

01124
24



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**“CONTROL DE PRESIONES DURANTE LA
PERFORACIÓN DE POZOS EN AGUAS
PROFUNDAS”**

T E S I S QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO PETROLERO
P R E S E N T A

RAFAEL MAGDALENO SOLIS

DIRECTOR
M.I. JOAQUÍN MENDIOLA SÁNCHEZ

ASESOR
ING. JUAN ANTONIO MORALES DÍAZ DE VIVAR



México, D. F.

Noviembre, 2003

A

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

PAGINACION DISCONTINUA



SECRETARÍA DE EDUCACIÓN PÚBLICA
MEXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA
DIRECCIÓN
60-I-1097

SR. RAFAEL MAGDALENO SOLIS
Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor M. I. Joaquín Mendiola Sánchez y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

CONTROL DE PRESIONES DURANTE LA PERFORACIÓN DE POZOS EN AGUAS PROFUNDAS

- I INTRODUCCIÓN
- I ANTECEDENTES Y GENERALIDADES
- II ESTABILIDAD DEL AGUJERO
- III CONTROL DE BROTES
- IV PÉRDIDAS DE CIRCULACIÓN
- V CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES
- REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de la Administración Escolar en el sentido de que se imprima en lugar visible de cada ejemplar de la tesis el título de ésta.

Asimismo, le recuerdo que la Ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar examen profesional.

Atentamente
"POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU"
Cd. Universitaria, D. F., a 27 de octubre de 2003
EL DIRECTOR

M. en C. GERARDO FERRANDO BRAVO

GRB*JAGC*gtg

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

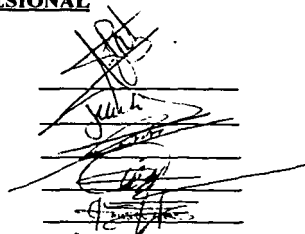
**“CONTROL DE PRESIONES DURANTE LA PERFORACIÓN DE POZOS EN
AGUAS PROFUNDAS”**

Tesis presentada por: RAFAEL MAGADALENO SOLIS

Dirigida por: M.I. JOAQUÍN MENDIOLA SÁNCHEZ

JURADO DEL EXAMEN PROFESIONAL

PRESIDENTE: M.I. José Martínez Pérez
VOCAL: M.I. Joaquín Mendiola Sánchez
SECRETARIO: Ing. Martín Terrazas Romero
1ER SUPLENTE: Ing. Javier Arellano Gil
2º SUPLENTE: Ing. María Cristina Avilés Alcántara



Ciudad Universitaria, noviembre del 2003

AGRADECIMIENTOS

A mis padres, Francisco Magdaleno Sierra y Alma Solís de Magdaleno por todo el amor y apoyo durante toda mi vida, gracias a ellos soy un hombre con sueños y objetivos.

A mis hermanos, Paula, Francisco y Nelly Magdaleno Solís por todo el cariño y apoyo incondicional durante toda mi vida.

A mi hermana, Alma Magdaleno Solís porque donde sea que se encuentre estoy seguro que ella comparte conmigo este momento tan importante en mi vida.

A Mariana Ximello González por todo el apoyo que me brindó para la elaboración de este trabajo y por iluminar mi vida cuando más difícil estaba mi situación escolar.

A mi familia por todo el interés mostrado durante mi vida y por el apoyo que me brindaron cuando lo necesite.

A mis amigos de la carrera: Omar Ramírez, Ramón Gómez, Juan Romero, Rodrigo Cancino, Edgar Ruiz, Jazael Ballina, Raúl Chevanier, Erick Fuentes, Maribel Jaime, Roberto Galindo y Ángel Arellano por su amistad y apoyo en esos momentos difíciles durante la carrera.

A mis amigos de la Facultad de Ingeniería: Jeanne Murguía, Rene Lara, Sergio Martínez, Horacio Olvera, Jesús Manuel Silva, Carlos González, Arturo Aguilar, Ángel Oropeza, Emmanuel Enciso, José Romero, Israael Acosta e Israel Durán por su amistad y apoyo en esos momentos difíciles en ese terrible anexo.

A mis amigos del Instituto del Petróleo: Cesar Jiménez, Alonso Platas, Mario García, Jesús Guerra, José Ortiz y Alejandro Delgado por hacerme pasar esos momentos tan divertidos en el Instituto.

Al Ing. Juan Antonio Morales Díaz de Vivar por la asesoría durante el desarrollo del trabajo y por su amistad.

A los Ingenieros: José Martínez, Joaquín Mendiola, Martín Terrazas, Javier Arellano y Cristina Aviles por haber aceptado ser mis sinodales.

Al Instituto Mexicano del Petróleo por haberme permitido realizar mi trabajo de tesis en sus instalaciones y por el apoyo brindado.

A la Universidad Nacional Autónoma de México por permitirme ser un hombre de bien para la sociedad, estaré eternamente agradecido con mi alma mater.

ÍNDICE

LISTA DE FIGURAS Y TABLAS	iii
INTRODUCCIÓN	1
1. ANTECEDENTES Y GENERALIDADES	4
2. ESTABILIDAD DEL AGUJERO	14
2.1 Flujo de Aguas Someras	14
2.1.1 Inestabilidad del agujero en la zona de flujo de aguas someras	15
2.1.2 Mecanismos que causan el flujo de aguas someras	17
2.1.3 Problemas que se presentan por el flujo de aguas someras	20
2.2 Química de las Arcillas	23
2.2.1 Mecanismos de formación de carga superficial de las arcillas	23
2.2.2 Estructura de la doble capa electrostática en las partículas de arcillas	24
2.2.3 Efectos de los factores fisicoquímicos sobre el potencial "z", propiedades de la doble capa electrostática y estabilidad de las arcillas	26
2.2.4 Potencial químico	31
2.3 Control de Lutitas	31
2.3.1 Causas de la inestabilidad originada por la lutita	33
2.3.2 Mecanismos de hidratación de las lutitas	35
2.3.3 Mecanismos para el control de la hidratación de las lutitas	36
3. CONTROL DE BROTES	40
3.1 Métodos de Detección de Brotes	40
3.2 Posibles Problemas al Presentarse un Brote	45
3.3 Escenarios y Riesgos de los Brotes	51
3.4 Métodos de Control de Brotes	58
3.4.1 Método del perforador para aguas profundas	58
3.4.2 Método de gasto de flujo adicional	66
3.4.3 Método de la máxima presión anular superficial permisible	71
3.4.4 Método de la máxima presión permisible en los preventores	73
3.5 Arreglos de Preventores	76
3.5.1 Tipos de arreglos de preventores en aguas profundas	76
3.5.2 Sistemas de control de preventores	79

3.5.3 Problemas de los preventores en aguas profundas	81
4. PÉRDIDAS DE CIRCULACIÓN	83
4.1 Causas que Provocan las Pérdidas de Circulación	83
4.2 Procedimientos para Eliminar las Pérdidas de Circulación	86
4.3 Fluidos y Materiales para Controlar las Pérdidas de Circulación.	88
4.3.1 Desarrollo de nuevos materiales para las pérdidas de circulación	89
4.3.2 Partículas empleadas para controlar las pérdidas de circulación	90
4.3.3 Nuevos sistemas de cementación para el control de pérdidas de circulación	91
4.4 Planeación Para el Control de las Pérdidas de Circulación	92
5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	96
NOMENCLATURA	100
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	102

LISTA DE FIGURAS Y TABLAS.

Figura 1.1	Presión hidrostática de una columna de fluidos de diferentes densidades en aguas profundas.	10
Figura 1.2	Presión de sobrecarga en aguas profundas	10
Figura 1.3	Presión de poro en aguas profundas	13
Figura 1.4	Presión de fractura en aguas profundas	14
Figura 1.5	Relación de Poisson para el Golfo de México Fuente: Eaton, B. A., 1997, "Fracture gradient prediction for the new generation", World Oil, Octubre 1997, pp. 93-100.	16
Figura 2.1	Ventana operativa a distintas profundidades marinas Fuente: Falcao, J. L., "Uncertainties in the pore pressure evaluation in deepwater: a statistical approach", Society of Petroleum Engineers 78247, Octubre 2002.	18
Figura 2.2	Relación de esfuerzo y porosidad Fuente: Marcos, G. O., "Influencia del Flujo de Agua en Formaciones Someras en la Perforación de Pozos Costa Afuera", Tesis Facultad de Ingeniería, UNAM, México, D.F, Marzo 2001.	20
Figura 2.3	Variación de esfuerzos efectivos y de la presión de poro en aguas someras y aguas profundas Fuente: Marcos, G. O., "Influencia del Flujo de Agua en Formaciones Someras en la Perforación de Pozos Costa Afuera", Tesis Facultad de Ingeniería, UNAM, México, D.F, Marzo 2001.	20
Figura 2.4	Nomenclatura de las tuberías de revestimiento y de los apilamientos Fuente: Alberty, M.A., Hafle, M. E., "Mechanicms of shallow waterflows and drilling practices for intervention", Offshore Technology Conference 8301, Mayo 1997.	22
Figura 2.5	Desequilibrio de la compactación como un origen de las reopresiones Fuente: Alberty, M.A., Hafle, M. E., "Mechanicms of shallow waterflows and drilling practices for intervention", Offshore Technology Conference 8301, Mayo 1997.	23
Figura 2.6	Compactación diferencial como un origen de las reopresiones Fuente: Alberty, M.A., Hafle, M. E., "Mechanicms of shallow waterflows and drilling practices for intervention", Offshore Technology Conference 8301, Mayo 1997.	24
Figura 2.7	Colapsamiento del riser Fuente: Adams, N. J., "Well control problems and solutions", The Petroleum Publishing Company, Tulsa, Oklahoma, 1980, pp. 166 – 200.	25
Figura 2.8	Pandeo de la tubería debido a la dilatación de la arena Fuente: Marcos, G. O., "Influencia del Flujo de Agua en Formaciones Someras en la Perforación de Pozos Costa Afuera", Tesis Facultad de Ingeniería, UNAM, México, D.F, Marzo 2001.	26
Figura 2.9	Esquema principal de la doble capa electrostática en la frontera de la superficie basal de una arcilla – solución acuosa Fuente: Tchistiakov, A. A., "Colloid Chemistry of In-Situ Clay-Induced Formation Damage", Society Petroleum Engineers 58747, Febrero 2000.	29

Figura 2.10	Mecanismo Osmótico Fuente: NL Baroid, "Manual of drilling fluids technology", NL Baroid / NL Industries, Inc, volume 2, 1979.	41
Figura 3.1	Totalizador de volumen de lodo en presas en equipos flotantes Fuente: Adams, N. J., "Well control problems and solutions", The Petroleum Publishing Company, Tulsa, Oklahoma, 1980, pp. 166 – 200.	45
Figura 3.2	Desarrollo de un brote no detectado Fuente: James, J., Rezmer-Cooper, I., "MABOPP-New diagnostics and procedures for deep water well control", Society of Petroleum Engineers 52765, Marzo 1999.	46
Figura 3.3	Esquema simplificado de un detector de brotes Fuente: Hargreaves, D., Jardine, S., "Early kick detection for deepwater drilling: new probabilistic methods applied in the field", Society of Petroleum Engineers 71369, Octubre 2001.	48
Figura 3.4	Esquema de varios tipos de modelos Fuente: Hargreaves, D., Jardine, S., "Early kick detection for deepwater drilling: new probabilistic methods applied in the field", Society of Petroleum Engineers 71369, Octubre 2001.	48
Figura 3.5	Brote generado durante operaciones de pesca	57
Figura 3.6	Descontrol generado a partir de un yacimiento de 15,500 psi a 5,183 m	58
Figura 3.7	El brote se manifiesta en la tubería de perforación luego de que el pozo se derrumba	59
Figura 3.8	El peor caso de brote. Corte de la tubería de perforación. El aumento repentino de la presión rompe la zapata o la tubería de revestimiento. El pozo se descontrola subterráneamente de nuevo.	61
Figura 3.9	Opciones cuando las bombas aumentan de velocidad Fuente: Bertin, D., Lassus-Dessus, J., López, B., "Well control guidelines for Girassol", Society of Petroleum Engineers 52763, Marzo 1999.	66
Figura 3.10	Curvas de control para el método del perforador en aguas profundas Fuente: Bertin, D., Lassus-Dessus, J., López, B., "Well control guidelines for Girassol", Society of Petroleum Engineers 52763, Marzo 1999.	71
Figura 3.11	Diagrama de flujo para el método del perforador para aguas profundas	73
Figura 3.12	La circulación de gas hacia fuera muestra la contribución relativa del incremento de caídas de fricción, de presión de estrangulamiento y de la reducción de la presión hidrostática Fuente: James, J., Rezmer-Cooper, I., "MABOPP-New diagnostics and procedures for deep water well control", Society of Petroleum Engineers 52765, Marzo 1999.	78
Figura 3.13	Comparación entre el método $P_{TRsupmax}$ y el método P_{BOPmax} Fuente: James, J., Rezmer-Cooper, I., "MABOPP-New diagnostics and procedures for deep water well control", Society of Petroleum Engineers 52765, Marzo 1999.	79
Figura 3.14	Arreglo típico de preventores submarinos Fuente: Holand, P., "Reliability of deepwater subsea blowout preventer", SPE Drilling & Completion, Marzo 2001, pp. 12-17.	72

Figura 3.15	Arreglo de preventores con compuertas hidráulicas Fuente: Vigeant, S., "How well control equipment is advancing to meet deepwater needs. Part II", World Oil, Julio 1998, pp 93 - 97.	83
Figura 3.16	Sistema de control electrohidráulico multiplexado Fuente: Vigeant, S., "How well control equipment is advancing to meet deepwater needs. Part II", World Oil, Julio 1998, pp 93 - 97.	86
Figura 4.1	PCP para fracturas indicidas y formaciones permeables porosas. Fuente: Sanders, W., Williamson, R., "Lost circulation assessment and planning program: evolving strategy to control severe losses in deepwater projects", Society of Petroleum Engineers 79836, Febrero 2003.	95
Figura 4.2	Diagrama de flujo para controlar pérdidas de circulación en aguas profundas Fuente: Sanders, W., Williamson, R., "Lost circulation assessment and planning program: evolving strategy to control severe losses in deepwater projects", Society of Petroleum Engineers 79836, Febrero 2003.	100
Tabla 1.1	Densidades de materiales a diferentes intervalos de profundidad Fuente: Eaton, B. A., 1997, "Fracture gradient prediction for the new generation", World Oil, Octubre 1997, pp. 93-100.	11
Tabla 2.1	Clasificación general de las lutas Fuente: NL Baroid, "Manual of drilling fluids technology", NL Baroid / NL Industries, Inc, volume 2, 1979.	36
Tabla 2.2	Presión osmótica para fluidos base aceite Fuente: NL Baroid, "Manual of drilling fluids technology", NL Baroid / NL Industries, Inc, volume 2, 1979.	40
Tabla 3.1	Métodos de detección de brotes en pozos terrestres y marinos Fuente: Choe, J., "Analysis or riserless drilling and well-control hydraulics", SPE Drilling & Completion, Marzo 1999, pp. 71 - 80.	45
Tabla 4.1	Principales causas que provocan pérdidas de circulación en aguas profundas	88
Tabla 4.2	Clasificación de las pérdidas de circulación Fuente: "Classification of lost circulation zones", www.kingdomdrilling.co.uk , 2000.	89
Tabla 4.3	Materiales empleados para contener pérdidas de circulación Fuente: "Classification of lost circulation zones", www.kingdomdrilling.co.uk , 2000.	93
Tabla 4.4	Formulaciones de lechadas usando aditivos líquidos en varios cementos API Fuente: Faul, R., Reddy, B., "Next-generation cementing systems to control shallow water flow", Offshore Technology Conference 11977, Mayo 2000.	96

INTRODUCCIÓN

Debido a la gran necesidad que tiene Petróleos Mexicanos de incrementar las reservas de hidrocarburos del país, ha tenido que desarrollar programas para llevar a cabo perforación en aguas profundas.

