

Análisis de las terminaciones de los pozos del área cretácica Tabasco-Chiapas en su primera etapa de desarrollo.

Heberto Ramos Rodríguez¹

¹ *Heberto Ramos Rodríguez. Maestro en Ingeniería e Ingeniería Eléctrica, Especialista en Offshore. Director del CE-DECES de Universidad Olmeca. Carretera Villahermosa-Macuspána km 14, Poblado Dos Montes, C.P. 86280, Centro, Tabasco, México., A. C., ORCID ID: 0000-0002-6279-6628 Correo Electrónico.: hhr_r_betoramos@yahoo.com.*

RESUMEN

Al descubrimiento de los campos gigantes en el área cretácica Tabasco-Chiapas, se ordenó su explotación inmediata, lo que provocó en PEMEX una transición acelerada en el uso de materiales, herramientas, equipos y cambios en sus procesos operativos y métodos de trabajo, no todos exitosos, debido a las condiciones extremas de los nuevos campos. Entre las técnicas exitosas que se desarrollaron e implementaron en ese tiempo se encuentran las terminaciones de los pozos, que forman parte de los procesos que se utilizan para controlar y modificar el comportamiento de los yacimientos a fin de lograr una recuperación eficiente de los hidrocarburos contenidos en ellos. Para ello es necesario conocer las características de las formaciones productoras, como son el tipo de roca almacenadora, su permeabilidad, porosidad, fluidos contenidos, así como su ubicación y saturación, presión y temperatura a que están sometidos *in situ*, entre otras cosas, con lo que se puede precisar la localización de los pozos (desarrollo horizontal), el tipo de terminación y su terminación (desarrollo vertical), así como los regímenes de producción. Puesto que las terminaciones de pozos fueron un factor determinante para el desarrollo y explotación y de los campos en el área cretácica Ta-

basco-Chiapas en la primera etapa de su desarrollo, en este trabajo se revisan y clasifican los problemas causados por la utilización de metodologías, equipos y herramientas, que por la urgencia del momento fue necesario utilizar en las terminaciones de los pozos. Estos resultados fueron la base para proponer diseños de diferentes tipos de terminaciones y procedimientos para su aplicación, que con el tiempo resultaron ser exitosos. Las terminaciones representativas exitosas se clasifican y analizan y se describen algunas acciones que con el tiempo se llevarían a cabo para mejorar la efectividad de las terminaciones de pozos que se perforarían en etapas posteriores en el área cretácica Tabasco-Chiapas.

Palabras clave: Área Cretácica Tabasco Chiapas, formaciones productoras, perforación de pozos, terminación de pozos, recuperación de hidrocarburos.

SUMMARY

Upon discovery of the giant fields in the Tabasco-Chiapas cretaceous area, their immediate exploitation was ordered, which caused PEMEX to undergo an accelerated transition in the use of materials, tools, equipment, and changes in its operating processes and

work methods, not all successful, due to the extreme conditions of the new fields. Among the successful techniques developed and implemented at that time were well completions, which are part of the processes used to control and modify the behavior of reservoirs to achieve efficient recovery of the hydrocarbons contained in them. To do this, it is necessary to know the characteristics of the producing formations, such as the type of storage rock, their permeability, porosity, contained fluids, as well as their location and saturation, pressure, and temperature to which they are subjected in situ, among other things, with which can specify the location of the wells (horizontal development), the type of completion and its completion (vertical development), as well as the production regimes. Since well completions were a determining factor for the development and exploitation of fields in the Tabasco-Chiapas Cretaceous area in the first stage of its development, in this work the problems caused using methodologies are reviewed and classified. equipment and tools, which are necessary to use in the completion of the wells due to the urgency of the moment. These results were the basis for proposing designs of different types of terminations and procedures for their application, which over time turned out to be successful. Representative successful completions are classified and analyzed. Some actions that would be carried out over time to improve the effectiveness of well completions drilled in later stages in the Tabasco-Chiapas Cretaceous area are described.

Keywords: Tabasco Chiapas Cretaceous Area, producing formations, well drilling, well completion, hydrocarbon recovery,

RESUMO

Com a descoberta dos campos gigantes na área cretácea Tabasco-Chiapas, foi ordenada a sua exploração imediata, o que fez com que a PEMEX passasse por uma transição acelerada no uso de materiais, ferramentas, equipamentos e mudanças em seus processos operacionais e métodos de trabalho, nem todos bem-sucedidos, devido às condições extremas dos novos

campos. Entre as técnicas de sucesso desenvolvidas e implementadas naquela época estavam as completações de poços, que fazem parte dos processos utilizados para controlar e modificar o comportamento dos reservatórios para conseguir a recuperação eficiente dos hidrocarbonetos neles contidos. Para isso, é necessário conhecer as características das formações produtoras, como o tipo de rocha de armazenamento, sua permeabilidade, porosidade, fluidos contidos, bem como sua localização e saturação, pressão e temperatura a que estão submetidas in situ. , entre outras coisas, com as quais se pode especificar a localização dos poços (desenvolvimento horizontal), o tipo de completação e sua completação (desenvolvimento vertical), bem como os regimes de produção. Dado que as completações de poços foram um factor determinante para o desenvolvimento e exploração de campos na área do Cretáceo Tabasco-Chiapas na primeira fase do seu desenvolvimento, neste trabalho são revistos e classificados os problemas causados pela utilização de metodologias de equipamentos e ferramentas, que devido à urgência do momento foi necessário utilizar na completação dos poços. Esses resultados serviram de base para a proposição de projetos de diferentes tipos de terminações e procedimentos para sua aplicação, que ao longo do tempo se revelaram bem sucedidos. Completacões bem-sucedidas representativas são classificadas e analisadas e são descritas algumas ações que seriam realizadas ao longo do tempo para melhorar a eficácia das completacões de poços que seriam perfurados em estágios posteriores na área do Cretáceo Tabasco-Chiapas.

Palavras chave: Área Cretácea Tabasco Chiapas, formações produtoras, perfuração de poços, completação de poços, recuperação de hidrocarbonetos

INTRODUCCIÓN

Hasta antes de los descubrimientos logrados por los pozos Sitio Grande 1 y Cactus 1 en el área Tabasco-Chiapas en 1972, Petróleos Mexicanos (PEMEX), la industria proveedora de energéticos en México, no cubría la demanda de hidrocarburos.

La producción de aceite crudo del país era de 490,000 bl/día y los requerimientos ascendían a 557,000 bls/día, con una tasa de crecimiento anual del 9 al 10 %.

En tales circunstancias, el descubrimiento de los yacimientos del cretácico en el área Tabasco-Chiapas, por el tamaño de estos, fue trascendental.

Al descubrimiento de esos campos gigantes, se planteó a Petróleos Mexicanos (PEMEX), empresa responsable de la exploración y extracción de hidrocarburos, una meta extraordinaria de producción, lo que provocó en PEMEX, una transición acelerada en el uso de materiales, herramientas y equipos y cambios en sus procesos operativos y métodos de trabajo, ya que las grandes profundidades de los yacimientos de 4200 m en promedio, presiones operativas entre 9000 y 10 000 psi y temperaturas en algunos casos superiores a 120 °C, que son condiciones muy extremas que no se manejaban en los campos en explotación en esos años, ya que en general se perforaban, hasta esa fechas, pozos que se consideraban someros.

