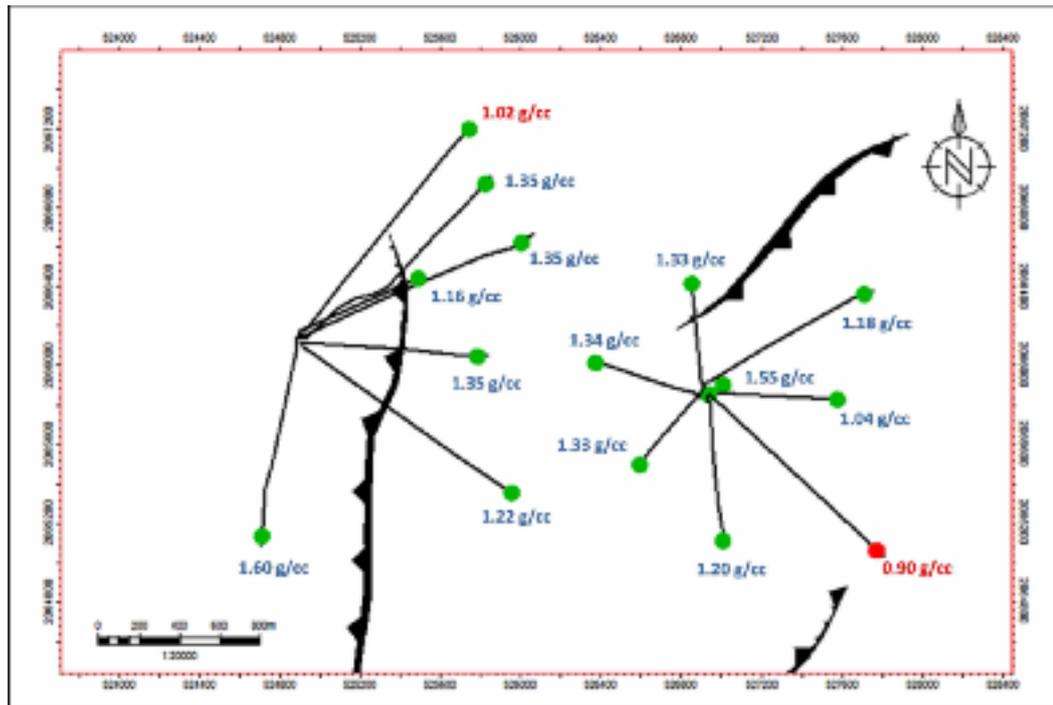


Figura 7. Densidades de fluido de control utilizadas para perforar el JSK en el campo Alfa (En color azul se observan las densidades reales con las cuales concluyeron los pozos, en color rojo se observan las densidades programadas para pozos a perforar)

circulación lo cual obligó a suspender la perforación y disminuir la densidad de control de forma paulatina hasta 1.33 gr/cc, el control de la pérdida tomo un lapso de 2 días de equipo (que cobra 162 000 dls/día) y fueron perdidos 93 m³ de lodo (1725 dls/m³), lo cual

suma un monto de 484 425 dólares perdidos en dicha operación. **Figura 8.**

Pozo Alfa-21

El pozo de desarrollo Alfa-21 fue perforado en una

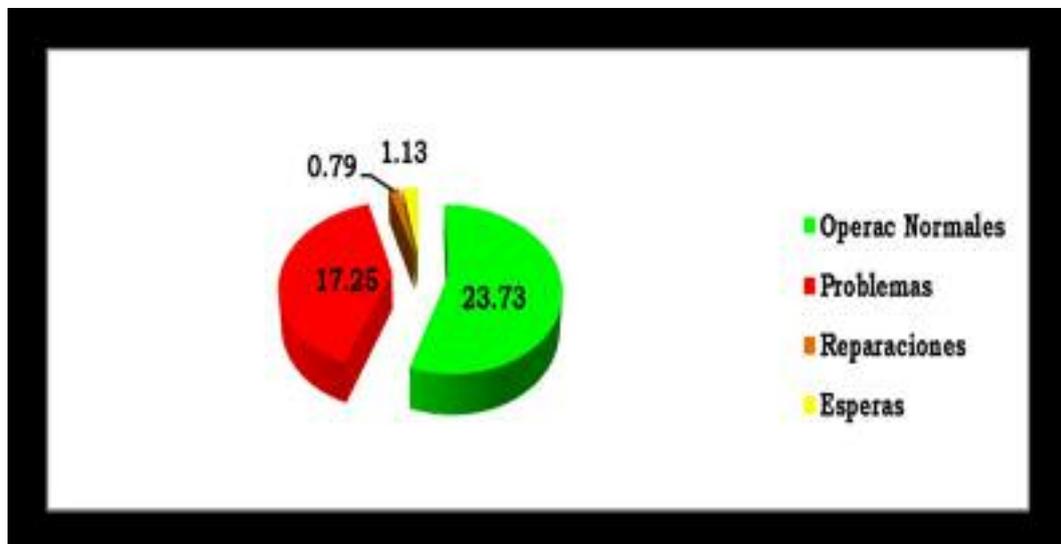


Figura 8. Tiempo invertido en la perforación de la etapa de 5'' del pozo Alfa-2

etapa avanzada del desarrollo del campo Alfa en la cual ya se contaba con datos de presión confiables con los cuales se realizó el cálculo para el ajuste de la densidad de control explicada en el capítulo anterior; este pozo inicio a perforar a 6 300 md con una densidad de 1.02

gr/cc y concluyo la perforación del mismo a 6480 md sin observar eventos importantes; esta perforación se realizó en el tiempo programado; los días con problemas que se observan en la gráfica derivados del atrapamiento por geometría de una sonda de registros. **Figura 9.**