Con el paso de los años las operaciones de perforación de pozos marinos han ido evolucionando, debido a los grandes requerimientos que se tiene en el mundo de incorporar reservas de hidrocarburos, por ejemplo, en la década de los años sesenta generalmente se perforaban pozos con tirante de agua de 150 pies. Hoy en día, cuando se perfora un pozo que supera los 1300 pies de tirante de agua se considera un pozo en aguas profundas y cuando superan el tirante de agua de 3300 pies ya se consideran pozos en aguas ultraprofundas.

La presencia de una gran columna de agua provoca significantes diferencias entre la perforación de pozos en aguas profundas y pozos en tierra. Las principales diferencias son:

- El agua es fría, lo que puede causar la formación de hidratos.
- El conjunto de preventores esta situado en el lecho marino (actualmente se están haciendo estudios de conjunto de preventores superficiales en aguas profundas).
- El agua es más ligera que la roca.
- No es posible emplear equipo convencional de perforación.

La temperatura que existe en el lecho marino en un pozo en aguas profundas es muy baja, lo que ocasiona que se tenga la formación de hidratos y que se alteren las propiedades del fluido de perforación.

La selección de un fluido de perforación es importante para el control de las presiones que actúan durante la perforación de pozos en aguas profundas. Debido a la baja temperatura que se tiene en aguas profundas se producen cambios tanto en la densidad y en las propiedades reológicas del fluido de perforación, lo que ocasiona que no sea posible usar los fluidos convencionales para perforar pozos en tierra; los fluidos de perforación que se utilizan en aguas profundas son más ligeros que los fluidos empleados en pozos en tierra, esto se debe a que la ventana operativa en aguas profundas es más estrecha.

Cuando se tienen actividades de perforación de pozos en aguas profundas un punto que es imposible eliminar son los problemas de control de pozos, ya que es común que en estos ambientes se presenten.

El control de pozos en aguas profundas plantea algunos problemas especiales, los cuales están relacionados a la profundidad y temperatura del agua, así como a la localización del conjunto de preventores en el fondo marino. Los problemas más frecuentes que se presentan son:

- El estrecho margen de trabajo en la ventana operativa (entre la presión de formación y la presión de fractura).
- Dificultad en la detección de brotes debido al gran volumen de fluido de perforación circulado y al movimiento de los equipos flotantes.
- Grandes afluencias debido a las dificultades de detección de brotes y a las dificultades que se presentan al momento de cerrar el conjunto de preventores.
- Grandes pérdidas de fricción debido a las altas propiedades reológicas del fluido de perforación, al reducido diámetro y la gran longitud de la línea de estrangulamiento.
- Las bajas temperaturas que existen en el intervalo entre el conjunto de preventores y la superficie.

Cuando se perforan pozos en aguas profundas otro problema difícil de evitar son las pérdidas de circulación del fluido de perforación, este problema se presenta porque en la formación existe un bajo gradiente de fractura, lo que ocasiona que la formación fracture fácilmente y por este motivo el fluido de perforación puede escapar por las fracturas provocadas.

El objetivo de este trabajo es analizar y describir el comportamiento de las presiones que actúan en el proceso de perforación de pozos en aguas profundas, durante los problemas que se pueden presentar durante el desarrollo del mismo, así como mencionar las diferencias que se presentan con pozos convencionales.

En el capítulo 1 se presentan las definiciones de las principales presiones que se presentan durante la perforación de un pozo en aguas profundas, tales como: la presión de formación, la presión de fractura, la presión de sobrecarga, la presión hidrostática, la densidad equivalente del fluido y la presión dinámica.

En el capítulo 2 se analizan los problemas por los que generalmente se presenta inestabilidad en el pozo. Se describen los problemas que provoca el flujo de aguas someras y la interacción que existe entre el fluido de perforación y la formación (generalmente compuesta por lutita). También se hace un análisis de los efectos que hay por la química de las lutitas cuando se perforan pozos en aguas profundas.

En el capítulo 3 se analizan los procedimientos fundamentales para tener un adecuado control de brotes durante la perforación de pozos en aguas profundas. Se presentan los sistemas con los que se cuenta actualmente para una detección temprana de un brote, se describen los posibles problemas que se pueden presentar debido a la presencia de un brote, se analizan algunos escenarios que se han presentado durante la perforación de pozos en aguas profundas. También se presentan los métodos con los que se cuenta actualmente para tener un adecuado control de brotes mientras se perfora en aguas profundas. Por último se presenta una descripción breve de los arreglos de conjunto de preventores y sistemas de control con los que se cuenta para tener un seguro control del pozo.

En el capítulo 4 se analizan las principales causas por las cuales se puede presentar una pérdida de circulación. Se presentan los procedimientos empleados para la eliminación de éste problema. Se describe el desarrollo de los nuevos materiales que se está utilizando actualmente para el control de las pérdidas de circulación y por último se plantea un método empleado para una adecuada planeación de un problema de pérdida de circulación en aguas profundas.

En el capítulo 5 se presentan las conclusiones y recomendaciones para tener un parámetro que ayude a saber cual es el comportamiento de las presiones durante la perforación de un pozo en aguas profundas.

1 ANTECEDENTES Y GENERALIDADES

ESTABILIDAD DEL AGUJERO

La inestabilidad del agujero ocurre principalmente en las lutitas reactivas químicamente, las cuales sobreyacen en el yacimiento. Uno de los principales objetivos del ingeniero de perforación es mantener estable la pared del agujero para evitar colapsos o fracturas.

BROTE

Un brote se define como un problema de control de un pozo en el cual la presión de la formación es mayor que la hidrostática ejercida por la columna de fluido de perforación. Cuando se presenta esta situación, la presión de la formación hace que los fluidos que se encuentran en ella fluyan hacia el interior del pozo y este flujo es llamado brote. Cuando se controla exitosamente un brote, se dice que se ha matado el pozo; de manera inversa, si el brote no se controla se presenta el descontrol del pozo y se tiene un reventón.

La severidad de un brote depende principalmente de dos factores: de la permeabilidad de las rocas y de la presión diferencial impuesta.

BROTE DE GAS

Este tipo de brote es el más peligroso, debido a que las presiones que debe soportar tanto la tubería de revestimiento como la formación expuesta, son las mayores. También debe considerarse la tendencia del gas a migrar a través de la columna de fluido de perforación cuando no está circulando. Si el gas migra sin que se le permita expandirse, mantendrá su misma presión a medida que se mueve y por lo tanto, aumentará la presión en todos los puntos del pozo, incluyendo la presión en la tubería de revestimiento, la presión sobre la formación y la presión de fondo en la tubería de perforación. A medida que este tipo de brote se circula con un control adecuado, la presión en la tubería de revestimiento aumentará continuamente hasta que el gas llegue a la superficie y a medida que el gas empiece a salir del pozo, la presión en la tubería de revestimiento empezará a disminuir.

BROTE DE LÍQUIDO

Un brote de líquido no se expande a medida que se va circulando y las variaciones en la presión de la tubería de revestimiento son mucho menores que las asociadas con un brote de gas. A menudo ocurre que la presión en la tubería de revestimiento disminuye a medida que el brote se circula, desde el espacio anular frente a los lastrabarrenas, hacia el espacio anular de mayor área frente a la tubería de perforación. Esto se debe a que los fluidos del brote ocuparán menor espacio vertical en aquella parte de la sarta donde exista una mayor capacidad. Una disminución en la presión de la tubería de revestimiento es una clara indicación de un brote de agua y esta presión debe permanecer más o menos constante mientras se circula el brote.

PÉRDIDAS DE CIRCULACIÓN

La pérdida de circulación se define como la pérdida del fluido de perforación, lechada de cemento o cualquier fluido durante las operaciones de perforación. La magnitud de la pérdida puede variar desde un leve descenso del nivel de las presas, hasta la ausencia total de flujo en la línea de flote, siendo ésta última situación la más problemática y que puede incluso llegar a ser la causa de que se abandone un pozo. Es importante hacer notar que no deberá confundirse como pérdida de circulación la reducción del volumen de fluido de perforación que se pierde en el filtrado o que se requiere para llenar el agujero perforado.

PRESIÓN HIDROSTÁTICA

Es el peso de una columna de fluido sobre una unidad de área. Las dimensiones de anchura de la columna no tienen ningún efecto sobre la magnitud de la presión.

La presión hidrostática es igual al producto de la densidad promedio del fluido por la profundidad de la columna. La figura 1.1 muestra la presión hidrostática de la columna de fluidos en un pozo en aguas profundas.

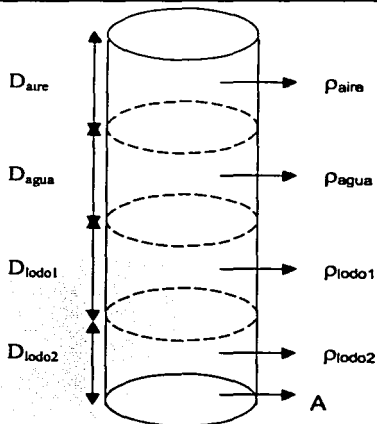
PRESIÓN DE SOBRECARGA

Es la presión originada por el peso de las rocas suprayacentes a una cierta profundidad de interés así como de la presión hidrostática ejercida por el aire y el tirante de agua y se calcula a partir de la densidad combinada de la matriz rocosa y de los fluidos en los espacios porosos (Figura 1.2). Matemáticamente se expresa de la siguiente manera:

$$P_S = (1 - \phi)\rho_R D + \phi\rho_f D + \rho_{aire}D_{aire} + \rho_{agua}D_{agua} \quad (1.1)$$

Donde:

P_S	=Presión de sobrecarga
ϕ	=Porosidad
ρ_R	=Densidad de la roca
ρ_f	=Densidad del fluido
D	=Profundidad



$$P_h = \rho_{aire}D_{aire} + \rho_{agua}D_{agua} + \rho_{lodo1}D_{lodo1} + \rho_{lodo2}D_{lodo2}$$

Figura 1.1 Presión hidrostática de una columna de fluidos de diferentes densidades en aguas profundas

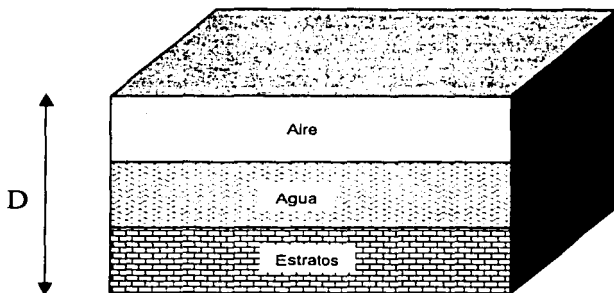


Figura 1.2 Presión de sobrecarga en aguas profundas

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Para determinar el gradiente de presión de sobrecarga en aguas profundas, primero se debe determinar la densidad de los materiales que se muestran por debajo de la mesa rotaria, expresada en pies de aire, en pies de una columna de agua o en pies de una columna de sedimentos, también se debe considerar la presión que provoca el tirante de agua. Estos datos se presentan a continuación en la Tabla 1.1

Tabla 1.1 Densidades de materiales a diferentes intervalos de profundidad

INTERVALO PROFUNDIDAD VERTICAL	DENSIDAD $\frac{g}{cm^3}$	DESCRIPCIÓN
De la mesa rotaria al nivel de marea	0.001	Aire
De nivel de marea hacia el lecho marino	1.06	Agua Marina
Del lecho marino a 500 pies por debajo	1.6	Arcilla Fangosa
Intervalo de profundidad vertical a más de 500 pies	2.40	Arena y Lutita

Ben A. Eaton y Travis L. Eaton proponen las siguientes ecuaciones para obtener el gradiente de presión de sobrecarga a cualquier profundidad:

$$\rho_s = 0.23V^{0.25} \quad (1.2)$$

$$\Delta P_f = \rho_s (\text{Intervalo } PV) \times 0.433 \quad (1.3)$$

$$\frac{P_s}{D} = \frac{\sum \Delta P_f}{PV} \quad (1.4)$$

Donde:

- ρ_s = Densidad de los sedimentos, $\frac{g}{cm^3}$
- V = Velocidad sísmica del intervalo, $\frac{\text{pies}}{\text{seg}}$
- ΔP_f = Presión ejercida por la formación, psi
- PV = Profundidad vertical del intervalo, pies
- $\frac{P_s}{D}$ = Gradiente de presión de sobrecarga, $\frac{\text{psi}}{\text{pie}}$

PRESIÓN DE FORMACIÓN

Es aquella a la que se encuentran confinados los fluidos dentro de la formación, como se muestra en la figura 1.3. También se le conoce como presión de poro.

La presión de formación puede ser normal o anormal.

PRESIÓN NORMAL

Es la presión hidrostática ejercida por una columna de agua de 80,000 ppm de NaCl, desde la superficie hasta la profundidad de interés.

PRESIÓN ANORMAL

Es aquella presión que se aparta de la tendencia normal. Se pueden tener presiones anormalmente bajas y altas. Las presiones anormalmente altas son las más frecuentes.

En los estratos con presión normal, la matriz rocosa soporta el peso de los estratos suprayacentes. Cualquier reducción en el esfuerzo soportado por la roca origina que los fluidos contenidos en los poros soporten parte de este peso. De esta manera, se tiene un aumento en la presión de ellos.

Esa es la condición que se presenta en las zonas de presión anormalmente alta.

A la presión anormalmente alta también se le conoce como sobrepresión o geopresión y a la zona con presión anormalmente baja se le conoce como zona bajocompactada.

Las ecuaciones empleadas por Ben A. y Travis L. Eaton para calcular el gradiente de presión de poro en aguas profundas dependen de los datos recolectados durante la perforación, las ecuaciones que emplean son las siguientes:

La ecuación empleada por Eaton para calcular el gradiente de presión de poro cuando se emplean datos de resistividad o de conductividad es la siguiente:

$$\frac{P_f}{D} = \frac{P_s}{D} - \left(\frac{P_s}{D} - \frac{P_f}{D_n} \right) \left(\frac{R_o}{R_n} \right)^{1.2} \quad (1.5)$$

Donde:

$\frac{P_f}{D}$ = Gradiente de presión de poro, $\frac{\text{psi}}{\text{pies}}$

$\frac{P_s}{D}$ = Gradiente de presión de sobrecarga, $\frac{\text{psi}}{\text{pies}}$

$\frac{P_f}{D_n}$ = Gradiente de presión normal de poro, $(0.465) \frac{\text{psi}}{\text{pies}}$

R_o = Resistividad de la lutita, $\text{ohm} - \text{metro}$

R_n = Resistividad normal de la lutita, $\text{ohm} - \text{metro}$

$$\frac{P_f}{D} = \frac{P_s}{D} - \left(\frac{P_s}{D} - \frac{P_f}{D_n} \right) \left(\frac{C_N}{C_O} \right)^{1.2} \quad (1.6)$$

Donde:

C_N = Conductividad normal de la lutita, miliohms/m

C_O = Conductividad de la lutita medida desde el registro del pozo, miliohms/m

Cuando se usa el registro sónico o el tiempo de tránsito sísmico, se debe utilizar la siguiente ecuación:

$$\frac{P_f}{D} = \frac{P_s}{D} - \left(\frac{P_s}{D} - \frac{P_f}{D_n} \right) \left(\frac{\Delta t_n}{\Delta t_o} \right)^3 \quad (1.7)$$

Donde:

Δt_n = Tiempo de tránsito normal de la lutita, microseg/pies

Δt_o = Tiempo de tránsito de la lutita, microseg/pies

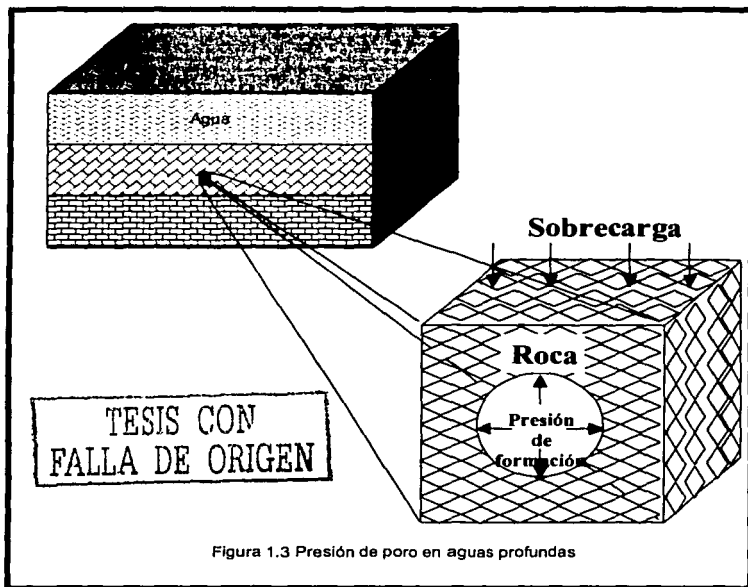


Figura 1.3 Presión de poro en aguas profundas

PRESIÓN DE FRACTURA

Es la fuerza por unidad de área necesaria para vencer la presión de formación y la resistencia de la roca, tal como se muestra en la figura 1.4.