Entre las técnicas que en ese tiempo fueron innovadoras y que se implementaron y aplicaron, se en-

cuentra las terminaciones de los pozos, que son técnicas y métodos de trabajo que formaban parte del conjunto de soluciones implementadas en ese tiempo para incrementar la producción a niveles históricos.

Ya que la terminación de los pozos es una fase determinante en la explotación de los yacimientos petroleros, este trabajo se enfoca en exponer las técnicas innovadoras en terminación de pozos que se utilizaron en el área Tabasco-Chiapas.

Localización geográfica. Vías de comunicación.

El área cretácica de Tabasco-Chiapas se localiza en el sureste de México, alrededor de la ciudad de Villahermosa, capital del estado de Tabasco. En ese tiempo el área se comunicaba por la carretera federal que llega de la ciudad de Coatzacoalcos y continúa hacia la ciudad de Campeche. Otras vías de comunicación eran el ferrocarril del sureste y los servicios aéreos de PEMEX.

Localmente el área se comunicaba mediante un camino pavimentado de 32 km que iba de la ciudad de Villahermosa al poblado de Reforma y por un camino que entroncaba directamente con la carretera fe-

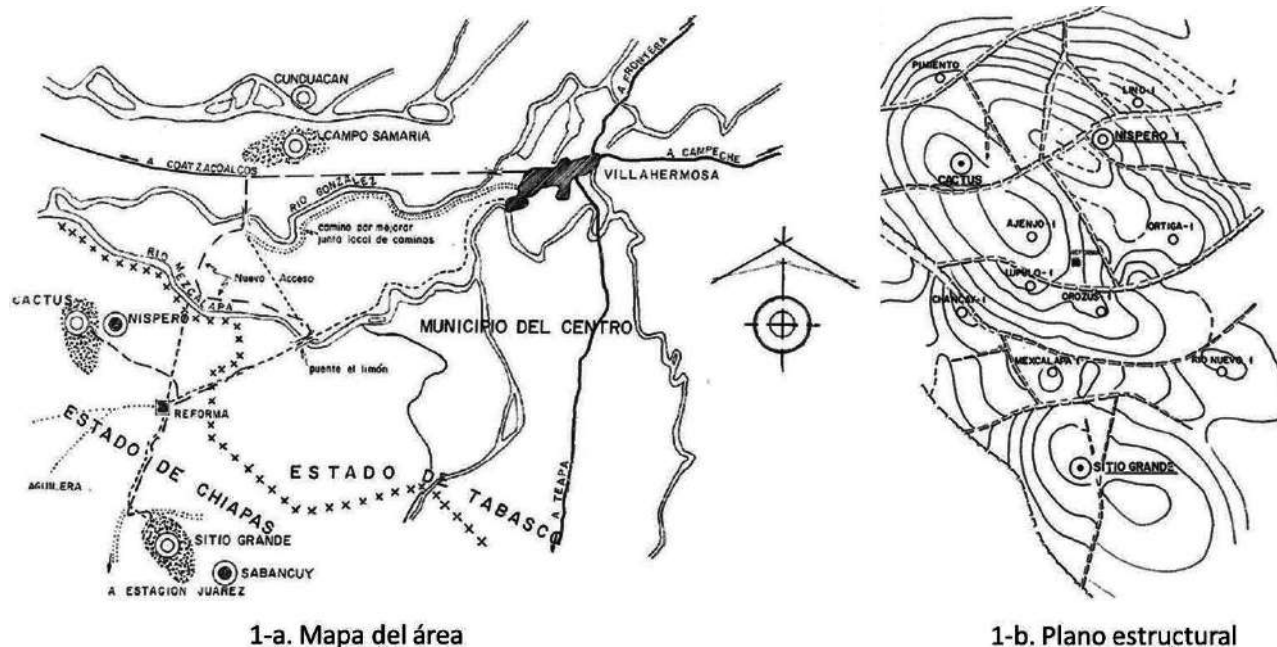


Figura 1. Área Cretácica Tabasco-Chiapas (1-a. Mapa del área. 1-b. Plano estructural del área)

deral Coatzacoalcos-Villahermosa (**Figura 1-a**). Los pozos se comunicaban entre sí mediante caminos de terracería, no siempre transitables.

Se preveía que el descubrimiento y explotación de hidrocarburos en la zona (**Figura 1-b**), multiplicaría la construcción de una amplia red de caminos vecinales que comunicarían a poblaciones de los estados de Chiapas y Tabasco y fomentaría el desarrollo agrícola y ganadero de la región y el económico y social de la población y en particular, el turismo, ya que la región es abundante en atractivos naturales y arqueológicos.

Geología. Generalidades y antecedentes relativos a la perforación de los pozos descubridores.

Desde principios del siglo pasado, se realizaron diferentes estudios geológicos con fines petroleros tanto en el estado de Tabasco como en el norte de Chiapas.

Estos estudios geológicos iniciales e insuficientes, fueron diversificándose en la medida de la aparición de avances en las técnicas de exploración petrolera.

Con base en esos estudios geológicos iniciales y antes del descubrimiento del área cretácica Tabasco-Chiapas, se perforó un número importante de pozos en las formaciones arenosas del terciario, en el área que va de Coatzacoalcos hasta Villahermosa. Así se descubrieron y desarrollaron campos como Nuevo Teapa, Ixhuatlán, Cuichapa, El Plan, La Venta, entre los más importantes, en los que los pozos alcanzaron profundidades hasta de 2500 m, terminándose en las formaciones someras Concepción y Encanto, ambas del Mioceno. Los pozos anteriores se consideran someros si se comparan con las profundidades de los pozos del área cretácica Tabasco-Chiapas, que alcanzaron profundidades del orden de 4200 m.

Localizaciones exploratorias descubridoras, ubicación, objetivos, columnas estratigráficas tentativas.

En 1969, con base en los estudios exploratorios realizados a esa fecha, PEMEX propuso la perforación de varios pozos exploratorios, entre los que se encontra-

ban Sitio Grande 1 y Cactus 1.

La ubicación propuesta para la perforación de estas localizaciones al suroeste de la ciudad de Villahermosa se precisa en el plano mostrado en la **Figura 1-b**.

El objetivo de la perforación de estas localizaciones fue investigar las posibilidades petrolíferas de los desarrollos arenosos del eoceno, aunque sin descartar, con base en la información obtenida de las perforaciones que ya habían penetrado en el cretácico en la zona, las posibilidades de encontrar acumulaciones comerciales de hidrocarburos en formaciones de este periodo geológico.

Las columnas estratigráficas tentativas proporcionadas por la entonces gerencia de exploración de PEMEX para estos pozos y las columnas estratigráficas definitivas encontradas una vez que se perforaron los pozos, se muestran en la **Tabla 1**.

Pozos perforados y terminados hasta el 30/10/1974 en el área cretácica Tabasco-Chiapas, objetivos, resultados e importancia.