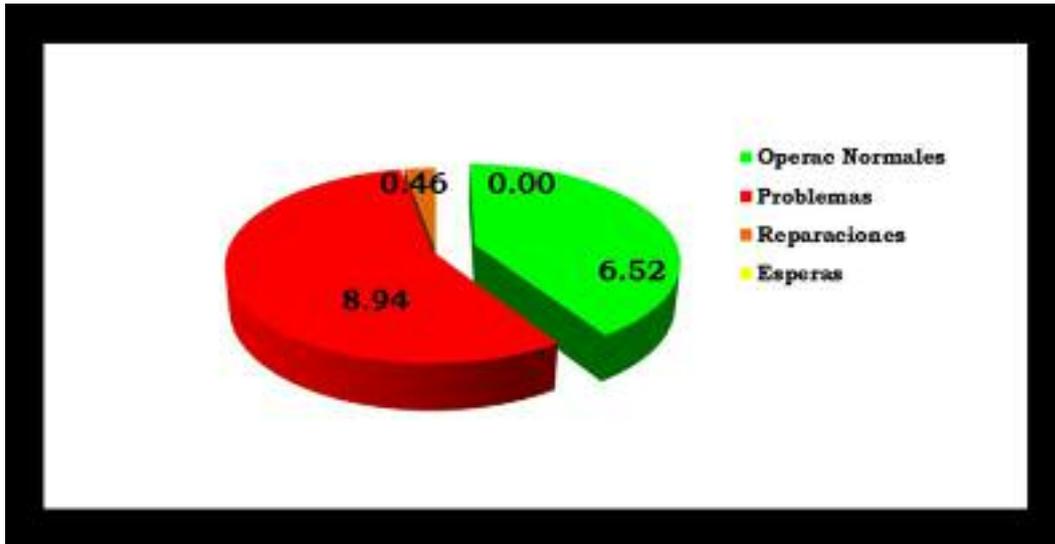


Figura 9. Tiempo invertido en la perforación de la etapa de 5'' del pozo Alfa-21

CONSIDERACIONES ADICIONALES

- Es adecuado que la comunicación de presión en los yacimientos sea validada por el área de geociencias mediante el análisis de pruebas de presión-producción, pruebas de interferencia de pozos, registros estáticos entre otros, puesto que entre mejor sea la calidad de dicha información mejor será el ajuste de la tendencia de declinación de presión para el campo.
- Para perforar formaciones productoras, se asentarán las tuberías de revestimiento anteriores lo más cercano posible a dicho contacto con la finalidad de aislar formaciones con distintos gradientes que puedan afectar la perforación; en el caso de los campos de aguas someras los Liners de 7'' quedan asentados entre 15 y 10 mts a la cima del JSK (uso parcial de técnica geo-stopping)
- Puesto que las estimaciones tanto de presión como de columnas geológicas son ajustadas

de forma regular, este método utilizado para ajustar la densidad del fluido de control se realizará poco antes de iniciar a perforar las etapas de yacimiento.

- La comunicación de la presión en los yacimientos fracturados de forma natural no siempre se presenta del mismo modo, si un yacimiento de carbonatos se encuentra compartimentalizado en «bloques individuales», la metodología que fue descrita en este artículo no será de utilidad.

CONCLUSIONES

- Para los campos de aguas someras; mediante el análisis de la tendencia de declinación de los campos y el comportamiento observado durante la perforación de las etapas de yacimientos fracturados de forma natural, se llegó a la conclusión de que un sobrebalance optimo se encontraba en el orden de 0.10 a 0.15 gr/cc por encima de la Pws de yaci-

miento, sin embargo, dicho rango varia en otros campos.

- Las estimaciones de presión que se realicen para los pozos siempre tendrán un margen de error, debido a lo cual, es indispensable el seguimiento continuo de las operaciones de perforación por parte del VCDSE con tal de reaccionar lo más rápido posible ante cualquier eventualidad y de este modo tomar las medidas pertinentes de forma oportuna.
- La presencia de pérdidas de circulación durante la perforación de carbonatos no dependerá solo de la presión diferencial observada durante la perforación, sino también de la densidad de fracturas presente en la formación, del «*stress*» al que estas se encuentren sometidas y de si están selladas o no por algún material (calcita y/o arcilla).
- El correcto ajuste de las densidades de control ha demostrado ser eficaz para reducir los eventos de gasificaciones y pérdidas de circulación observados durante la perforación de las etapas de yacimientos en los pozos con objetivo JSK y Cretácico. En este artículo se describe dicha técnica a fin de que pueda

ser aplicada en pozos de otros campos petroleros en función de sus necesidades. Dado que cada campo es diferente, las técnicas aquí descritas quedan abiertas a las observaciones y/o mejoras que el lector considere pertinentes.

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

Edgardo Boldo González, Ángel Suárez Rodríguez, 2011, Evaluación de gradientes de formación con datos de registros geofísicos en tiempo real (LWD) de pozos de desarrollo del campo Bolontiku, Villahermosa, Tabasco.

Glenn L. Bowers, 1994, Pore pressure estimation from velocity data: accounting for overpressure mechanisms besides undercompaction, Houston, Texas.

John Mitchell, 2001, Perforando sin problemas (traducción autorizada), Houston, Texas.

Recibido
Aprobado

13 de abril de 2021
21 de junio de 2021.