La resistencia de una formación a ser fracturada depende de la solidez o cohesión de la roca y de los esfuerzos de compresión a los que está sometida.

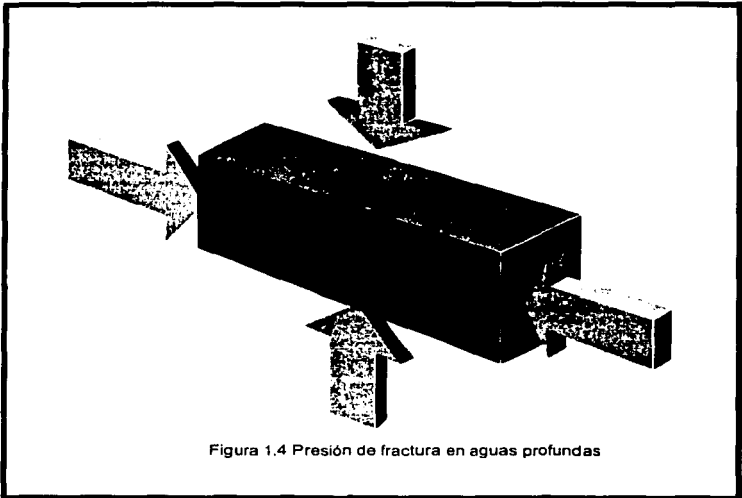


Figura 1.4 Presión de fractura en aguas profundas

Las formaciones superficiales sólo presentan la resistencia presentada por la cohesión de la roca. Debido a esto, la experiencia confirma que las fracturas creadas en las formaciones someras pueden ser horizontales.

Sin embargo, a medida que aumenta la profundidad, se añaden los esfuerzos de compresión de la sobrecarga de las formaciones y del tirante de agua. Esto es una razón que confirma que la mayoría de las fracturas creadas en formaciones profundas son verticales.

La ecuación que se emplea para el cálculo del gradiente de presión de fractura en aguas profundas es la siguiente:

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

$$\frac{P_{fracc}}{D} = \frac{\nu}{1-\nu} \left(\frac{P_S}{D} - \frac{P_f}{D} \right) + \frac{P_f}{D} \quad (1.8)$$

Donde:

$$\begin{aligned} \frac{P_{fracc}}{D} &= \text{Gradiente de presión de fractura, psi/pie} \\ \frac{P_f}{D} &= \text{Gradiente de presión de poro, psi/pie} \\ \frac{P_S}{D} &= \text{Gradiente de presión de sobrecarga, psi/pie} \\ \nu &= \text{Relación de Poisson, Adimensional} \\ D &= \text{Profundidad vertical, pies} \end{aligned}$$

RELACIÓN DE POISSON

El valor más grande de Relación de Poisson de un sedimento y el mayor esfuerzo vertical de la matriz se transmite en la dirección horizontal. Por ejemplo, con altos valores de Relación de Poisson se originan valores mayores de gradiente de presión de fractura.

Barker y Wood asumieron que el gradiente de fractura para áreas en aguas profundas del Golfo de México es igual a su correspondiente gradiente de sobrecarga. Rocha y Bourgoyne concluyeron que la presión de poro no tiene efecto sobre los valores de gradiente de fractura. Ambas suposiciones son incorrectas.

Analizando la ecuación (1.8).

$$\frac{P_{fracc}}{D} = \frac{\nu}{1-\nu} \left(\frac{P_S}{D} - \frac{P_f}{D} \right) + \frac{P_f}{D}$$

Si $\nu = 0.5$, entonces:

$$\frac{P_{fracc}}{D} = \frac{0.5}{1-0.5} \left(\frac{P_S}{D} - \frac{P_f}{D} \right) + \frac{P_f}{D}$$

$$\frac{P_{fracc}}{D} = 1 \left(\frac{P_S}{D} - \frac{P_f}{D} \right) + \frac{P_f}{D}$$

$$\frac{P_{fracc}}{D} = \frac{P_S}{D}$$

Este es el único caso en donde el gradiente de fractura es igual al gradiente de sobrecarga debido a que los esfuerzos de la matriz en todas direcciones es el mismo.

Ahora, si P/D es igual a P_s/D , entonces:

$$\frac{P_{frac}}{D} = \frac{v}{1-v} \left(\frac{P_s}{D} - \frac{P_s}{D} \right) + \frac{P_s}{D}$$

$$\frac{F}{D} = \frac{v}{1-v} (\theta) + \frac{S}{D}$$

$$\frac{F}{D} = \frac{S}{D}$$

Este es el único caso donde la presión de poro no tiene efecto sobre los valores del gradiente de fractura. Aquí todos los gradientes de presión P_{frac}/D , P_s/D y P/D son iguales, lo cual es extremadamente raro pero posible.

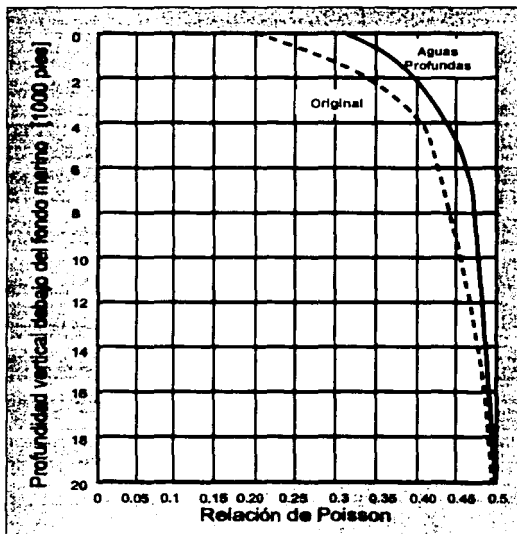


Figura 1.5 Relación de Poisson para el Golfo de México.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Para construir una curva que muestre a v como función de D debajo del fondo marino, se debe conocer el gradiente de fractura para el área en cuestión. La ecuación 1.8 puede ser planteada de la siguiente forma:

$$\frac{v}{1-v} = \frac{\frac{P_{fracc}}{D} - \frac{P_f}{D}}{\frac{P_s}{D} - \frac{P_f}{D}} \quad (1.9)$$

Con los valores conocidos de P_{fracc}/D , P_s/D y P_f/D se deben introducir en la ecuación (1.9). De esta manera, se pueden desarrollar las dos curvas mostradas en la Figura 1.5. La curva de la izquierda (valores mas bajos de v) fueron publicados hace 30 años aproximadamente. La curva de la derecha (valores mas altos de v) es el resultado del método de Eaton.

DENSIDAD EQUIVALENTE DEL FLUIDO

Este concepto combina la presión total en un punto particular del agujero y la profundidad vertical en ese mismo punto, para determinar la densidad del fluido que se requerirá para crear una presión hidrostática igual a la presión total. En otras palabras, es el paso del fluido que ejercerá la presión total, pero que eliminará la presión superficial.

La densidad equivalente del fluido se emplea comúnmente para determinar la densidad requerida del fluido para balancear la presión de formación o en el cálculo de la densidad del fluido que se requiere, con objeto de crear una presión hidrostática igual a la presión total, en algún punto del pozo (generalmente en la zapata). Un primer caso en que sucede esto, es cuando la densidad del fluido en el agujero es insuficiente para balancear la presión de formación y en este caso, a la densidad equivalente del fluido se le llama densidad de control.

PRESIÓN DINÁMICA

Está relacionado al movimiento de la tubería de perforación (suaveo, surgencia y rotación de la tubería de perforación), con la presiones inerciales originadas por la aceleración de la sarta o la desaceleración cuando está viajando, al exceso de presión debido a la circulación de un gel, la pérdida de presión requerida para mover los fluidos hacia el espacio anular. El flujo pasa por restricciones, tales como capas de recortes, formaciones hinchadas, cambios en la geometría del pozo y flujo de los sólidos y líquidos hacia o desde el espacio anular, todo esto contribuye a la presión dinámica. La densidad equivalente de circulación se define como la densidad efectiva del fluido de perforación a una profundidad dada, debida a la presión hidrostática más las caídas de presión por fricción, para un gasto de circulación dado.

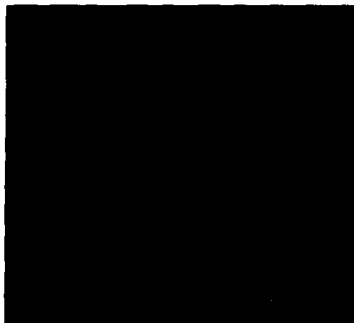
2 ESTABILIDAD DEL AGUJERO

Las causas de inestabilidad del agujero se presentan comúnmente cuando se perfora en aguas profundas y aguas ultraprofundas. Las causas más importantes que se asocian con la perforación en la parte superior del pozo son el riesgo de flujo de aguas someras y pérdidas de circulación. La perforación en la parte intermedia del pozo se facilita porque se presenta inestabilidad en la luita. En zona de aguas profundas, la perforación de luitas puede resultar en una gran variedad de problemas que van desde un derrumbe hasta un colapso completo del pozo.

2.1 FLUJO DE AGUAS SOMERAS

En los últimos años se observó la presencia de uno de los principales problemas de la perforación en aguas profundas, la presencia de flujo de aguas someras. El flujo de aguas someras se presenta más comúnmente en zonas donde el tirante de agua excede profundidades de 2,000 pies. Conforme aumenta el tirante de agua incrementa la presión de fractura en las arenas someras que van desde 300 pies hasta 2,000 pies por debajo del lecho marino lo que hace que el margen con la presión de poro sea muy estrecho a diferencia de pozos que son perforados en zonas más someras como se muestra en la Figura 2.1.

El flujo de aguas someras puede ser definido *"como el agua que fluye en la parte externa de la tubería de revestimiento al fondo marino"*. Este flujo puede desgastar el soporte estructural del pozo, lo que ocasiona pandeo en las tuberías, y posteriormente su falla. Este fenómeno puede comprometer la integridad del pozo dando como resultado la pérdida del mismo. El flujo de aguas someras puede presentarse durante la perforación en formaciones de arenas con presiones anormalmente altas en pozos de aguas profundas.



TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Figura 2.1 Ventana operativa a distintas profundidades marinas.

2.1.1 INESTABILIDAD DEL AGUJERO EN LA ZONA DE FLUJO DE AGUAS SOMERAS

Durante la perforación en zonas de flujo de aguas someras se presentan diferencias físicas en las propiedades de los sólidos y las rocas, debido a la presencia de presiones anormalmente altas. El problema más importante en esta zona está relacionado con el control de lutitas, debido a que tienen una permeabilidad baja y a que la presión en la pared del pozo es más baja que la presión del fluido, lo cual puede causar que la roca se fracture.

Los sedimentos con presiones anormales tendrán diferentes propiedades físicas que los sedimentos con presión normal, a la misma profundidad debajo del lecho marino. La porosidad de estos sedimentos está en función inversa al esfuerzo efectivo, como se muestra en la Figura 2.2. Esto conduce a tener bajos estados de compactación.

Los sedimentos con presiones anormalmente altas presentan las siguientes características debido a su bajo estado de compactación:

1. Las lutitas tendrán bajos esfuerzos de compactación.
2. Las lutitas presentarán mayor porosidad a una profundidad dada por debajo del lecho marino.
3. Las lutitas presentarán mayor contenido de agua.
4. Las lutitas presentarán menor esfuerzo de compresión.
5. La densidad de las lutitas será menor.
6. La salmuera de las lutitas tendrá menor salinidad.
7. Las arenas tendrán a menores esfuerzos de compactación.
8. Las arenas tendrán una porosidad alta a una profundidad por debajo del lecho marino.
9. Las arenas tendrán menor esfuerzo de compresión.
10. Los poros serán más grandes.
11. La densidad de las arenas será menor
12. Mayor presión de formación.
13. Menor temperatura.

A estas profundidades los materiales están virtualmente no consolidados tienen porosidades muy altas (38 – 50%) y esfuerzos efectivos muy bajos. El esfuerzo efectivo es mayor a condiciones en aguas someras que en aguas profundas, como se muestra en la Figura 2.3. Las condiciones físicas anteriores pueden causar que la formación se colapse.

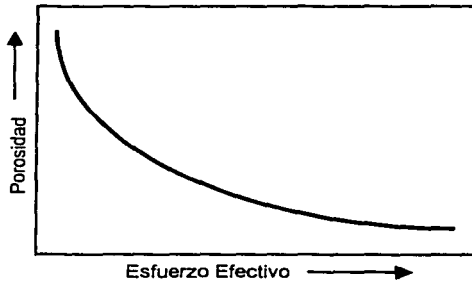


Figura 2.2 Relación de Esfuerzo efectivo y Porosidad

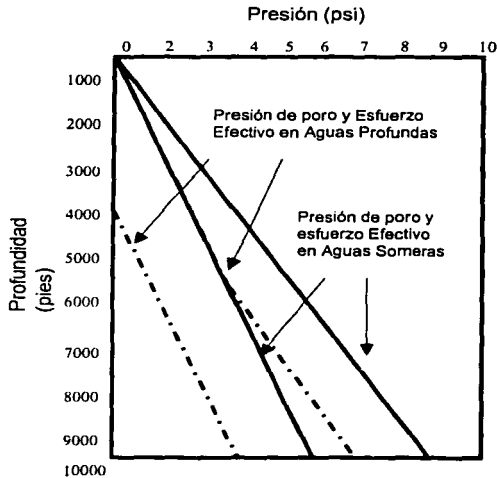


Figura 2.3 Variación de Esfuerzos Efectivos y de la presión de poro en Aguas Someras y en aguas Profundas.

TESIS CON
 FALLA DE ORIGEN

2.1.2 MECANISMOS QUE CAUSAN EL FLUJO DE AGUAS SOMERAS

Fracturas Inducidas. En el mecanismo de fracturas inducidas, la presión generada en la zapata excede al esfuerzo de la formación ocasionando la generación de una fractura por la cual fluyen los fluidos del pozo hacia la superficie. Estas fracturas ocurren generalmente en el conductor (20") o las secciones superficiales del pozo (16" o 13-3/8"), ver la Figura 2.4. Esta presión puede ser ocasionada por la fricción en el pozo, por el empaque, por los recortes suspendidos o debido al incremento de la densidad del fluido de perforación.