A principios de la década de 1970 la producción de crudo en el país no era suficiente para cubrir las necesidades de energéticos, por lo que se aceleró la perforación de pozos para obtener producción inmediata de las formaciones del cretácico como gran objetivo.

En el área cretácica, la producción al 30/10/1974 fue de 230,000 barriles por día, y un mes después, el 30/11/1974, la producción aumentó 36,000 barriles (un total de 266,000 barriles por día). Estos datos dejaban en claro la importancia de las operaciones de perforación de pozos en esa provincia petrolera.

Hasta antes del descubrimiento del área cretácica Tabasco-Chiapas, la producción total en México era de alrededor de 490,000 barriles por día y la demanda de energéticos del país ascendía a 557,000 barriles por día, por lo que era necesaria la importación.

En ese tiempo se realizó un pronóstico de la demanda de hidrocarburos al año 1980, que con una tasa de crecimiento anual del 10 % sería de un millón de barriles por día (**Figura 2**).

Pozo Sitio Grande 1			
Tentativas		Definitivas	
Formación	Profundidad (m)	Formación	Profundidad (m)
Reciente	Aflora	Mioceno - Paraje Soto	30
Paraje Soto	Ausente	Oligoceno	2205
Filisola	1980	Eoceno	2470
Concepción superior	Ausente	Paleoceno	385
Concepción inferior	Ausente	Cretácico superior KM	3668
Encanto	Ausente	Cretácico superior KSF	
Oligoceno	Ausente	Cretácico superior KAN	
Eoceno	2050	Cretácico Medio Dol.	
Profundidad Total	4200	Profundidad total	4197

Pozo Cactus 1			
Tentativas		Definitivas	
Formación	Profundidad (m)	Formación	Profundidad (m)
Paraje Soto	Aflora	Mioceno - Paraje Soto	20
Filisoló	1430	Mioceno-Filisoló	Ausente
Concepción Superior	1670	Mioceno Concep. Sup.	Ausente
Concepción Inferior	Ausente	Mioceno Concep. Inf.	Ausente
Encanto	Ausente	Mioceno-Encanto	Ausente
Oligoceno	Ausente	Oligoceno SN	1885
Eoceno	1760	Eoceno SN	2120
		Paleoceno SN	3080
		Cretácico superior KM	3270
Profundidad Total	3500	Profundidad total	3760

Tabla 1. Columnas estratigráficas de pozos descubridores

Con base en el pronóstico y con una política petrolera apropiada (incremento de exploraciones, desarrollo y explotación pertinente de yacimientos con instalaciones propicias para obtener productos de refinación y petroquímicos, así como exportaciones con-

troladas), petróleos mexicanos satisfaría la demanda de energéticos del país hasta la década de los años 90.

Con la perforación de los primeros pozos en los campos Sitio Grande y Cactus se detectaron problemas operativos y fallas vinculadas a las tecnologías

desarrollo de los campos del área cretácica Tabasco-Chiapas en su primera etapa.

MARCO TEÓRICO

La terminación de los pozos y su importancia en la explotación de los yacimientos.

La terminación de un pozo se refiere al estado mecánico superficial que permite a los fluidos del yacimiento llegar al pozo y a la superficie. Esto se logra mediante una serie de operaciones que se inician al llegar la barrena a la formación productora y termina cuando el pozo produce en condiciones estables.

La importancia de las terminaciones radica en que son un factor determinante para el control de la explotación y el comportamiento de los yacimientos.

Este control se enfoca en obtener la producción óptima por pozo, para aprovechar al máximo la energía del yacimiento por medio de regímenes de producción convenientes, los que se relacionan con la disposición subsuperficial de los aparejos de producción y con las características de las formaciones y de los fluidos contenidos en estas.

Información y elementos necesarios para llevar a cabo una terminación.

Para llevar a cabo la terminación de un pozo, se elabora un programa que se nutre de información relacionada con datos estratigráficos de otros pozos vecinos y de los obtenidos del propio pozo durante su perforación, como son manifestaciones de gas, aceite o agua salada, pérdidas de lodo y también de registros con perfiles del pozo y su interpretación y comparación con los registros de otros pozos vecinos, con la finalidad de seleccionar el tramo para disparar el intervalo, el número y diámetro de las perforaciones para determinar el tipo de estimulación, si se requiere y finalmente, efectuar pruebas de producción por diferentes estranguladores, para precisar el régimen óptimo de producción del pozo y considerar los aparejos superficiales como tuberías de producción, niples de camisa, tapones, receptáculos, empacadores, etc.

Eficiencia de las terminaciones (presiones del ya-

cimiento y de flujo, conservación de la energía, regímenes de producción, perfiles de producción y beneficios que aportan).

En ocasiones un pozo se terminaba de acuerdo con el programa de diseño, no obstante, aportaba una producción inferior a la planeada. Entre las causas se encuentran: una mala selección del intervalo de producción en la formación productora, disparos no ubicados en las zonas más permeables, reducido número de agujeros que resulten de los disparos, diámetros inadecuados de las tuberías de producción, caracterización deficiente del yacimiento y los fluidos contenidos en este o bien, estimulaciones mal diseñadas o ejecutadas, ya que éstas reducen o eliminan el daño a la formación mejorando la permeabilidad en las vecindades del pozo.

Para reducir o eliminar estas causas es importante disponer de los datos necesarios para el diseño, como los de presión de fondo estática, de curvas de incremento y otros, que indicarían si la producción se afectaría por el efecto de daño a la formación.

También deben aprovecharse los registros de producción (de temperatura, de molinete, de densidad de fluidos, de adherencia de cemento y de trazadores radiactivos), para determinar los intervalos de producción reales que aportan fluidos al pozo y de qué parte del intervalo proviene el gas el aceite y el agua, si el intervalo produce o si hay comunicación entre las formaciones atrás de la tubería de revestimiento, etc. (Departamento de Ingeniería Petrolera, 1974a) (**Figura 3**).

Con respecto a la conservación de la energía, por cada pozo en la etapa de terminación se obtiene información de la presión estática y la presión de saturación del aceite contenido, para determinar la producción de aceite, la relación gas-aceite (RGA), el porcentaje de agua, las presiones en la cabeza del pozo (PCP) y las presiones de fondo fluyendo (PFF). Se hace fluir el pozo por estranguladores de diferentes diámetros, se miden los datos de producción y se obtienen gráficas de comportamiento de afluencia para determinar el régimen de producción más conveniente (**Figura 4**).