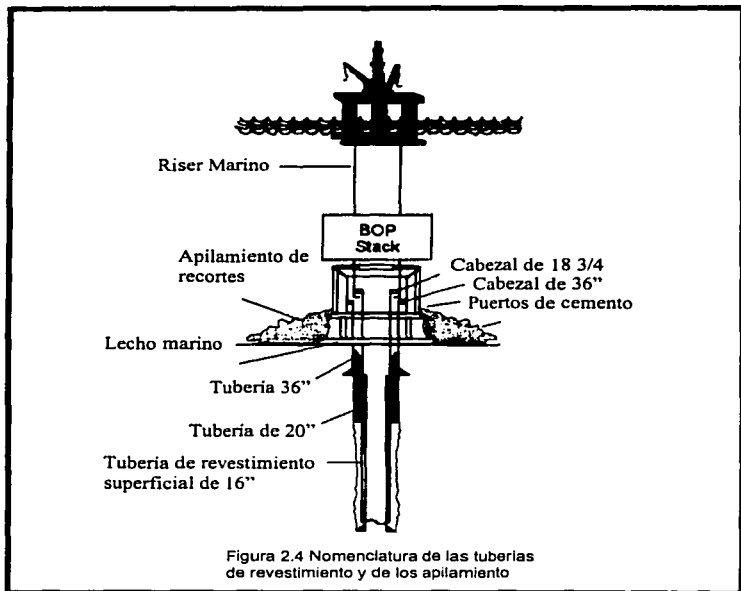
La fractura provee un canal de paso aislando el cemento cerca de la zapata, en cuyo caso el flujo ocurrirá entre la tubería conductora (típicamente de 20") y la tubería estructural (generalmente de 30" o 36"). La fractura provee una trayectoria hacia la superficie del fluido no consolidado, en este caso el flujo produce pequeños volcanes superficiales los cuales permiten escapar el fluido y transportar los granos de la formación. Esto produce un pequeño cráter en el montículo o volcán.

Almacenamiento Inducido. El almacenamiento inducido describe una condición que es producida cuando las presiones generadas por la columna del fluido de perforación penetran la zona somera porosa y permeable de arenas o limos los cuales estuvieron previamente sometidos a una presión normal. Este es un fenómeno que comúnmente se presenta en estratos de sedimentos en aguas profundas por encima de la primera formación sello. En sedimentos muy someros, las lutitas generalmente tienen la suficiente porosidad y permeabilidad para ser penetradas.

Este mecanismo normalmente se presenta debajo de la tubería estructural mientras se está perforando o corriendo la tubería conductora (previo a la corrida del conjunto de preventores y riser). Cuando la circulación se detiene, la formación cargada está a una presión más alta que la del pozo, lo cual provoca una invasión de fluidos hacia el pozo, esto puede ser observado en la cabeza del pozo con la ayuda de un ROV.

Arenas Geopresionadas en Intervalos de Conductores. La perforación de arenas geopresionadas antes de correr el riser y los preventores es la causa más común del flujo de aguas someras, también es uno de los mecanismos más severos.

En estos casos generalmente se perfora con agua marina y gel (8.5 a 8.8 $\frac{lb}{gal}$). Cuando una arena está geopresionada difícilmente se controla. El agua de la formación puede fluir hacia el océano transportando sólidos de la formación provocando un hinchamiento potencialmente significativo en la arena. Si se permite flujo mientras se está corriendo y cementando la tubería de revestimiento, el agua de la formación puede contaminar el cemento y formar canales en la superficie, esto puede significar un gran riesgo para el pozo incluso se podría perder.



TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Cuando se perforan formaciones geopresionadas, los recortes hacen más denso al fluido de perforación (en este caso agua marina) que tiende a contener el flujo. Sin embargo, cuando los recortes son circulados hacia el agujero, se observa flujo en la cabeza del pozo y que el flujo incrementa la densidad del fluido de perforación que es desplazado. A diferencia del almacenamiento inducido, el flujo de las arenas geopresionadas puede tender a incrementar con el tiempo, por una parte al desplazamiento de algún material denso y por otra parte debido al incremento del área donde se encuentran las arenas geopresionadas tal como el agrandamiento del agujero.

Generalmente, los sedimentos se acumulan alrededor de la tubería estructural y del soporte del cabezal, como se muestra en la Figura 2.4.

Existen dos modelos que pueden ser usados para describir el origen de las geopresiones en las arenas someras geopresionadas:

1. Desequilibrio de la compactación.
2. Compactación diferencial.

En el desequilibrio de la compactación el incremento de la presión es resultado de una rápida depositación de las arenas, la cual incrementa la presión de poro. El flujo de agua hacia el lecho marino de la zona geopresionada es obstaculizado por un sello, como se muestra en la Figura 2.5. Generalmente, los sellos son secciones condensadas que se forman sobre grandes áreas a un bajo ritmo de depositación, las secciones condensadas comúnmente están compuestas por sedimentos de granos finos (arcillas y nanofósiles) con una baja permeabilidad. El desequilibrio de la compactación resulta por la rápida sedimentación sobre el sello y por la alta presión a la que se encuentra atrapado el fluido.

La compactación diferencial está representada por una arena atrapada en una lutita, por un sello suprayacente a la lutita y por una diferencia en el espesor de los depósitos de los sedimentos jóvenes suprayacentes a la lutita. La Figura 2.6 muestra que a mayor presión de sobrecarga sobre la lutita limosa transmite una fuerza lateral sobre la arena.

Transmisión de Geopresiones a través de Canales de Cemento. El flujo de aguas someras es la causa de la mala cementación del conductor o tuberías de revestimiento superficiales. La geopresión en el pozo es transmitida hacia arriba por medio de los canales de cemento. La presión transmitida está en función de la densidad del fluido que pasa por los canales. Los sólidos que contiene el fluido que pasa por los canales (fluido de perforación) incrementa la presión que va hacia arriba del pozo, si esta presión es atrapada por un sello o propiamente por el cemento de la tubería de revestimiento, la presión transmitida podría represionar a la formación disminuyendo su presión de fractura, si esta presión es más grande que la presión de fractura de la formación, esta puede fracturarse y en un caso extremo, podría causar que el conductor o la estructura de la sarta de revestimiento se rompieran.

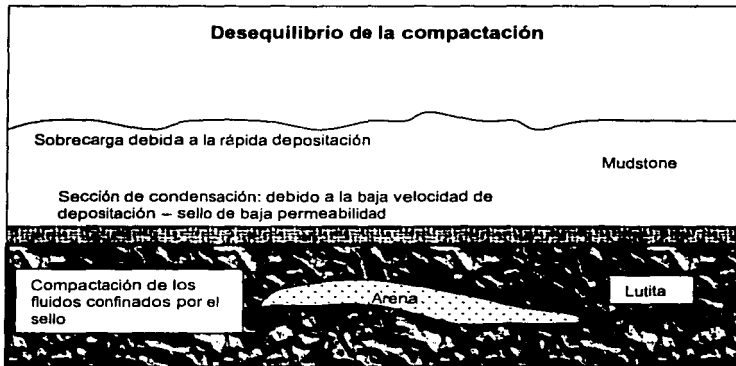


Figura 2.5 Desequilibrio de la compactación como un origen de las geopresiones.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

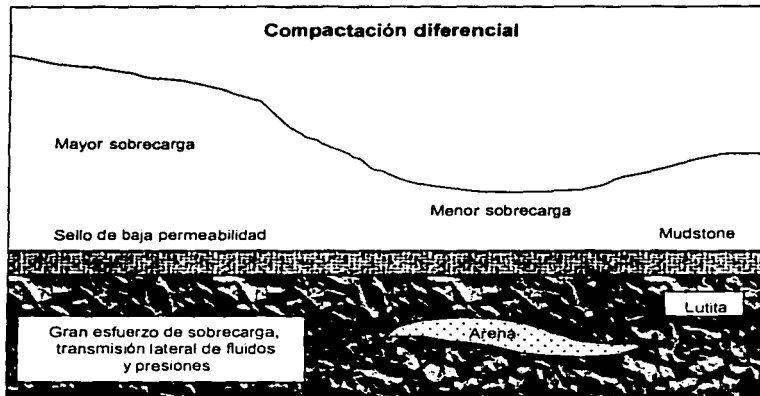


Figura 2.6 Compactación diferencial como un origen de las geopresiones

2.1.3 PROBLEMAS QUE SE PRESENTAN POR EL FLUJO DE AGUAS SOMERAS

Dentro de los problemas que se generan por la presencia de flujo de aguas someras se tienen:

- ✓ Brotes y pérdidas de circulación.
- ✓ Flujo detrás de las tuberías de revestimiento.
- ✓ Cementación de tuberías de revestimiento.
- ✓ Formación de hidratos.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Brotes y Pérdidas de Circulación. El problema más severo que se tiene en la perforación en aguas profundas es cuando ocurre un brote y no se tiene la tubería de revestimiento superficial, esto es, cuando se perfora al agujero superficial y sólo se tiene el conductor. A estas profundidades someras, los gradientes de fractura son muy bajos y en general no soportarán las presiones de cierre sin que se induzca un reventón subterráneo.

El mayor peligro que presenta este problema es la posible pérdida de la unidad flotante de perforación debido a (1) La pérdida de flotabilidad, (2) La entrada de agua en secciones abiertas de la unidad con la resultante inundación y (3) La presencia de fuego por el gas.

Se ha visto que cuando ocurren brotes de este tipo, el lodo que está dentro del conductor marino (riser) es reemplazado por gas de baja densidad y esto hace que se pueda colapsar dicho conductor, como se muestra en la Figura 2.7.

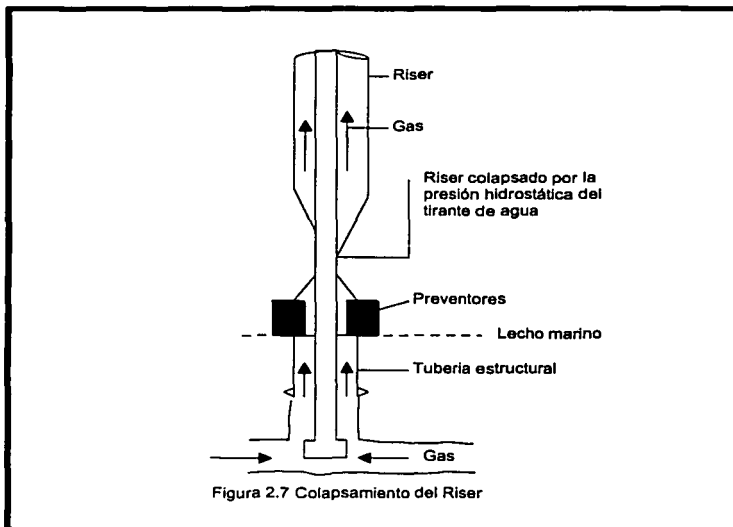


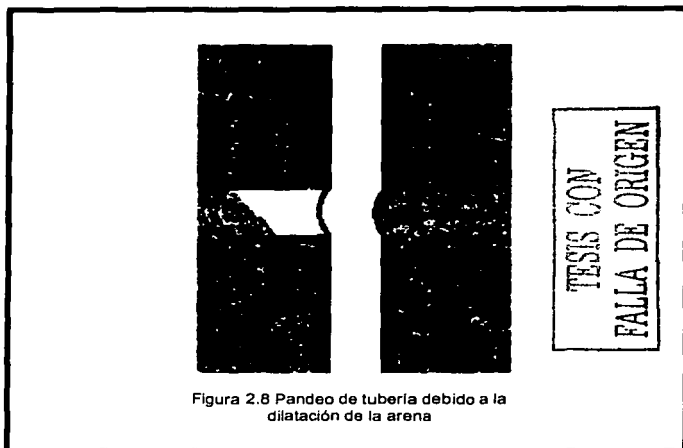
Figura 2.7 Colapsamiento del Riser

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Para contrarrestar este problema, muchos operadores han establecido políticas para asegurar que el conductor marino nunca esté completamente evacuado; una es bombear continuamente lodo y otra es bombear agua de mar por el fondo del conductor mencionado.

Flujo Detrás de la Tuberías de Revestimiento. Este flujo se manifiesta regularmente como un flujo que sale por una abertura proveniente de la cabeza del pozo. El tamaño de este flujo varía desde un simple y pequeño goteo hasta una corriente muy fuerte. En este caso no se ha logrado un aislamiento total de la zona, debido a la contaminación del cemento que es resultado del flujo. Los flujos detrás de la tubería de revestimiento pueden ocasionar que aumente el daño por fricción entre la tubería de revestimiento y la formación, el hundimiento en el cabezal del pozo y de la tubería de revestimiento, además de su pandeo, como se muestra en la Figura 2.8.

Cementación de Tuberías de Revestimiento. La cementación de la tubería de revestimiento a través de intervalos con flujo de aguas someras ha presentado canalizaciones de cemento.



Sin embargo, se ha desarrollado un proceso efectivo de cementación. El flujo por el espacio anular es un problema importante que se combina con la baja temperatura, con espacios anulares grandes y bajas densidades de la lechada de cemento. Se utilizan fluidos precementantes en lugar de fluidos de control convencionales antes de bajar la tubería de revestimiento. Este tipo de fluido contiene componentes cementantes que eventualmente provocan un endurecimiento del fluido. Cualquier fluido que no sea desplazado por la lechada de cemento se endurecerá para formar un material como cemento para asegurar un sello anular completo. Se ha probado que las cementaciones con espuma parecen ser las lechadas más efectivas para controlar los flujos de aguas someras.

El incrementar la compresibilidad de la lechada es la parte crítica para controlar los flujos anulares severos. Las cementaciones con espuma proporcionan alta compresibilidad, excelente ductibilidad, mejora el aislamiento térmico y desarrollan esfuerzos de compresibilidad superiores a bajas temperaturas.

Formación de Hidratos. Los hidratos son una mezcla sólida de gas y agua que en apariencia son semejantes al hielo sucio. Se pueden formar a temperaturas arriba de 32°F(0°C) con la presión requerida. Las altas presiones hidrostáticas del fondo marino y los bajos ambientes de temperatura encontrados en la perforación en aguas profundas incrementan la probabilidad de la formación de los hidratos en las líneas de estrangulación, en los risers, los preventores y los cabezales submarinos.

La formación de los hidratos durante las operaciones de control de pozos en aguas profundas puede tener muchos efectos adversos entre los cuales se pueden incluir:

1. Taponamiento de las líneas de estrangulación y las líneas de matar impidiendo su uso en la circulación del pozo.
2. Formación de un tapón en los preventores o debajo de ellos lo cual impide el monitoreo de la presión del pozo por debajo de los preventores.
3. Formación de un tapón alrededor de la sarta de perforación en el riser, los preventores o la tubería de revestimiento, lo cual impide el movimiento de la sarta de perforación.
4. Formación de un tapón entre la sarta de perforación y los preventores, lo cual impide el cierre completo de los preventores.
5. Formación de un tapón en la cavidad del ariete de un preventor cerrado impidiendo que este se pueda abrir completamente.

La formación de hidratos es un fenómeno que no puede ser controlado mediante presión y temperatura, únicamente se puede controlar su composición química por medio de compuestos químicos.

2.2 QUÍMICA DE LAS ARCILLAS

La química y dinámica interna de las arcillas es un problema poco entendido en la industria petrolera. La mala elección de un fluido de perforación puede provocar daño a la formación, actualmente durante la perforación en aguas profundas se emplean fluidos de perforación ligeros por que reducen el riesgo del daño a la formación. Los factores que causan el daño a la formación son los siguientes: la mineralogía de las arcillas en la matriz, la química de los fluidos de perforación y la micromorfología del medio poroso.

2.2.1 MECANISMOS DE FORMACIÓN DE CARGA SUPERFICIAL DE LAS ARCILLAS

Superficies Basales de la Arcilla. La carga de una superficie basal de una arcilla depende principalmente de los cambios isomórficos ocurridos en la arcilla cristalina. Por ejemplo, el catión Si^{4+} puede ser sustituido por Al^{3+} , Mg^{2+} , etc. Cuando una estructura cristalina esta seca se obtiene como resultado una carga negativa que se compensa mediante cationes intercambiables. En presencia de agua, los cationes intercambiables se disocian, causando una carga negativa y se forma una doble capa electrostática. Teóricamente, la doble capa electrostática puede representarse como un condensador donde la capa interna cargada negativamente del condensador se acumula por la superficie de la arcilla y la capa exterior cargada positivamente se forma por los cationes intercambiables.

Arista de la Arcilla. Cuando la arista de una arcilla cristalina interactúa con agua, los grupos (-SiO) se hidratan y forma grupos (-SiOH) sobre la superficie de la arista del cristal: $2(-\text{SiO}) + \text{H}_2\text{O} \longrightarrow 2(-\text{SiOH})$

A condiciones base, el hidróxido de silicio formado se disocia parcialmente: $(-\text{SiOH}) \longrightarrow \text{SiO}^- + \text{H}^+$. Los iones H^+ producidos transitan a la fase acuosa, pero bajo la atracción electrostática de los grupos (-SiO⁻) permanecen cerca de la superficie del cristal.

La concentración de iones OH^- y H^+ en la solución afecta el grado de disociación del grupo (-SiOH) y determina el potencial de la superficie de silicio (es decir, la carga de la arista de la arcilla). Un incremento del pH (es decir, la concentración de los iones OH^-) causa un incremento del potencial negativo de la superficie del silicio y de esta manera estabiliza las arcillas en suspensiones acuosas. El efecto de la dispersión de las soluciones alcalinas diluidas puede complicar la purificación del agua de inyección de las arcillas. En los estratos de arenas arcillosas se puede producir una separación interna de los granos de arena que puede originar un daño a la formación.

Si el Si^{4+} se sustituye isomórficamente por el Al^{3+} , el tipo de disociación del grupo (-AlOH) depende del pH. A condiciones base, el grupo (-AlOH) se disocia por el tipo ácido ($\text{Al}(\text{OH})_3 \longleftrightarrow \text{Al}(\text{OH})_2\text{O}^- + \text{H}^+$) y en condición ácida por el tipo base ($\text{Al}(\text{OH})_3 \longleftrightarrow \text{Al}(\text{OH})_2^+ + \text{OH}^-$). En el segundo caso, la arista de las partículas de arcilla se carga positivamente.

En muchos minerales (por ejemplo la montmorillonita) el intercambio isomórfico de Si^{4+} por Al^{3+} ocurre únicamente en capas octaédricas. Si no hay intercambio isomórfico por Al^{3+} en posición tetraédrica, la arista de capas tetraédricas en medios ácidos permanecen neutras y se cargan negativamente a condiciones base. Sin embargo, es importante notar que en la mica e hidromica se puede presentar también intercambio isomórfico de Si^{4+} por Al^{3+} en capas tetraédricas y por lo tanto los extremos de estas capas se comportan de forma similar a las capas octaédricas.

2.2.2 ESTRUCTURA DE LA DOBLE CAPA ELECTROSTÁTICA EN LAS PARTÍCULAS DE ARCILLAS

En medios acuosos la hidratación reduce la fuerza de cohesión entre una superficie de arcilla y los cationes intercambiables (cationes compensadores o contraiones). Mientras una parte de los cationes permanecen pegados a la superficie de la arcilla y forman una capa de cationes adsorbidos (llamados capa Stern), otra parte de los cationes transitan a cierta distancia de la superficie de la arcilla y forman la capa iónica difusa, como se muestra en la Figura 2.9a. La distribución de los cationes disociados cerca de una superficie de una partícula de arcilla se determina por el balance entre la atracción electrostática de la superficie de la arcilla y el movimiento térmico de los cationes, tendiendo a dispersar los cationes lejos de la superficie e igualar su concentración en la solución.

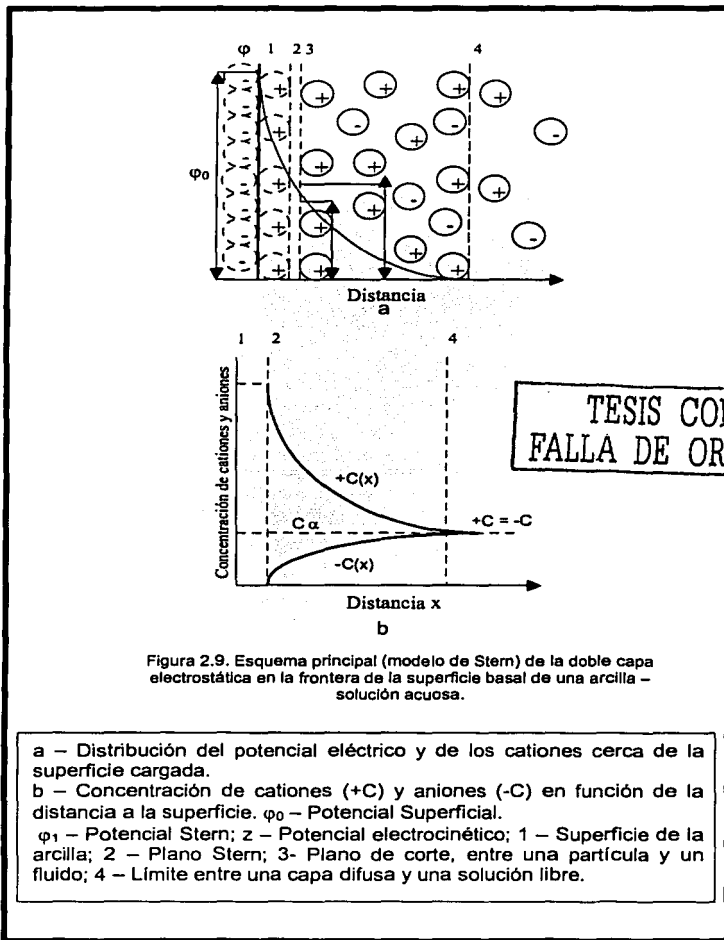


Figura 2.9. Esquema principal (modelo de Stern) de la doble capa electrostática en la frontera de la superficie basal de una arcilla - solución acuosa.

a - Distribución del potencial eléctrico y de los cationes cerca de la superficie cargada.

b - Concentración de cationes (+C) y aniones (-C) en función de la distancia a la superficie. ϕ_0 - Potencial Superficial.

ϕ_1 - Potencial Stern; ϕ_2 - Potencial electrocinético; 1 - Superficie de la arcilla; 2 - Plano Stern; 3- Plano de corte, entre una partícula y un fluido; 4 - Límite entre una capa difusa y una solución libre.

Consecuentemente, la concentración de los cationes disociados disminuye con la distancia de la partícula alcanzando la concentración similar a la de los cationes de la solución, como se muestra en la Figura 2.9b. Por el contrario, la concentración de los aniones disminuye en dirección hacia la superficie.

La carga de la superficie de la arcilla esta balanceada por un número equivalente de cationes cargados contrariamente en adsorción y en capas de difusión. La parte del potencial de la superficie de la arcilla (o termodinámica), que es compensada por la capa de cationes adsorbidos, es llamado consecuentemente potencial de adsorción. La parte restante del potencial, en el límite entre las capas adsorbida y difusa, se llama potencial Stern.

La interacción entre las partículas cargadas está regido predominantemente por el involucramiento de sus capas difusas, de manera que el potencial Stern frecuentemente se considera la interacción más relevante. No obstante, no hay un método directo para determinar la termodinámica y el potencial Stern. Para el cálculo del potencial Stern se emplea el potencial electrocinético. El potencial electrocinético o potencial "z" es aquél que se origina en los planos de corte, cuando hay un movimiento relativo entre una partícula y un fluido (por ejemplo el arrastre electrofórico de arcillas o flujo de fluidos electroosmóticos).

2.2.3 EFECTOS DE LOS FACTORES FISICOQUÍMICOS SOBRE EL POTENCIAL "Z", PROPIEDADES DE LA DOBLE CAPA ELECTROSTÁTICA Y ESTABILIDAD DE LAS ARCILLAS

El potencial "z" o potencial electrocinético es uno de los principales parámetros que determina la estabilidad de las arcillas en suspensión y el esfuerzo de contacto entre las estructuras de las arcillas minerales y las areniscas. A medida que aumenta el potencial "z" también aumenta la repulsión electrostática entre las partículas de arcilla. De esta manera estabiliza a las arcillas en suspensión y complica la filtración del agua inyectada. En una arenisca, un incremento del potencial "z" de partículas de arcilla y de granos de la matriz puede conducir a una erosión de las paredes de los poros sellando de esta forma el paso entre los poros.

El potencial "z" y el espesor de la capa difusa son controlados principalmente por los siguientes factores: el potencial de la superficie de la arcilla (mineralogía), el tipo de cationes intercambiables, la concentración y composición química de la solución en los poros, la constante dieléctrica de la solución, el pH y la temperatura. A continuación se presentan los factores fisicoquímicos que influyen sobre el potencial "z", propiedades de la doble capa electrostática y estabilidad de las arcillas.

a) MINERALOGÍA DE LAS ARCILLAS Y COMPOSICIÓN DE LOS CATIONES INTERCAMBIABLES

El valor del potencial superficial de las arcillas cristalinas generalmente aumenta a medida que aumenta el número de cambios isomórficos en la estructura cristalina. Sin embargo, en minerales con estructura 2:1, donde la mitad de la capa cristalina principal consiste de una capa octaédrica delimitada por dos capas tetraédricas, las capas tetraédricas pueden reflejar significativamente las cargas excesivas de la capa octaédrica. A pesar de esto, los minerales de montmorillonita han desarrollado capas difusas más estables y consecuentemente han mostrado mayor hinchamiento que la caolinita y la hidromica. Esto se explica mediante el hecho de que la montmorillonita tiene una superficie específica más grande que la mayoría de los otros minerales.

El valor del potencial "z" varía notablemente por las diferentes formas de los cationes de un mismo mineral. El incremento de la valencia de los cationes intercambiables fortalece el enlace entre los cationes y la superficie de las arcillas causando que se reduzca el potencial "z" y el espesor de la capa difusa.

La capacidad de polarización de un catión aumenta así como la capacidad de hidratación disminuye para un radio mayor del mismo. Una mayor capacidad de polarización y una menor capacidad de hidratación de un catión contribuye al fortalecimiento de su adsorción con la superficie de las arcillas. Por lo tanto, si los cationes intercambiables tienen la misma valencia, el incremento de su radio deberá conducir al decremento del potencial "z" y del espesor de la capa difusa (excepto para el H⁺).

Fue comprobado experimentalmente que para una forma mono-iónica de Caolinita (Li, Na, Cs, H) el potencial "z" disminuye en el siguiente orden:

Li (z = -71 mV) > Na (z = -48 mV) ≈ Cs (z = -49 mV) > H (z = -24 mV).

Muchos científicos afirman que la carga superficial de la caolinita esta principalmente concentrada en las aristas de las partículas arcillosas donde los enlaces de las valencias no han sido completados debido a que hay pocos cambios isomórficos en la estructura de la caolinita, las superficies basales tienen una carga relativamente pequeña y los cationes intercambiables son principalmente adsorbidos en las aristas de los cristales. Esta distribución de carga específica distingue a la caolinita de la mayoría de los minerales arcillosos, los cuales tienen altos valores de potencial "z" en las superficies basales.

R.I. Zlotchevskaia y V. N. Korolev demostraron que el potencial "z" también depende de la saturación de agua de la roca. De acuerdo con sus pruebas electroosmóticas (las cuales solo pueden medir el valor promedio del potencial "z" de las superficies basales y de las aristas de las arcillas) el potencial "z" varía de 10 hasta 50 mV para la caolinita, y de 15 hasta 100 mV para la montmorillonita, dependiendo de la humedad de las muestras utilizadas.

V. I. Poliakov y O. L. Alekseev demostraron que a iguales concentraciones de la solución dentro de los poros, el potencial "z" para diferentes formas iónicas de vermiculita decremente de la siguiente manera: $Li > Na > NH_4 > C > Cu > Mn > Co$, y para la paligorskita (es un filossilicato perteneciente al grupo de las cloritas, con estructura dioctaédrica): $NH_4 > Ca > Mn > Co > Cu$.

La mayoría de los datos experimentales confirman que en general la estabilidad de las arcillas en las areniscas decremente a medida que lo hace la carga de los cationes intercambiables y su radio (excepto H^+). Por ejemplo, Quirk y Schofield, Khilar y Floguer encontraron experimentalmente que un esfuerzo crítico iónico, es menor en las arcillas que comienzan a ser erosionadas y transportadas en las areniscas, para soluciones de KCl y CsCl es menor que para soluciones de NaCl.

b) EFECTO DEL PH

Como se mencionó anteriormente, la arista de la arcilla está cargada negativamente en soluciones alcalinas y cargada positivamente en soluciones ácidas. El valor del punto isoeléctrico puede variar significativamente dependiendo de la mineralogía y de la estructura cristalina de las arcillas. Según Osipov, Para la motmorillonita el punto isoeléctrico es igual a 6.5, para la hidromica es 6 y para la caolinita es aproximadamente 8. D. Williams y K. Williams encontraron de las mediciones electrofóricas que el punto isoeléctrico de la caolinita es 7.4.

Es importante que una alta concentración de cationes polivalentes en la solución dentro de los poros puede causar cambios de signo del potencial "z" de los minerales naturales. Por ejemplo, esta demostrado experimentalmente que la superficie de granos de cuarzo adquieren carga positiva en una solución con alta concentración de $AlCl_3$.

El cambio de signo de la carga en la arista de la arcilla hacia uno positivo causa coagulación de las arcillas en suspensión y consecuentemente simplifica el proceso de filtración del agua inyectada. En un medio ácido las arcillas en suspensión forman sedimentos altamente porosos pero con una microestructura resistente donde predomina el tipo de contacto superficie-arista. El esfuerzo de los contactos electrostáticos entre la superficie de la arcilla cargada opuestamente en soluciones ácidas es mayor que el esfuerzo de los contactos formados únicamente por la capa de atracción de Van der Waals-London en condiciones base.

En yacimientos de arenisca con fluidos ácidos en el medio poroso, las arcillas internas podrían ser más estables con relación a las condiciones alcalinas, siempre y cuando los poros estén cargados negativamente. Cambiando la acidez de la solución porosa (pH) de un ácido a una alcalina se puede causar una erosión interna de las arcillas y sellar las gargantas de los poros. Sin embargo, es importante puntualizar que la inyección de agua dulce particularmente a gastos altos puede causar que la arcilla se erosione internamente aun cuando su pH sea más bajo que su punto isoeléctrico. Además, un valor muy grande de pH (tanto bases como alcalinos) pueden

causar la desintegración de la arcilla por otras formas mineralógicas y consecuentemente la reducción de la permeabilidad.

c) EFECTO DE LA CONCENTRACIÓN DE SAL EN LA SOLUCIÓN DENTRO DE LOS POROS

Se considera que el efecto de las sales no cambia el potencial superficial de las partículas de las arcillas (para diferentes electrolitos) pero afecta el espesor de la doble capa electrostática. Generalmente, si las otras condiciones fisicoquímicas (humedad, temperatura, tamaño de las partículas, pH y potencial superficial) son constantes, el incremento de concentración de sal causa la reducción del espesor de la doble capa electrostática y un decremento del potencial "z". Esto se explica mediante el hecho de que si la concentración de sal en la solución dentro de los poros incrementa, una cantidad de cationes se mueven de la capa difusa hacia la capa de adsorción y consecuentemente, decrementa el potencial "z" (es decir, los cationes intercambiables y los cationes de la solución dentro de los poros son los mismos).

d) EFECTO DE LAS REACCIONES DEL INTERCAMBIO DE CATIONES SOBRE LA ESTABILIDAD DE LAS ARCILLAS

En la práctica usualmente se trata con soluciones acuosas, las cuales tiene grandes cantidades de sales. Los cationes de la mayoría de sales comunes pueden ser distribuidos en el siguiente orden de acuerdo a su capacidad de adsorción (o energía que adsorben de las arcillas): $Fe^{3+} > Al^{3+} > H^+ > Ba^{2+} > Ca^{2+} > Mg^{2+} > NH_4^+ > K^+ > Na^+ > Li^+$. Entonces, los cationes monovalentes pueden fácilmente desordionarse de la superficie de las arcillas (excepto H^+) y transportarse hacia la capa difusa alrededor de las arcillas. Esto significa, que si la concentración de los cationes en la solución es igual, el equilibrio en las reacciones de intercambio es siempre cambiado por cationes polivalentes.