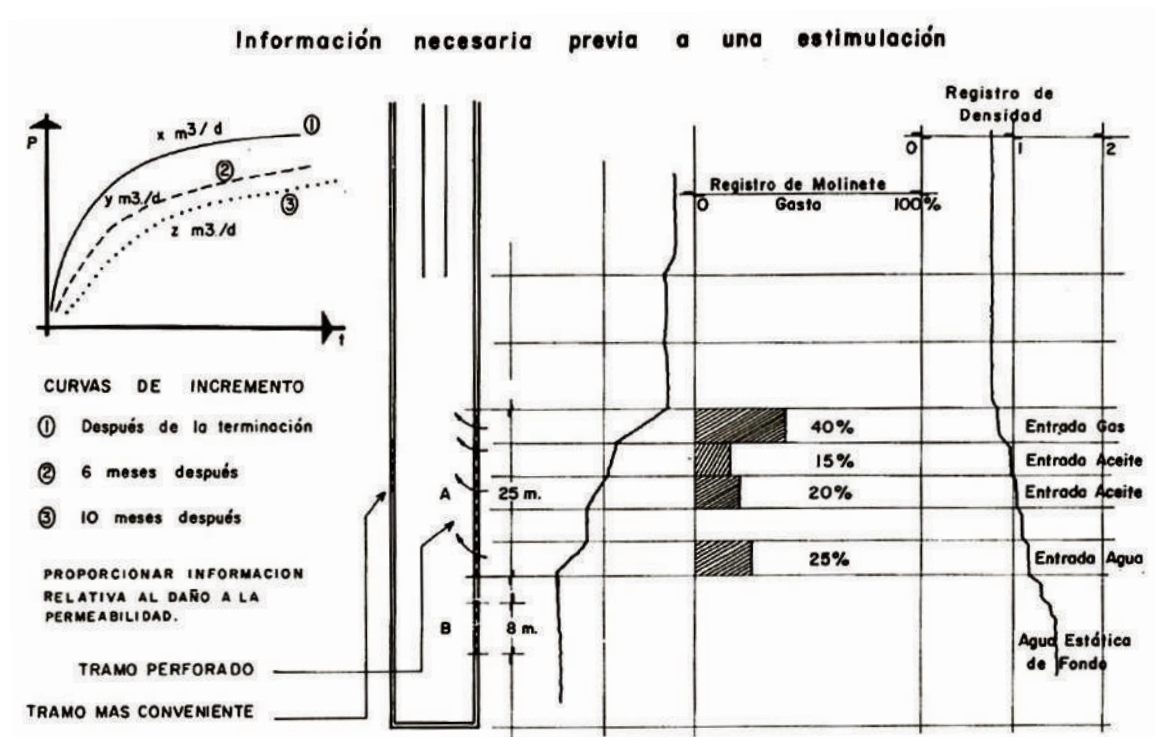


Figura 3. Registros de producción en un pozo productor con dos tramos perforados y gráficas de producción de presiones de fondo estática.

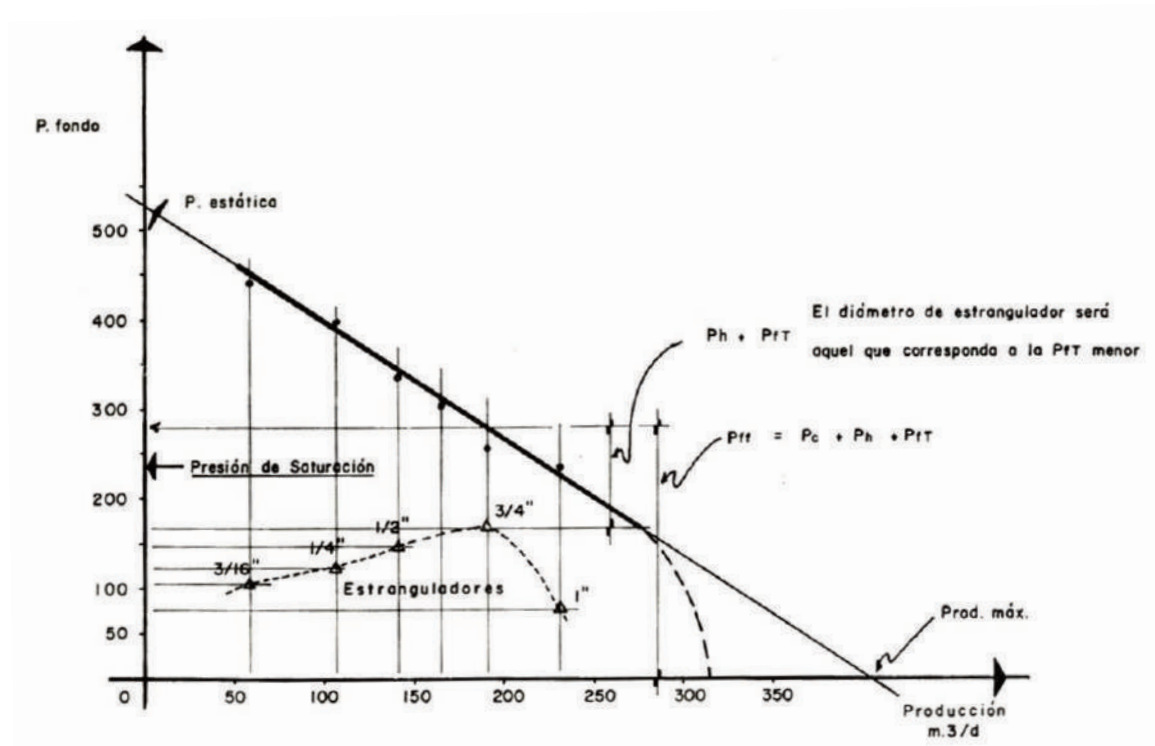


Figura 4. Comportamiento de afluencia

Con respecto a las tuberías de producción, éstas se seleccionaron por pozo para obtener el mayor gasto con las menores pérdidas de energía (menores pérdidas por fricción).

Con base en los trabajos de Griffith (1962), de Duns-Ros (1963) y de Orkiszewsky (1967), se llevó a cabo un estudio de comportamiento de flujo en tuberías verticales para determinar los diámetros de las tuberías de producción apropiadas para las condiciones de cada pozo (**Figuras 5a y 5b**).

En el área Tabasco-Chiapas los primeros pozos se terminaron con tuberías de producción de 2-3/8" y 3-1/2", pero con base en el estudio citado, los pozos subsiguientes se terminaron con tuberías de producción de diámetros de 4-1/2" y 5" para mejorar la eficiencia de flujo.

MATERIALES Y MÉTODOS

Las terminaciones de los pozos perforados en el área. Su agrupamiento.

Al 30 de octubre de 1974 se habían perforado 55 pozos en el área cretácica: 25 en el campo Sitio Grande, 17 en el campo Cactus, 7 en Samaria, uno en Cunduacán, uno en Nispero y uno en Savancuy. Las terminaciones de los pozos se clasificaron de la siguiente manera (Departamento de Ingeniería Petrolera, 1974b) (**Figura 6**).

- 1.- Pozos con empacador y terminados en tubería de revestimiento.
- 2.- Pozos terminados en agujero abierto y con empacador (sin tubería de revestimiento en la zona productora).
- 3.- Pozos terminados sin empacador (con tubería de producción libre).
- 4.- Pozos con tubería de revestimiento corta, cementada en un extremo y en el otro con dispositivo pulido para absorber las elongaciones en la TP causadas por las variaciones de la temperatura en el pozo (receptáculo pulido). Los receptáculos pulidos (PBR) permiten utilizar tuberías de producción de diámetros mayores y eliminar el uso de empacadores.