La coagulación crítica de la concentración de sales por encima de la cual las arcillas en suspensión se coagulan dependen principalmente de la valencia de los cationes que estan presentes en la solución. El valor crítico de la coagulación disminuye a medida que incrementa la valencia del catión y consecuentemente con la concentración parcial de las sales presentes en la solución.

Las sales que contienen cationes polivalentes tienen un efecto de estabilización sobre las arcillas en las areniscas, debido a que se fortalece la adhesión de la matriz con las arcillas, pueden ser consideradas como químicos que disminuyen el daño a la formación causado por las arcillas in-situ. Khilar y Floguer probaron experimentalmente esta propuesta teórica, también demostraron que el incremento parcial de concentración de CaCl mezclado con NaCl disminuye el valor del esfuerzo iónico critico de la solución que fluye a través de los estratos de illita.

Según Quirk y Schofield, la concentración de sal crítica para el MgCl filtrada a través de un estrato de caolinita-illita es menor que para el NaCl. J. Baudracco e Y. Tardy han demostrado experimentalmente que la movilidad de soluciones 2M y 0.01M de CaCl a través de areniscas no consolidadas es mayor que la movilidad de soluciones de NaCl con las mismas concentraciones.

e) EFECTO DE LA TEMPERATURA

Las mediciones electroosmóticas en las estructuras del Sodio, caolinita y montmorillonita muestra que el potencial "z" incrementa casi linealmente a medida que aumenta la temperatura de 5 a 70 °C. El incremento del potencial "z" para la caolinita equivale a un 40% y para la montmorillonita alcanza el 55%. El potencial "z" de las fibras de cuarzo también incrementan con la temperatura.

A partir de estos datos es posible pensar que el incremento de la temperatura puede aumentar la estabilidad de las arcillas en suspensión. Por lo tanto, en las areniscas la temperatura incrementa y podría estimular la dispersión de las partículas de las arcillas de los granos minerales.

No obstante, el efecto de la temperatura sobre la estabilidad de las arcillas en suspensión es menos visible que el efecto de otros factores fisicoquímicos. Esto depende de las partículas de las arcillas, del esfuerzo iónico de la solución así como del intervalo de temperatura. Por ejemplo, el incremento del esfuerzo iónico de arcillas suspendidas en medios acuosos reduce significativamente el efecto de la temperatura en los procesos de coagulación.

El aumento de la temperatura incrementa el valor del potencial "z" y contribuye a la dispersión de las partículas de las arcillas. Por otra parte, el incremento de la temperatura reduce el efecto de separación de las capas de agua adsorbidas alrededor de las partículas de las arcillas. Entonces, el efecto total de la temperatura sobre la estabilidad las arcillas dependerá de la predominancia de alguno de estos factores entre la interacción de partícula y partícula o entre la interacción entre partícula y matriz de mineral.

Cho et al. (1999), han demostrado que con el incremento de la temperatura de 20 a 80 °C la movilidad de una bentonita cálcica incrementa hasta 3 veces. A partir de esos datos se concluye que la movilidad de la bentonita cálcica es controlada principalmente por la variación de la viscosidad dinámica con la temperatura, pero no por los procesos de hidratación y deshidratación de las lutitas. Esta conclusión concuerda con los resultados experimentales obtenidos por R.I. Zlotchevskia y V. N. Korolev. Ellos han demostrado que la temperatura afecta significativamente solo a la hidratación de la montmorillonita sódica y no tiene ninguna influencia sobre la montmorillonita cálcica así como tampoco en la caolinita.

2.2.4 POTENCIAL QUÍMICO

El mecanismo del potencial químico, consiste en modelar el flujo de agua que entra y sale de las lutitas, lo cual es similar al mecanismo de flujo de agua a través de una membrana semipermeable (osmosis).

Varias soluciones analíticas han sido derivadas por una orientación arbitraria del agujero, asumiendo que el comportamiento de la roca es elástico. Estas son generalmente consideradas para hacer predicciones conservadoras, para medios en aguas profundas se han desarrollado modelos más sofisticados basados en modelos viscoelásticos, elastoplásticos y aproximaciones no lineales que han sido propuestos, estos nuevos modelos están pensados en ser más realistas que un simple análisis elástico, ya que la roca tiene un comportamiento raro en un medio puramente elástico. En laboratorios donde se hacen pruebas de núcleos es posible obtener y bien definidas las propiedades de las rocas, a las cuales se le puede aplicar modelos no lineales. Sin embargo, en circunstancias más prácticas, la definición más pobre de los parámetros más importantes (esfuerzo in-situ y esfuerzo de la roca) justifica la prueba de un análisis elástico simplificado, en estos casos el esfuerzo de la roca es determinado utilizando el criterio del esfuerzo máximo.

Los modelos utilizados para determinar la interacción mecánica entre el fluido de perforación y la lutita, incorporan los efectos del potencial químico usando la diferencia de energía libre molar del fluido de perforación y el fluido contenido en la lutita.

La diferencia de temperatura entre la formación y el fluido de perforación afecta directamente la concentración de esfuerzos cerca del agujero.

2.3 CONTROL DE LUTITAS

Las lutitas se componen de granos finos de rocas sedimentarias compuestas de arcillas, limo y de algunas arenas finas. U. A. Tare y F. K. Mody, propusieron la siguiente definición de lutita: *“son materiales arcillosos heterogeneos formados desde arcillas ricas en gumbo (relativamente débiles) hasta limonitas y areniscas (altamente cementado), tienen una característica común que consiste en una baja permeabilidad y contienen arcillas minerales.*

Durante la perforación de un pozo se penetran muchos tipos de roca, la roca más susceptible a la inestabilidad es la lutita, conforma el 75 por ciento de las formaciones perforadas y causan el 90 por ciento de los problemas de inestabilidad del agujero. Las arenas no consolidadas, generalmente se encuentran a profundidades someras, pueden ser erosionadas debido al flujo turbulento de los fluidos de perforación. Tanto las areniscas como las rocas carbonatadas pueden ser inestables cuando están sometidas a los esfuerzos tectónicos o cuando la presión hidrostática del fluido de perforación es menor que la presión de poro, particularmente cuando la permeabilidad es baja. Pero el problema de inestabilidad con lutitas se agrava por la forma en que las rocas son afectadas por su mojabilidad con el agua. La inestabilidad en las lutitas es un problema que se presenta frecuentemente y que resulta en un sustancial

gasto anual para la industria petrolera. Las capas de lutitas en yacimientos en aguas profundas son geológicamente jóvenes y las formaciones en el yacimiento están pobremente no consolidadas causando significantes problemas de inestabilidad del agujero.

Las lutitas son rocas formadas por la compactación de sedimentos arcillosos, el grado de compactación de los sedimentos es proporcional a la profundidad de depositación, debido a que el agua es capaz de escaparse fácilmente de los estratos permeables. Los sedimentos más jóvenes se ablandan y se dispersan cuando se mezclan con agua, las lutitas más viejas usualmente no tienen proceso de diagénesis, quizá queden más duras y son menos fáciles de dispersarse en el agua. El término lutita es aplicado para todo material sedimentario detrítico de grano fino desde arcilla hasta materiales litificados. Las arcillas suaves son extremadamente reactivas con agua mientras que las limolitas son relativamente inertes, muchas de las lutitas muestran un comportamiento diferente al ser sometidas al fluido de perforación cuando son penetradas por la barrena, es provechoso hacer una clasificación de las lutitas de modo que los problemas de inestabilidad quizá se adecuen a alguna forma sistemática. La tabla 2.1 muestra una clasificación.

Tabla 2.1. Clasificación general de las lutitas.

Clase	Textura	Capacidad del azul de metileno (ml/10g)	Tipo de agua contenida	% de agua	Tipo de arcilla contenida	% de arcilla	Densidad g/cm ³
A	Suave	20 - 40	Libre e irreductible	25 - 70	Montmorillonita e illita	20 - 30	1.2 - 1.5
B	Estable	10 - 20	irreductible	15 - 25	Illita y mezcla de capas de montmorillonita	20 - 30	1.5 - 2.2
C	Dura	3 - 10	irreductible	5 - 15	Trazos grandes de montmorillonita en illita	20 - 30	2.2 - 2.5
D	Quebradiza	0 - 3	Irreductible	2 - 5	Illita y clorita	5 - 30	2.5 - 2.7
E	Plástica - Dura	10 - 20	irreductible	2 - 10	Illita y mezcla de capas de montmorillonita	20 - 30	2.3 - 2.7

Desde el punto de vista del efecto en la estabilidad del agujero, las arcillas son clasificadas como expandibles y no expandibles. Las arcillas expandibles exhiben un alto grado de hinchamiento cuando están mojadas por agua, también forman un grupo llamado esmectitas, la Montmorillonita (bentonita) forma parte del grupo de las esmectitas por su alto grado de hinchamiento. Las arcillas no expandibles generalmente se encuentran en las lutitas, las arcillas más comunes son la illita, la clorita y la caolinita, las arcillas no expandibles se hinchan menos que las arcillas expandibles cuando están mojadas con agua, el grado de hinchamiento depende tanto del tipo de arcilla así como del tipo y cantidad de sal disuelta en el agua con la cual la arcilla es mojada.

2.3.1 CAUSAS DE LA INESTABILIDAD ORIGINADA POR LA LUTITA

La inestabilidad por lutita puede resultar a causa de las siguientes fuerzas:

1. Presión de sobrecarga
2. Presión de Poro
3. Fuerzas tectónicas
4. Adsorción de agua
 - Dispersión
 - Hidratación

La inestabilidad del agujero puede ser originada cuando la presión de sobrecarga es ocasionada por el exceso de fuerzas producidas por la formación y el tirante de agua, un ejemplo de este fenómeno es el flujo plástico que ocurre en las lutitas geopresionadas. El contenido de agua y la plasticidad de las lutitas son anormalmente altos con relación a la presión de sobrecarga y la lutita es expulsada hacia el agujero en forma de flujo plástico.

La sección donde la lutita podría estar dura después de la adsorción de agua, es cuando la presión del fluido de perforación es menor que la presión de poro, la presión diferencial del agujero tiende a introducir fragmentos de roca dentro del agujero, si la presión diferencial es suficientemente grande y el fluido de los poros es gas, esto podría provocar que la roca explote dentro del agujero, en consecuencia, si la roca es permeable se podría tener como resultado un reventón.

Las fuerzas tectónicas son resultado de las fuerzas impuestas en un determinado estrato debido a la deformación de la corteza de la tierra, tal deformación es comúnmente descrita como un plegamiento o bien como una falla y es resultado normal de la formación de montañas. El esfuerzo creado es rápidamente relevado en las lutitas que están deformadas, pero tiende a permanecer en rocas que son quebradizas, aun cuando la cantidad de agua adsorbida sea pequeña puede causar suficiente esfuerzo para inducir a las lutitas a un derrumbe en fragmentos y a un estado fangoso en el agujero.

La referencia para la clasificación de las lutitas que se muestra en la tabla 2.1, es de gran ayuda para la descripción de los efectos de adsorción del agua en la estabilidad de las lutitas, porque el número de combinaciones de las propiedades físicas y químicas de las rocas es muy grande, es necesaria una clasificación de algunos tipos de lutitas para una lógica y organizada aproximación del problema. Para el propósito de la ilustración, se clasificaron a las lutitas de la clase A a la clase E de acuerdo con el comportamiento que tenían al ser mojadas por agua, obviamente el comportamiento de las diferentes clases de lutitas es diferente en cuanto a su solución salada.

La lutita clase A es caracterizada principalmente por su alto contenido de agua y por que el contenido de arcillas es altamente expandible. Las arcillas de esta cualidad frecuentemente se encuentran a profundidades someras donde la

presión de sobrecarga es aun pequeña para expulsar más agua de los sedimentos durante la compactación, a esa profundidad la temperatura también es baja para inducir la diagénesis.

La lutita clase B responde principalmente a la adsorción de agua dulce, lo cual la hace adecuarse más a un plástico o ser menos estable. El agua penetra lentamente al agujero desde el cuerpo de la lutita. La adsorción capilar del agua puede ocurrir nominalmente en los estratos planos, a causa de las arcillas esmectitas en las lutitas. Este tipo de lutitas están sometidas a presiones de poro anormales y pueden permanecer más estables después de la penetración de la barrena.

La lutita clase C puede provocar un estado fangoso en el agujero al igual que las lutitas clase A o B. Este tipo de lutita puede ser encontrada en sedimentos similares a los de la lutita clase B pero a grandes profundidades, pueden sufrir ablandamiento durante la adsorción de agua y es muy probable que en la zona donde se encuentra está lutita ocurra que los fragmentos de la matriz se desgajen y caigan al agujero. Los mecanismos de fragmentación pueden resultar de la adsorción capilar a lo largo de los estratos planos o bien simplemente por la penetración de agua en la lutita, los fragmentos desprendidos a causa de la adsorción capilar a lo largo de los estratos planos y que son acarreados por el fluido de perforación podrían mostrar una tendencia a tener una forma rombótica afilada (de tamaño variado) y a colocarse en una esquina de la temblorina. Los materiales derrumbados a causa de la penetración de agua en la lutita se muestran en las temblorinas como partículas que formaron parte del contorno del agujero.

La lutita clase D se puede encontrar a profundidades someras a si como a grandes profundidades, pero es probable que se trate de un sedimento bastante viejo geológicamente. Las lutitas clase D son quebradizas dentro de las partículas pequeñas cuando son sumergidas en agua, pero se hinchan y suavizan insignificadamente. Se cree que la segmentación de estas rocas sedimentarias tiene lugar en las fracturas viejas y que se forman por la atracción de fuerzas que actúan únicamente sobre distancias cortas, estas lutitas pueden tener presión anormal y una tendencia a desmoronarse cuando son perforadas bajo balance.

Las lutitas clase E se pueden encontrar a enormes profundidades, generalmente están en zonas de presión anormal. Este tipo de lutitas algunas veces se consideran irregulares, aun cuando se encuentran en sedimentos de la edad Terciaria. Estas lutitas tienen una fuerte tendencia a desprenderse durante la adsorción de agua dulce.

Prevenir a la lutita de ser mojada por agua puede ayudar a combatir la inestabilidad que resulta principalmente de la presión de sobrecarga, presión de poro, o esfuerzos tectónicos. Esto es real sin tener en cuenta si la arcilla es expandible o no expandible, o si la lutita es quebradiza o plástica. Además, el agujero se puede hacer más grande por la dispersión de las lutitas y se puede cerrar o desgajarse debido a que la lutita puede estar mojada, esto se atribuye a la adsorción de agua de la lutita.

2.3.2 MECANISMOS DE HIDRATACIÓN DE LA LUTITA

Las fuerzas que causan la adsorción de agua de la lutita se atribuyen principalmente a las arcillas que componen a la lutita. Es necesario mencionar que la hidratación de las lutitas se debe a la adsorción e imbibición de las arcillas.