Con base en la clasificación anterior, los pozos se agruparon por campo de la siguiente manera:

Campo Sitio Grande

Grupo 1: Pozos con empacador en TR (liner) de 5" o TR de 7-5/8": 1, 2, 4, 5, 8, 90, 92, 93, 100, 101, 111 y 121.

Grupo 2: Pozos terminados en Agujero Abierto: 6, 71, 73, 80, 91, 94 y 102.

Grupo 3: Pozos con Tubería de Producción libre (TP libre): Pozo 51.

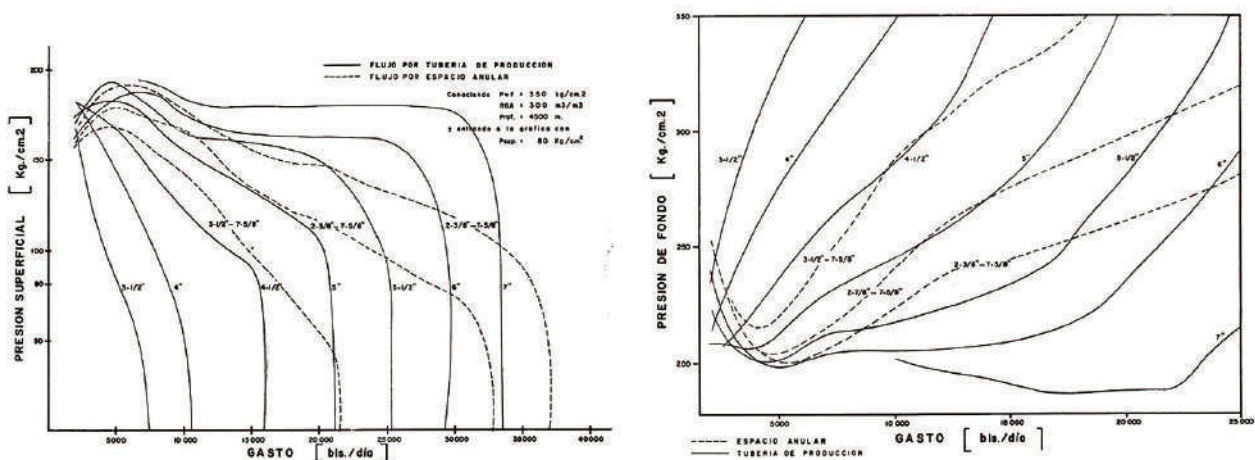


Figura 5. Gráficas de comportamiento de flujo vertical

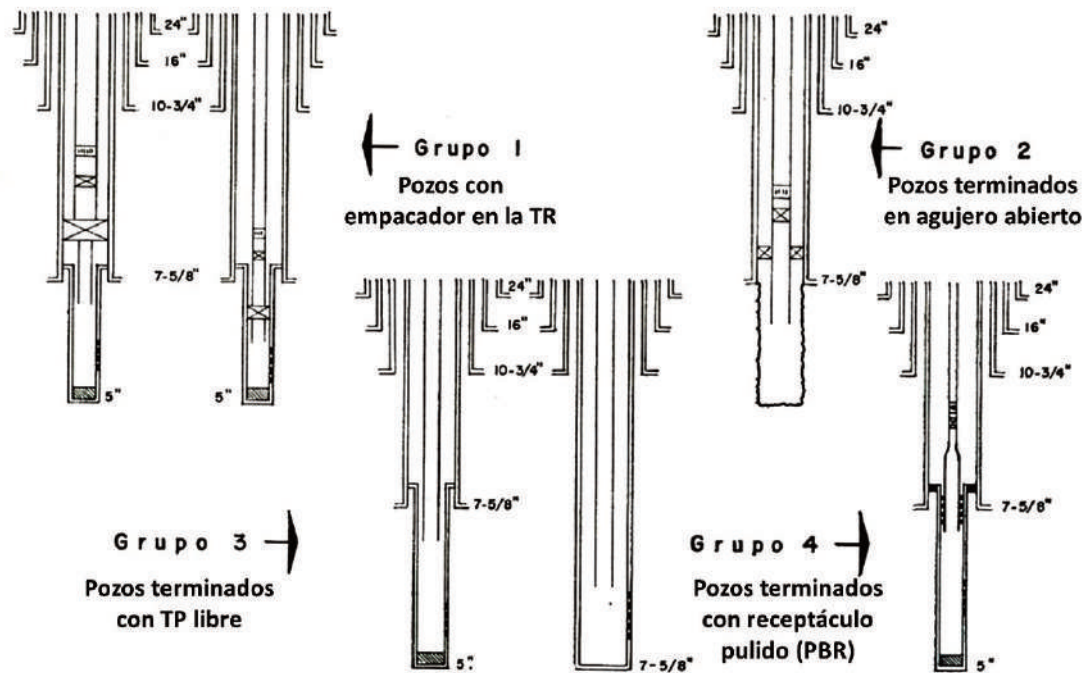


Figura 6. Diferentes tipos de terminaciones efectuadas en el área cretácica

Grupo 4: Pozos con Receptáculo Pulido (PBR): 61, 70, 81, 83, 103 y 150.

Campo Cactus

Grupo 1: Pozos con empacador en TR de 5": 1, 2, 3, 5, 60, 73, 85. Pozos con empacador en Tubería de Revestimiento (TR) de 7-5/8": 4, 6, 7, 53 y 96.

Grupo 2: no hay.

Grupo 3: Pozos con TP libre: 8 y 61.

Grupo 4: Pozos con PBR: 51 y 62.

Campo Samaria

Grupo 1: Pozos en 5": 101. Pozos en 7-5/8": 123 y 125.

Grupo 2: No hay.

Grupo 3: Pozos con TP libre: 102.

Grupo 4: Pozos con PBR: 91, 93 y 103.

Campo Sabancuy

Grupo 2: Pozos en Agujero Abierto: 1.

Cunduacán

Grupo 4: Pozos con PBR: 1.

Níspero

Grupo 1: Pozos con empacador en 7-5/8": 1.

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Análisis de las terminaciones representativas de cada grupo

El análisis de las terminaciones permitió encontrar algunas fallas operativas o de diseño y corregirlas en las subsiguientes perforaciones.

Se determinó que las terminaciones más representativas de los cuatro grupos fueron las siguientes:

Del grupo 1: las correspondientes a los pozos Sitio Grande 1 y 101 y Cactus 2.

Del grupo 2: Pozos Sitio Grande 91 y Sabancuy 1.

Del grupo 3: Pozos Sitio Grande 51 y Samaria 102.

Del grupo 4: Pozos Sitio Grande 70, Samaria 103 y Cactus 62.

Para cada uno de estos pozos, como para todos los perforados en el área cretácica Tabasco-Chiapas, se elaboraba una correlación con sus registros geofísicos (*Schlumberger*, 1972) y sus diagramas de terminación.

Las Figuras 7 a 10 muestran los estados mecánicos y las correlaciones con registros de algunos pozos más representativos de cada uno de los cuatro

grupos en los que se clasificaron las terminaciones que en ese tiempo se habían realizado y que mostraban las condiciones de las terminaciones de los pozos

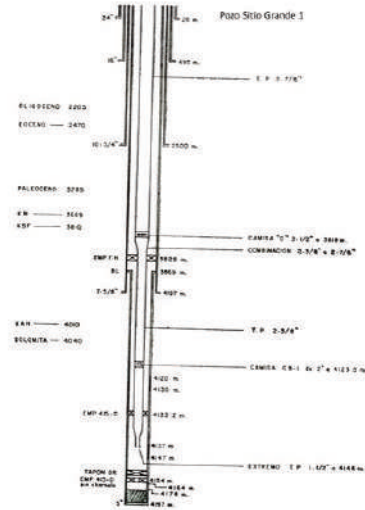


Figura 7-a. Estado mecánico del pozo

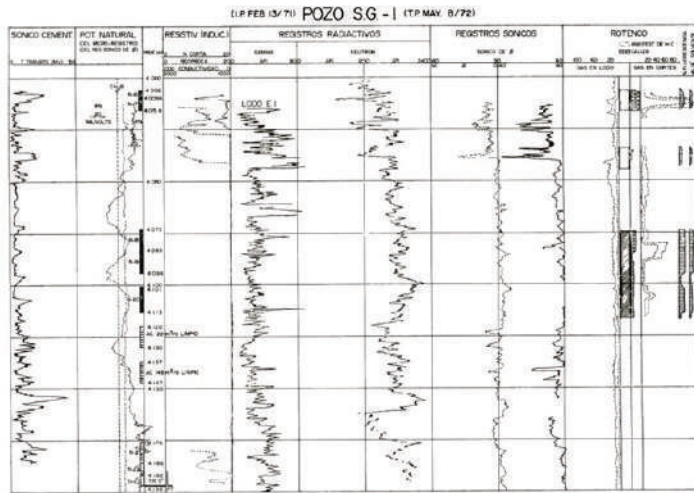


Figura 7-b. Registros convencionales intervalo 4000 m - 4200 m

Figura 7. Grupo 1: Pozo Sitio Grande 1

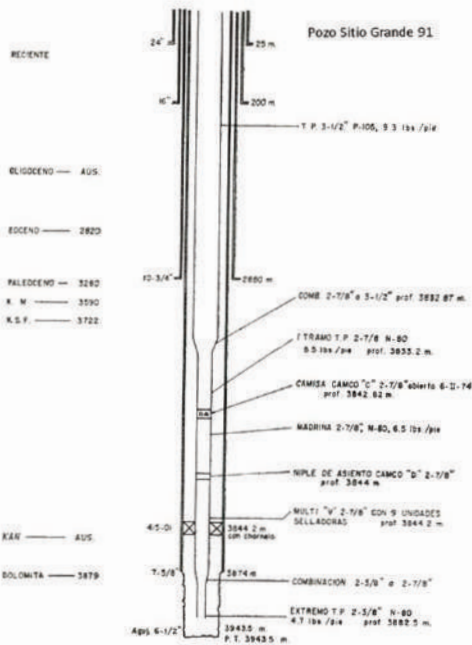


Figura 8-a. Estado Mecánico del pozo

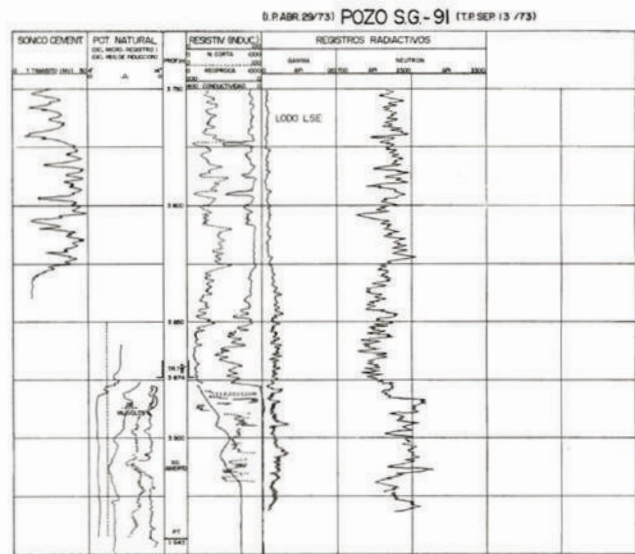


Figura 8-b. Registros convencionales, intervalo 3750 m - 3950 m

Figura 8. Grupo 2: Pozo Sitio Grande 91

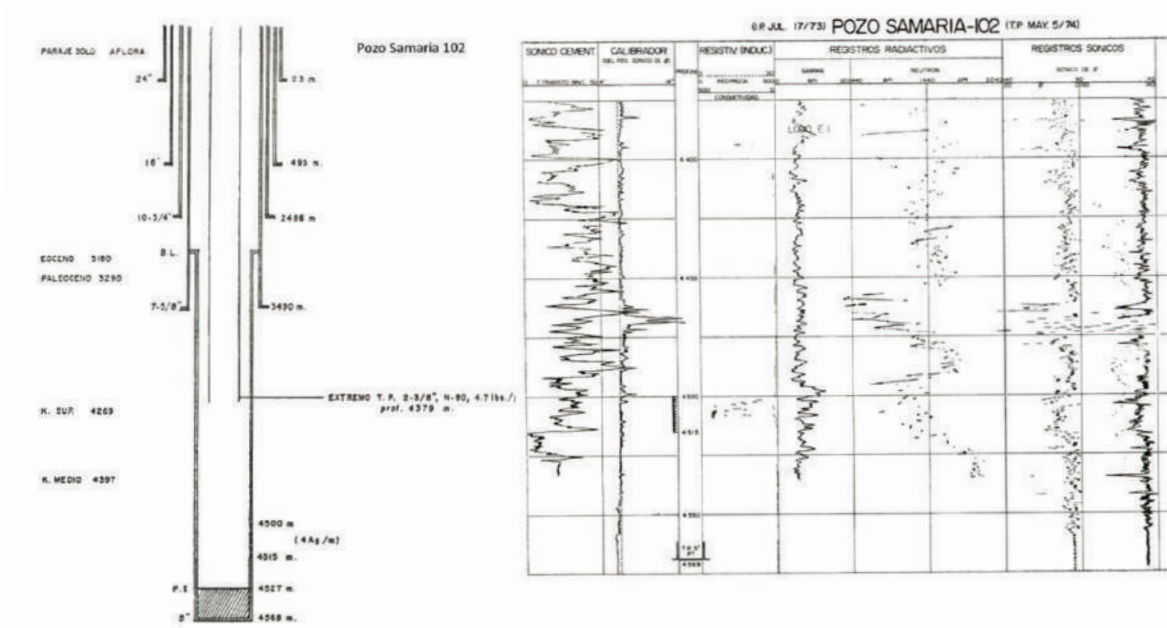


Figura 9-a. Estado mecánico del pozo

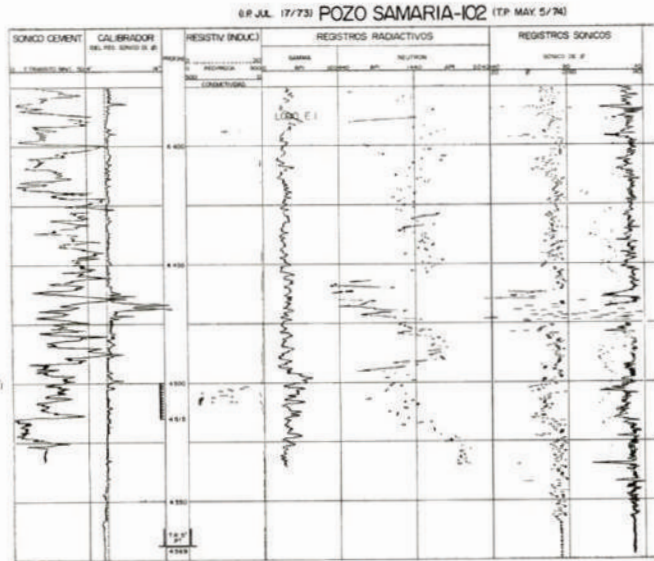


Figura 9-b. Registros convencionales, intervalo 4375 m – 4575 m

Figura 9. Grupo 3: Pozo Samaria 102

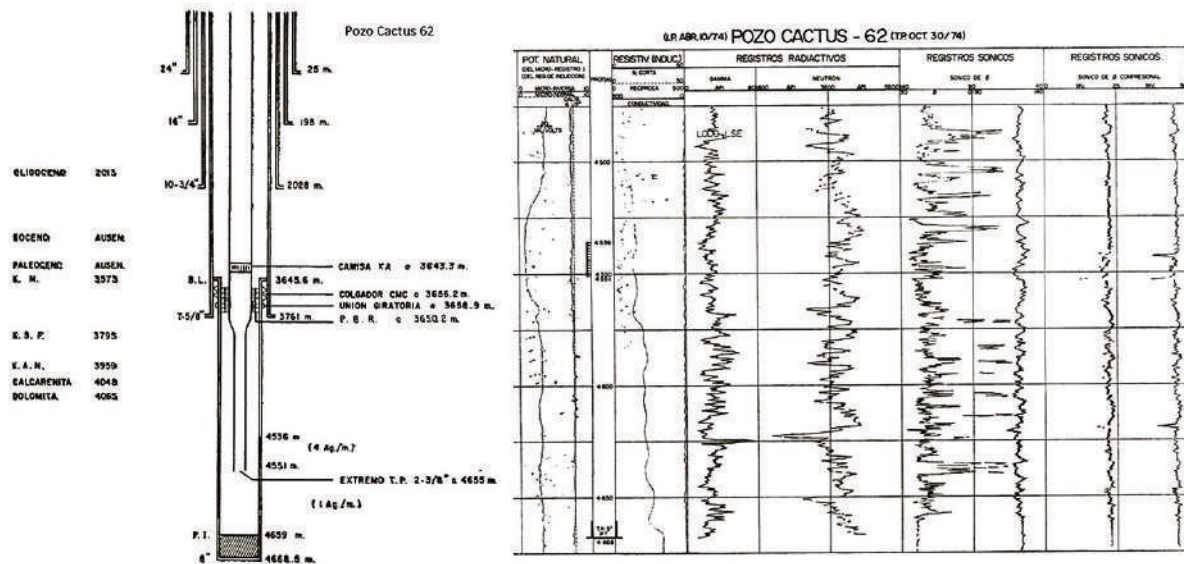


Figura 10-a. Estado mecánico del pozo

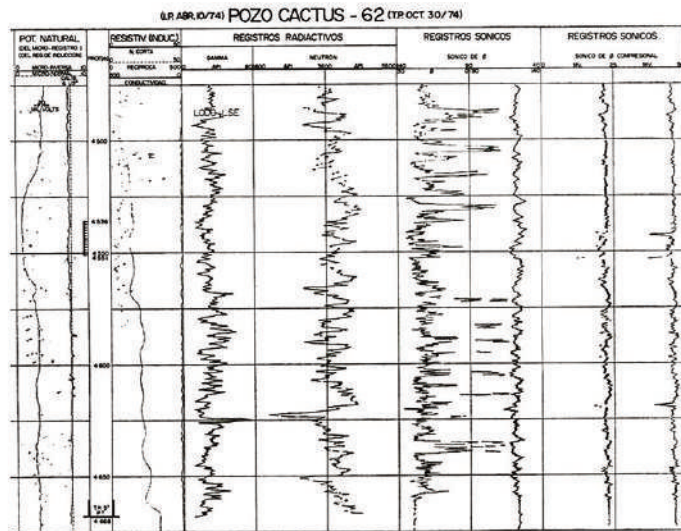


Figura 10 b. Registros convencionales, intervalo 4475 m – 4675 m

Figura 10. Grupo 4: Pozo Cactus 62

en el área de estudio. Las correlaciones de los pozos Sitio Grande 1, Samaria 102 y Cactus 2 permitieron identificar la ausencia de información de los registros de potencial natural, de calibración del agujero, del registro de microsonda y de la curva de resistividad de espaciamento corto ($AM = 0.40'$) del registro de inducción, la causa fue que los registros se