La hidratación de las lutitas depende de algunos factores tales como la energía de hidratación debida al intercambio de cationes entre las arcillas presentes en los estratos y la carga superficial de las arcillas cristalinas. Una estimación razonable de la fuerza de hidratación de la lutita puede ser realizada considerando la compactación que se da en los estratos de la lutita durante el tiempo geológico. El esfuerzo efectivo de compactación en una sección de lutitas para alguna profundidad se puede representar con la siguiente ecuación:

$$s = S_{ap} - P_p \quad (2.1)$$

Donde:

- s = Esfuerzo intergranular o matriz
- S_{ap} = Presión de sobrecarga en aguas profundas
- P_p = Presión de poro

Las capas de lutita que se encuentran en la parte más profunda, progresivamente van a tener una mayor liberación de agua a causa de la presión de sobrecarga. La fuerza con que el agua es expulsada de la lutita en el proceso de compactación es igual a la fuerza intergranular o esfuerzo de matriz. La fuerza de adsorción de la arcilla actúa en oposición a la fuerza de expulsión del agua, debida a la compactación. La fuerza de compactación es sustituida en el agujero cuando la lutita es penetrada por la barrena. En consecuencia, la compactación es igual al esfuerzo de la matriz, cuando:

Hidratación de la Lutita (psi) = Presión de sobrecarga en aguas profundas (psi) – Presión de Poro (psi)

Otro factor en la adsorción de agua de la lutita es la hidratación osmótica. Cuando la lutita es expuesta al fluido de perforación, se puede presentar una hidratación osmótica si la superficie de la lutita se comporta como una membrana semipermeable y si existe diferencia de salinidad entre el agua de formación y el fluido de perforación. Esto podría ser una adsorción o una desorción, dependiendo si la salinidad del fluido de perforación es más baja o más alta que la salinidad del agua en las lutitas. La adsorción osmótica es despreciable en las formaciones que contienen agua limpia y no se desarrolla cuando la salinidad del fluido base agua o el agua que contiene un fluido base aceite es igual a la salinidad del agua de formación.

La presión osmótica entre dos soluciones de diferente salinidad puede calcularse con la siguiente ecuación:

$$\text{presión Osmótica} = RT(0_1 m_1 v_1 - 0_2 m_2 v_2) \quad (2.2)$$

Donde:

R	= Constante de los gases
T	= Temperatura absoluta, °K
θ	= Coeficiente osmótico de la solución salina
M	= Concentración salina de la solución expresada como molaridad
V	= número de iones en solución por mole

En un fluido base aceite la membrana semipermeable a través de la cual surge la presión osmótica es la capa de emulsificación, esto se presenta en cada gota de agua emulsificada que contiene alrededor una película de aceite. Cuando la perforación se realiza con un fluido base agua, la lutita puede formar por sí misma la membrana semipermeable. Para este mecanismo es muy importante la calidad de la lutita. El orden de la magnitud de la presión osmótica que se puede generar entre el fluido de perforación y la sección de lutitas se presenta en la tabla 2.2.

Tabla 2.2. Presión osmótica para lodos base aceite.

Concentración de sal disuelta	Presión osmótica (psi)
Cloruro de calcio (ppm)	
52,600	500
100,000	1,100
182,000	3,000
250,000	5,800
307,000	9,400
357,000	13,900
400,000	16,100
456,000 (saturación)	24,400
Cloruro de sodio (ppm)	
55,000	670
105,000	1,400
149,000	2,200
189,000	3,200
226,000	4,300
268,000 (saturación)	5,800

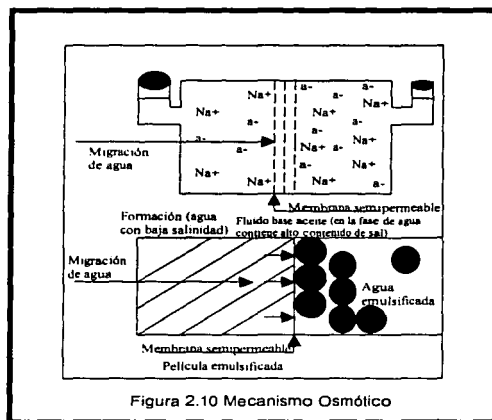
2.3.3 MECANISMOS PARA EL CONTROL DE LA HIDRATACIÓN DE LAS LUTITAS

a) SOLUCIÓN DE PROBLEMAS CON LODOS BASE ACEITE

Ósmosis es el proceso mediante el cual dos soluciones fluyen a través de una membrana que es permeable a un solvente, pero no al soluto. La primera solución esta compuesta por una baja concentración de soluto y la segunda tiene una alta concentración. La presión osmótica que se desarrolla a través de la membrana varia con la diferencia de concentración de las dos soluciones. La presión osmótica de un fluido base aceite que esta en contacto con la lutita, esta en función de la diferencia de salinidad del agua que

contienen el lodo base aceite y el agua que contiene la lutita. Este fenómeno se muestra en la figura 2.10. El orden de la magnitud de la presión osmótica que se puede formar en el lodo base aceite esta sujeto a los datos de la tabla 2.2.

La hidratación de la lutita se puede eliminar si se ajusta la salinidad del agua contenida en el fluido base aceite de tal forma que sea más grande que la salinidad del agua contenida en la lutita, esto evita una deshidratación osmótica igual o más grande que la hidratación de la lutita (esfuerzo de la matriz). Cuando el agua requerida para el fluido de perforación es igual al agua contenida en la lutita, se dice que las fuerzas están en equilibrio y que la presión que se genera a causa del flujo de agua entre el fluido de perforación y la lutita es de cero. La presión osmótica suficiente para deshidratar la lutita a las condiciones de profundidad, presión de poro y salinidad del agua intersticial puede ser generada con una solución de cloruro de calcio.



TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

b) SOLUCIÓN DE PROBLEMAS CON FLUIDOS BASE AGUA

Los esfuerzos que se han realizado para mejorar los fluidos base agua para perforar lutitas han sido limitados por el fenómeno de interacción entre el fluido de perforación y la lutita. Estas limitaciones son resultado del inadecuado diseño de la optimización de las propiedades de los fluidos de perforación que son requeridas para prevenir los problemas de inestabilidad en el agujero a causa de la lutita. Históricamente, los problemas de estabilidad del agujero han sido resueltos en base al método de ensayo y error.

Cuando la perforación con un fluido base agua se lleva a cabo a condiciones bajo o sobrebalance en una formación de lutitas sin un efectivo flujo de barrido presente en la pared del pozo, la presión del fluido podría

penetrar dentro de la formación. Debido a la saturación y baja permeabilidad de la formación, la penetración de un pequeño volumen de fluido de perforación filtrado dentro de la formación resulta en un considerable incremento en la presión de poro cerca de la pared del pozo, el incremento de la presión de poro reduce el efecto de soporte del fluido de perforación, lo que lleva a tener una menor condición en la estabilidad del pozo, posiblemente resultando en una inestabilidad.

Los mecanismos que influyen en el transporte del fluido (agua) son diferentes entre la lutita y la presión hidráulica del fluido de perforación, el potencial químico, el potencial eléctrico y la temperatura.

La interacción de los procesos y mecanismos para el transporte de las lutitas perforadas con fluidos base agua puede ser muy compleja. La energía molar libre de todos los componentes entre la lutita y el fluido de perforación base agua proporcionan las fuerzas de transporte, las cuales resultan de la transferencia cationes y aniones, las condiciones de equilibrio pueden ser determinadas en base a la suma de estas fuerzas.

Los dos mecanismos más relevantes para el transporte del agua dentro y fuera de la lutita son los siguientes:

1. La diferencia de presión hidráulica entre la presión del pozo (densidad del fluido de perforación) y la presión de poro de la lutita.
2. La diferencia de potencial químico, por ejemplo, actividad del agua entre el fluido de perforación y la lutita.

El tamaño de los poros y la carga negativa de las arcillas que se encuentran en las superficies porosas causan la formación de materiales arcillosos que muestran el comportamiento de la membrana semipermeable. La eficiencia es una medida de la capacidad de la membrana de mantener la presión osmótica entre el fluido de perforación y la lutita, para un sistema fluido base agua – lutita, la eficiencia de la membrana resulta de una diferencia en movilidad de agua y la solución presente en las lutitas. La representación matemática para describir la fuerza de empuje para el movimiento de agua por un mecanismo osmótico, se muestra en la siguiente Ecuación:

$$\left(\frac{RT}{V}\right) \times \left(\frac{A_{AFP}}{A_{AL}}\right) = \pm(\sigma \times \Delta P_p) = \pm\sigma \times (P - P_p) \quad (2.3)$$

Donde:

- A_{AFP} = Es la actividad del agua del fluido de perforación, la cual puede ser estimada por varios recursos, por ejemplo, la determinación de la presión de vapor parcial, elevación del punto de ebullición o directamente usando un higrómetro.
- A_{ALP} = Es la actividad del agua de los fluidos contenidos en las lutitas, la cual puede ser medida por medio de la determinación de la presión de vapor parcial.
- P_p = Presión de poro promedio

- P = Presión de poro en la vecindad del pozo.
 σ = Es el término de la eficiencia de la membrana, para el sistema lutitas – fluido de perforación.

Para sistemas de fluidos de perforación base agua y Lutitas, la eficiencia de la membrana es un término que no está claramente definido. La eficiencia de la membrana de los sistemas fluidos y lutitas es debida a una diferencia de movilidad de agua y soluciones disueltas en las lutitas. De esta manera la eficiencia de la membrana puede ser definida como:

$$\sigma = 1 - \frac{v^S}{v^A} \quad (2.4)$$

Donde:

- v^S = Movilidad de las soluciones disueltas en las lutitas
 v^A = Movilidad del agua

Cuando se permite únicamente el movimiento del agua y no el movimiento de los solutos, se dice que la membrana es semipermeable (eficiencia 100%). Para las lutitas, cuando la movilidad del soluto es más baja que la del agua, la membrana no es ideal o es permeable, la membrana tiene una eficiencia entre 0 y 1. El punto importante es que una membrana no ideal no restringe completamente el paso del soluto. La eficiencia de la membrana esta directamente relacionada al promedio efectivo del radio de poro de la lutita y al radio de iones hidratados presentes en el sistema de fluido de perforación.

Si en un fluido de perforación la actividad del agua es más baja que la actividad del agua contenida en la formación, el flujo osmótico puede salir de los poros de la formación porque el potencial químico reduce el incremento en la presión de poro causada por la presión del fluido de perforación. El flujo neto de agua que es expulsado de la formación hacia el agujero disminuiría la presión de poro por debajo de la presión de poro in-situ y la presión hidrostática aumentará, lo que provoca una mejor estabilidad en el agujero.

3 CONTROL DE BROTES

3.1 MÉTODOS DE DETECCIÓN DE BROTES

La detección de brotes y el control de pozos tienen mucha importancia para las operaciones en aguas profundas. El mejor método para el control de pozos es la prevención de brotes, la cual no siempre es posible efectuarla, por lo tanto, los objetivos más prácticos son la detección rápida del brote y el control seguro del mismo.

En la Tabla 3.1 se resumen los posibles métodos de detección de brotes para perforación convencional, estos métodos han sido utilizados exitosamente para pozos en tierra y pozos marinos con tirante de agua pequeño. Los primeros cuatro son conocidos como indicadores primarios, mientras que el resto son conocidos como indicadores secundarios. Los primeros indicadores muestran signos tales como incremento del gasto que retorna del fluido de perforación y el aumento de volumen en las presas, los indicadores secundarios muestran signos tales como cambios en la carga del equipo y en la velocidad de penetración. En un estudio realizado en Brasil se observó que la mayoría de estos métodos tienen muchas deficiencias para aguas profundas.

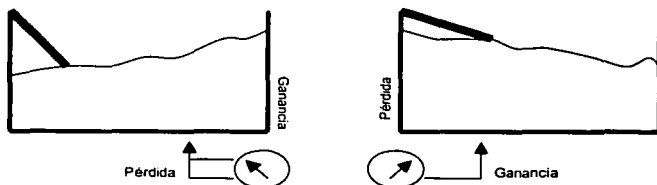
Dos de los principales indicadores de la presencia de un brote son el aumento en el gasto de retorno y el incremento en el volumen de las presas. Las señales que se generan en los sensores que están colocados en las presas y en los tanques de lodo, son los que activan una alarma indicadora en caso de que el nivel aumente o disminuya en la cantidad predeterminada, las señales son difíciles de detectar cuando se perfora en aguas profundas debido a la naturaleza de las unidades perforadoras y al movimiento natural de las olas. Generalmente, los equipos flotantes son los que tienen este tipo de problema. La acción de las olas mueve a la unidad perforadora y crea fluctuaciones en el nivel de las presas aún cuando el nivel total permanezca constante. La misma dificultad se tiene cuando se trata de detectar cambios en el flujo a la salida del pozo.

Para evitar estos problemas, se usa un equipo totalizador del volumen en presas, el cual detectará y reportará la ganancia de todas las presas por medio del uso de múltiples flotadores en cada una de éstas (Figura 3.1)

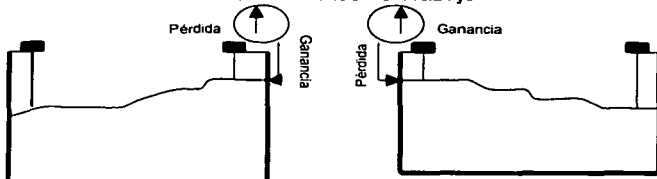
Tabla 3.1 Métodos de detección de brotes en pozos en tierra y marinos.

Aumento en la presas
Incremento en el gasto de retorno
Flujo al pozo con las bombas apagadas
Caída de la presión de fondo medida con una herramienta MWD
Caída de presión en la tubería vertical
Incremento en la velocidad de penetración
Incremento en la carga del equipo

Indicador del nivel de presas de un brazo



Motores en el Piso de Trabajo



Sistema totalizador de Volumen de Presas

Figura 3.1 Totalizador de volumen de lodo en presas en equipos flotantes.

La perforación en aguas profundas obliga al empleo de otros métodos para la detección de brotes debido a que la posición en el fondo marino del arreglo de preventores tiene dos efectos geométricos fundamentales:

- Un volumen anular muy grande en el riser cuando los preventores están abiertos.
- Un volumen muy pequeño en la línea de estrangulamiento cuando los preventores están cerrados.

La gran capacidad volumétrica del riser hace que se complique la detección temprana de brotes en aguas profundas, ya que es necesario cerrar el pozo antes de que el gas pase por los preventores.

Cuando se utilizan fluidos de perforación base agua, no se detecta el brote en el momento en que el fluido de la formación entra al pozo, el brote puede ser detectado arriba de los preventores, cuando la expansión del gas es lo suficientemente grande como para causar un incremento que pueda ser detectado en la superficie por medios convencionales. Con fluidos base aceite, el brote puede ser detectado únicamente a unas cuantas decenas de metros de la superficie, antes de que ocurra una significativa expansión de gas (Figura 3.2).

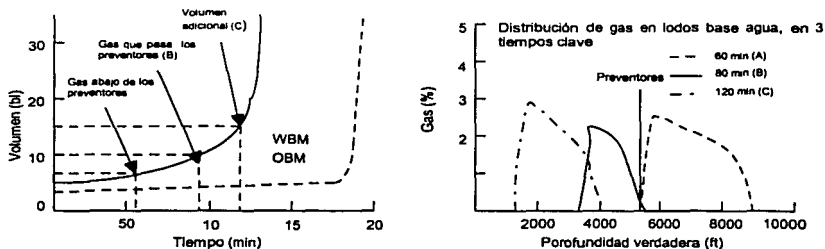


Fig. 3.2. Desarrollo de la circulación de un brote (de 7bbl) no detectado. En un lodo base agua, a 60 minutos la ganancia adicional son 2 bbl y el frente de gas se encuentra a 1000 pies por debajo del preventor; a 80 minutos la ganancia adicional son 5 bbl y todo el gas ha pasado por el preventor; a 120 minutos el volumen adicional son 10 bbl y probablemente es detectado pero el frente de gas se encuentra únicamente a 1500 pies de la superficie. En un fluido base aceite como el gas está en solución y no puede separarse del fluido, hace que el brote llegue a la superficie una hora después.

Está ampliamente aceptado en la literatura que las mediciones de flujo son los indicadores más rápidos de la presencia de un brote. Un problema que se tiene al tomar las mediciones de flujo es que el ruido afecta a los sensores que miden tanto el flujo de entrada como al de salida. Otro problema que afecta a los

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

sistemas de detección de brotes es la ubicación del equipo de perforación en aguas profundas, debido a la profundidad del lecho marino.