realizaron en seno de lodo emulsionado base aceite, el cual se utilizaba para perforar los intervalos de formaciones hidrófilas. Las herramientas disponibles en PEMEX en ese entonces no estaban habilitadas para medir a través de fluidos base aceite.

En algunas correlaciones como la del pozo Cactus 62, se utilizó otro conjunto de registros que incluía curvas de rayos gamma y neutrón (*Schlumberger*, 1974) y cuatro curvas de registro sísmico, estas curvas correspondían al sísmico compresional y no proporcionaban una buena definición por su baja resolución como la del registro neutrón, pero podían utilizarse para obtener lo que en ese tiempo se llamaban registros computados, en los que se correlacionaban los registros mencionados con algunos cálculos adicionales para obtener porosidades y saturaciones entre otros resultados.

En la correlación del pozo Sitio Grande 91, no aparecieron registros sísmicos debido a que durante la operación se encontró resistencia en el agujero, pero en la corrida previa se pudieron obtener los registros de potencial natural, calibrador, microsonda, de resistividad de la sonda de inducción y registros radiactivos, los que en su conjunto permitieron efectuar una interpretación cualitativa para después realizar pruebas de producción.

En la correlación del pozo Sitio Grande 101 se tienen las curvas de potencial natural, de inducción, las 2 curvas del registro radiactivo, 2 perfiles sísmicos y las curvas correspondientes al registro continuo de lodo (ROTENCO), con el que se obtenía información complementaria a la de los registros geofísicos.

Una vez que se identificaron los resultados favorables en cada uno de los tipos de terminaciones, se emitieron los siguientes lineamientos, que a la postre formarían parte de los procedimientos para la etapa de terminación de pozos:

- a. Modificar el programa de tuberías de revestimiento para las formaciones productoras del Cretácico con una tubería corrida hasta la superficie, cementada en la cima del Jurásico y en caso de encontrar producción comercial en éste, cementar una tubería corta.
- b. Al perforar la caliza productora, no utilizar lodos de perforación de emulsiones inversas (base aceite) lo que permitiría obtener registros de resistividad confiables.
- c. Determinar La densidad de disparos más adecuada a las características de las formaciones productoras que permitan al pozo producir, y si es necesario, estimular la formación mediante la técnica de “entrada limitada”.
- d. Obtener de manera rutinaria y oportuna en cada pozo terminado el mayor número de datos posible que permitan conocer las características de las formaciones y de los fluidos contenidos en ellas, principalmente: presión de fondo estática (PFE), presión de fondo fluyendo (PFF), presión de saturación (PSAT), presiones superficiales (PSUP), permeabilidad (K) y porosidad (ϕ).
- e. Determinar y utilizar los diámetros adecuados en las tuberías de producción, así como los regímenes de producción, para cada pozo productor.
- f. Obtener y utilizar los registros de producción de manera rutinaria, a fin de propiciar la máxima eficiencia de las terminaciones y controlar el comportamiento de los pozos.
- g. Diseñar las estimulaciones con la información aportada no sólo por los datos de presiones de fondo sino también la aportada por los registros de producción relacionada con el comportamiento de las formaciones y de los fluidos contenidos en estas.

DISCUSIÓN

La utilización de las 4 variantes de terminación de pozos en la primera etapa del desarrollo de los campos

del área cretácica fue posible gracias a que se realizaron las siguientes acciones: selección de intervalos para pruebas de producción, así como la determinación de contactos litológicos. Obtención de curvas de resistividad confiables en intervalos de interés, excepto en aquellos pozos que atravesaban formaciones altamente hidrófilas antes de llegar al cretácico, condición que obligaba a utilizar fluidos de perforación base aceite.

Por los grandes volúmenes de información y la experiencia adquirida por el personal del área de desarrollo de campos, sólo se realizaba interpretación cualitativa de registros tomados en los pozos de desarrollo, en los pozos exploratorios se realizaban interpretaciones cuantitativas y se incluían los registros del lodo de perforación. La mayoría de los pozos del área se cementaron con tubería de 5" excepto los pozos terminados en agujero abierto, lo que obligaba a la utilización de herramientas de diámetro pequeño (tubería de producción, empacadores, tapones cementadores).

Se utilizaron empacadores en los pozos del área con el propósito de separar horizontes productores y para proteger las tuberías de revestimiento de la posible corrosión debida al H²S. Se utilizaron Receptáculos pulidos (PBR) para evitar la rotura o desprendimiento de los aparejos superficiales de las tuberías de producción, estos dispositivos permitían absorber las elongaciones y contracciones en las tuberías que generaban los cambios bruscos de temperatura, estos cambios ocurrían cuando se realizaban estimulaciones ácidas. En algunos casos se utilizó la técnica de las TP colgadas, que eliminaba el uso de empacadores, receptáculos pulidos, niples de camisa y de tapones, lo que constituyó un acierto.

Las limitaciones en materiales y tiempo obligaron a tomar decisiones que daban soluciones en el momento, pero no fueron un acierto en todos los casos, como la utilización de niples de camisa deslizable y niples para tapones, que, al ser operados frecuentemente, propiciaban la comunicación entre la TP y la TR, lo que se consideraba una falla de diseño. Los componentes del empaque "multi V" de los empacadores y receptáculos pulidos eran factores principales

de comunicación entre la TP y la TR, debido a que eran afectados por la temperatura de fondo y el desgaste natural provocados por los movimientos causados por las variaciones de temperatura.

Al desgaste también contribuían las desviaciones a la vertical que existen entre el receptáculo y el elemento que se acopla. Las reducciones de los diámetros de las tuberías de producción originaban pérdidas de presión por fricción e imposibilitaban el uso de herramientas con pistolas, registradores de presiones de fondo, herramientas para tomar registro de producción, etc., lo que constituía inconvenientes severos. En formaciones de alta permeabilidad como son las del área cretácica, se observó que las terminaciones en agujero abierto podían provocar el avance prematuro de agua cuando el pozo se perfora cerca del contacto aceite-agua y resultaba difícil determinar la eficiencia de las estimulaciones y el aislamiento de zonas indeseables.

Las Conexiones superficiales con límites de operación bajos restringía la presión de trabajo de árboles y cabezales utilizados en los pozos del área y no permitían la aplicación de técnicas de estimulación que requerían presiones de inyección elevadas.

CONCLUSIONES.

Los problemas y fallas más comunes en las terminaciones de los pozos que se identificaron al inicio del desarrollo de los campos del área cretácica consistieron en información deficiente, fluidos de perforación base aceite (inadecuados para la toma de los registros de la época), resoluciones muy bajas por el tipo de herramientas, fallas en las cementaciones, comunicación a través de empacadores y otras herramientas, fallas por elongación de tuberías, reducción de diámetros y otros más. La revisión y análisis de los problemas permitió llegar a los siguientes resultados:

- La comunicación a través de los empacadores, niples de ventana y receptáculos, se resolvió gracias a la eliminación de estos elementos, en particular en los pozos terminados con TP libre colgada.
- Las fallas originadas en las tuberías cortas

- se eliminaron, ya que se dejaron de usar.
- Las pérdidas de tiempo durante las pruebas de la TP se evitaron con la eliminación de las pruebas, sólo se cuidaba de realizar el «apriete necesario».
 - Se eliminaron los problemas de obstrucción causados por las pistolas durante su introducción, ya que dejaron de utilizarse sargas de tubería de producción de diámetro pequeño.

Aunque cada pozo requiere de una terminación particular en función de sus características, no siempre se contaba con la información o con los insumos más adecuados, por lo que las acciones se enfocaban a proponer la terminación más conveniente para los pozos perforados en el área cretácica. La solución a la que se llegó para las terminaciones de los pozos fue la utilización de una tubería de revestimiento corrida hasta la superficie y con un aparejo subsuperficial constituido por una tubería de producción cuya función principal sería el control del pozo y como una

rama auxiliar de producción, ya que el pozo produciría por el espacio anular.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Schlumberger**, 1972, Log Interpretation, Volume I-Principles: Schlumberger Limited.
- Schlumberger**, 1974, Log Interpretation, Volume II-Applications: Schlumberger Limited.
- Duns, II., Ros, NCJ.**, 1963, Vertical Flow of Gas and Liquid Mixtures in Wells: Proceedings, 6th World Petr. Congress, Frankfurt, Germany.
- Griffith, P.**, 1962, Two -Phase Flow in Pipes: Summer Program, M.I.T.
- Orkiszewsky, J.**, 1967, Predicting two Phase Pressure Drops in Vertical Pipe, JPT, June, 1967.
- Departamento de Ingeniería Petrolera**, 1974a, Reportes Diarios de Perforación y Terminación de pozos: Departamento de Ingeniería Petrolera, Villahermosa, Tabasco.
- Departamento de Ingeniería Petrolera**, 1974b, Informes Técnicos: Departamento de Ingeniería Petrolera, Villahermosa, Tabasco.