Los sistemas de detección de brotes basados en la medición de la diferencia crítica de flujo dependen únicamente de la diferencia crítica de flujo como indicador para detectar brotes, el cual consiste: de una alarma que es generada cuando el flujo neto del pozo excede el nivel predeterminado. La segunda generación de estos sistemas emplean un método más sofisticado de la medición de esa diferencia de flujo, ésta generación incrementa la tolerancia de los sensores al ruido y también reduce las situaciones de falsa alarma.

El método probabilístico Bayesiano es un ejemplo de los nuevos sistemas de detección temprana de brotes en aguas profundas, la aproximación estadística trata de eliminar el problema del ruido y de la incertidumbre de la presencia de eventos de brotes, con el objetivo de evitar falsas alarmas provocadas por datos erróneos. La estructura del modelo permite hacer el modelado tanto del flujo que entra así como del flujo que sale en el pozo y de esta forma obtener la diferencia de flujos, permitiendo que otros eventos del equipo que afectan al flujo sean fácilmente distinguidos del brote (Hergreaves, Jeffryes, 1999).

Los dos componentes principales de un detector de brotes Bayesiano son el modelo seleccionado (modelo de brotes, modelo de movimiento de la tubería y modelo de bombeo) y la estructura del modelo probabilístico (modelo probabilístico de Bayes), según se muestra en las figuras 3.3 y 3.4.

Existen otros sistemas para la detección temprana de brotes cuando se perfora con un sistema de doble gradiente en aguas profundas. Uno es la presión negativa generada por una herramienta MWD tal como una fuente de señal, ésta señal viaja a través del espacio anular y puede ser supervisada por un sensor localizado en el arreglo del conjunto de preventores (Bryant, 1991).

Otra técnica esta basada en el uso de un interferómetro sónico instalado en una herramienta MWD. En este sistema las ondas acústicas son generadas entre dos paredes paralelas y en ciertas frecuencias el sistema está en resonancia. Diferentes fluidos mostrarán resonancia en frecuencias diferentes y la resonancia no esta distribuida por el flujo del fluido. Mediante la variación de frecuencias de la onda enviada entre las paredes y la supervisión de la señal a través de un analizador espectral, la resonancia máxima puede ser detectada. Cuando hay flujo de gas a través de las dos paredes la resonancia desaparece (Vestavik y Aas, 1990).

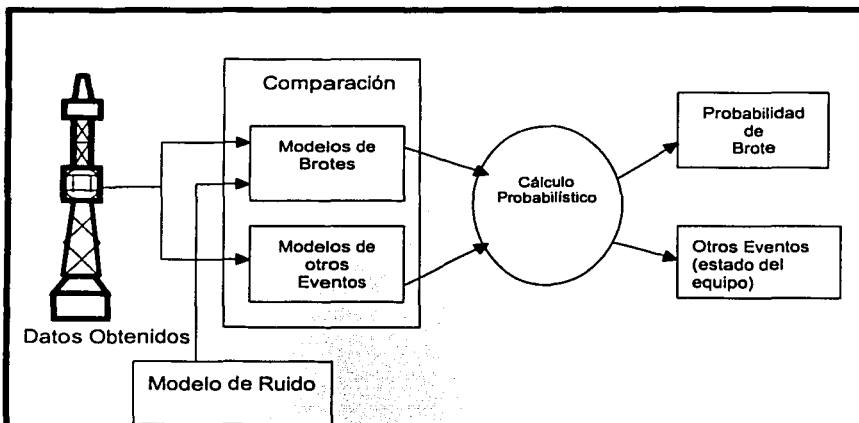


Figura 3.3 Esquema simplificado de un detector de brotes

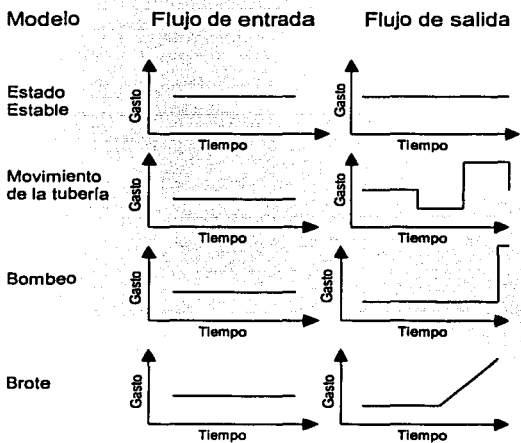


Figura 3.4 Esquema de varios tipos de modelos

La técnica mencionada anteriormente tiene un inconveniente: depende de tener una herramienta en el agujero y normalmente no manda ninguna información a menos que el fluido este siendo bombeado. Una forma de supervisar el pozo, cuando las bombas están apagadas, es a través del uso de un geófono en la cabeza del pozo (Bang, 1994). Las ondas son generadas al nivel del conjunto de preventores y dirigidas hacia el pozo, mientras un sensor acústico, también instalado en los preventores, las captura mediante una reflexión sónica. Si algún gas está presente en el fluido de perforación, genera una reflexión debido a la diferencia en impedancia acústica entre el fluido de perforación y la mezcla de gas-fluido.

3.2 POSIBLES PROBLEMAS AL PRESENTARSE UN BROTE

a) FUGAS EN EL CONJUNTO DE PREVENTORES

Si la presión en la tubería de revestimiento aumenta continuamente a medida que se va circulando un brote de gas hacia la superficie, se podría crear una fuga en el preventor anular o en alguna conexión del conjunto de preventores. Para cuando esto ocurra se puede cerrar un preventor de arietes debajo de la fuga, ésta podrá pararse; sin embargo, si la fuga está abajo del preventor de arietes inferior, entonces deberá taponarse bombeando una lechada, que contenga un agente sellante, a través de la línea de matar. Podría ser necesario tener que desviar el flujo cuando ocurra una fuga severa para reducir el peligro a la cuadrilla y al equipo.

b) PÉRDIDA DE LA BOMBA

Quando una bomba falla durante la circulación de un brote, debe usarse una bomba de reserva, si se tiene disponible. Si el factor de la bomba de reserva no es idéntico al factor de la bomba que falló, se deben cambiar las emboladas calculadas en la hoja de control (se recomienda verificar y anotar las presiones y gastos reducidos de circulación en una hoja de datos). Es posible que dos bombas idénticas alcancen presiones diferentes a un mismo gasto de circulación. Se deben corregir las presiones de circulación mostradas en la cédula de presión cuando las presiones reducidas no sean iguales para ambas bombas. Si la presión reducida de circulación de la segunda bomba es mayor que la de la primera, entonces la diferencia de presiones debe ser añadida a todas las presiones de circulación que aparezcan en la cédula de presión. De igual manera, si la presión reducida de circulación de la segunda bomba es menor que la de la primera bomba, entonces la diferencia de presiones debe ser restada de todas las presiones de circulación de la cédula de presión.

c) ESTRANGULADOR TAPONADO

Algunas veces los sólidos que lleva el fluido de perforación llegan a taponar el estrangulador. Esta situación se manifiesta por un aumento en las presiones en la tubería de perforación y en el estrangulador y por la ausencia de flujo en la línea de estrangulación. Cuando un estrangulador se taponara, es muy importante parar el bombeo inmediatamente, para así evitar presiones excesivas dentro del pozo. Algunas veces el tapón puede ser desalojado, abriendo y cerrando repetidamente el estrangulador. Si el estrangulador no puede destaparse de esta forma, entonces se debe canalizar el flujo a través del estrangulador de reserva.

d) BARRENA PARCIALMENTE TAPONADA

Cuando una barrena se taponara, aumentará la presión necesaria para hacer circular el fluido de perforación para un cierto gasto. El aumento de presión podría ser mayor que el que puede soportar la bomba de fluidos o el resto del equipo superficial. En este caso, se debe desacelerar la bomba para así reducir la presión de circulación. El método que se introdujo como "procedimiento alterno" para la obtención del procedimiento inicial de circulación, debe usarse para determinar la presión de circulación adecuada con el gasto de circulación seleccionado después de que se obstruyó la barrena. Las presiones de circulación que aparecen en la cédula de presión que fue preparada deben ajustarse a la nueva presión de circulación. Si esta nueva presión de circulación es mayor que la que existía inmediatamente antes de que se taponara la barrena, entonces la diferencia en las presiones debe sumarse a todas las presiones de circulación de la cédula de presión. Por el contrario, si la nueva presión de circulación es menor que la diferencia en las presiones, debe restarse de las de la cédula de presión. Desde luego, las presiones de cierre no estarán afectadas de ninguna manera.

Si la obstrucción parcial de la barrena o la sarta no se detecta, el operador del estrangulador seguirá la cédula de presión establecida y en consecuencia abrirá demasiado el estrangulador. Esto causará una disminución en la presión de fondo y si esta condición continúa, por un período largo de tiempo, probablemente se tendrá un brote adicional muy grande.

e) BARRENA TAPONADA

Los sólidos que se bombean dentro de la sarta pueden llegar, algunas veces, a taponar completamente la barrena. Esta situación se manifiesta como un súbito aumento en la presión de circulación, con una correspondiente disminución en la presión del estrangulador. El flujo del fluido de perforación de salida también parará. Cuando esto ocurra, es muy importante parar el bombeo inmediatamente, para evitar que se desarrollen presiones de circulación excesivas.

Una barrena totalmente taponada requiere ser destapada o que la sarta sea perforada o disparada para poder restablecer circulación nuevamente. Puede ser necesario destapar la barrena corriendo una herramienta de disparo (string shot) dentro de ella. La acción correctiva consiste en efectuar un disparo en la sarta, justo arriba de la barrena. La sarta debe ser perforada lo más cerca posible de la barrena, para así tener la mayor cantidad posible de fluido invasor arriba del punto de circulación. Después de haber tomado la correspondiente acción correctiva, será necesario establecer la presión adecuada de circulación, manteniendo la presión de la tubería de revestimiento constante mientras la bomba alcanza su velocidad normal.

f) ESTRANGULADOR O MÚLTIPLE DE ESTRANGULACIÓN EROSIONADOS

Los sólidos abrasivos, tales como la arena, contenidos en el fluido de perforación, pueden causar erosión del equipo en las regiones donde la velocidad del flujo sea alto. Cuando un estrangulador se erosiona, será necesario bloquearlo con las válvulas previstas para ese propósito, así como habilitar y usar el estrangulador de reserva. Este estrangulador puede ser del tipo de accionamiento hidráulico o de ajuste manual.

Cuando en el múltiple de estrangulación se tiene una fuga en una sección que no puede ser rodeada por una línea de paso alterna (bypass), entonces se debe cerrar el pozo hasta que el problema se corrija. Deben tomarse todas las acciones y precauciones discutidas anteriormente en lo concerniente a la migración del gas durante el cierre del pozo.

g) PÉRDIDA DE LA CAPACIDAD DE CIRCULAR CON LA BARRENA EN EL FONDO

Si se está circulando un brote y se pierde la capacidad para circular debido a un problema en el equipo superficial, se debe tener en consideración la migración del gas. Si el gas migra sin que se le permita expandirse, la presión dentro del pozo aumentará considerablemente. Será necesario entonces purgar fluido del pozo, lo que permitirá la expansión del gas que migra y se evitarán presiones excesivas.

h) DESPRENDIMIENTO DE UNA TOBERA

El desprendimiento de una tobera traerá como consecuencia una disminución en la presión de la tubería de perforación sin la correspondiente disminución en la presión del estrangulador. Cuando esto ocurra, se debe establecer una nueva presión de circulación antes de continuar circulando. El desprendimiento de una tobera o una fuga en la sarta de perforación, afectarán

las presiones superficiales en la misma forma, por lo que se dificulta la distinción entre las dos complicaciones.

i) BROTE CON UNA FALLA EN LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO O EN LA CEMENTACIÓN

Si se tiene una fuga en la tubería de revestimiento o una falla en el cemento en la parte inferior de ésta, puede fluir el fluido invasor del brote hacia formaciones superficiales generalmente más débiles. Esta situación es similar a una pérdida de circulación por arriba de la zona del brote, pero debido a que las formaciones implicadas son someras, esta situación podría ser crítica, comparada con una zona de pérdida de circulación en la parte descubierta del pozo. Cuando esto ocurre, habrá una alta probabilidad de que el flujo llegue a la superficie por el exterior de la tubería de revestimiento.

j) PRESIONES EXCESIVAS EN LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO

Si se presenta un brote de gas grande antes de que sea detectado es probable que se alcancen presiones en la tubería de revestimiento cercanas a la máxima presión permisible a medida que se circula el brote. En este caso, para evitar que la presión alcance un valor excesivo, será necesario "limitar" el estrangulador. Este procedimiento implica que hay que hacer a un lado la cédula de presión y mantener el estrangulador lo suficientemente abierto para evitar que la presión en la tubería de revestimiento sobrepase el valor máximo permisible. Cuando se inicie el procedimiento de "limitar" el estrangulador, la presión de fondo disminuirá y el fluido invasor adicional empezará a fluir hacia el pozo; aquí, lo recomendable es aumentar el ritmo de bombeo al máximo que permitan la presión nominal del equipo superficial, la capacidad motriz de la bomba, o algunos otros factores, para así minimizar el tiempo que se debe dejar "limitado" el estrangulador.

k) PRESIONES EXCESIVAS EN LA TUBERÍA DE PERFORACIÓN

Usualmente la presión superficial en la tubería de revestimiento es mayor que la presión en la tubería de perforación, pero también es posible tener alta presión en la tubería de perforación. Esta presión puede ocurrir como resultado de que grandes cantidades de fluido fluyan por la tubería de perforación antes de que sea cerrada. La manguera y la unión giratoria (swivel) constituyen las partes del equipo, relacionadas con la sarta, que tienen la menor presión nominal. Si la presión en la tubería de perforación está cercana a la presión nominal de trabajo del equipo superficial, entonces debe cerrarse la válvula de seguridad de la tubería de perforación. Si están por excederse las presiones nominales de la manguera y de la unión giratoria, será conveniente desconectar la flecha (Kelly) e instalar una línea de flujo de alta presión. Si la presión está por exceder la presión

nominal de la bomba, será conveniente conectar una bomba con una presión nominal mayor, tal como una unidad cementadora o de alta presión.

l) AGUJERO EN LA SARTA

Al igual que la tobera desprendida, un agujero en la sarta causará una disminución de la presión en la tubería de perforación, sin un cambio correspondiente de la presión en el estrangulador.

La localización del agujero respecto del fluido invasor, puede estimarse cerrando el pozo y comprobando la presión de cierre en la tubería de perforación. Si la presión en la tubería es considerablemente mayor que el valor esperado y no disminuye al purgar fluido del pozo, entonces el fluido invasor estará abajo del agujero en la sarta.

Si la presión de cierre en la tubería de perforación es igual al valor esperado, entonces el fluido invasor probablemente esté encima del agujero. En este caso, una tobera desprendida y un agujero en la sarta tendrán la misma apariencia, haciendo posible circular un brote fuera del pozo. También es posible estimar la localización del agujero circulando un trazador dentro del pozo y contando el número de emboladas requeridas para circularlo hasta fuera de la línea de estrangulación. Usando las emboladas, el factor de bomba y los factores de capacidad, tanto del espacio anular como de la tubería de perforación, puede estimarse la localización del agujero.

Cuando el agujero se localiza encima del fluido invasor, no es posible mantener constante la presión de fondo, controlando la presión en la tubería de perforación en la forma convencional, mientras se circula el brote. Esto se debe a que el gas localizado debajo del agujero estará migrando hacia arriba y como resultado final se tendrá una disminución en la presión de fondo al mantener constante la presión en la tubería de perforación. Aún más, no es posible controlar la presión de fondo, dejando salir fluido mientras se observa la presión en la tubería de perforación, con el gas migrando por debajo del agujero. Sin embargo, el efecto del gas migrando hacia arriba puede ser corregido, usando el mismo procedimiento que se emplearía si no hubiera sarta dentro del pozo.

m) ROTURA DE LA TUBERÍA DE PERFORACIÓN

En cierta forma, una tubería de perforación rota es similar a tener un agujero en la tubería de perforación, pero existen menos procedimientos para una acción correctiva.

Cuando se rompe la tubería de perforación, es conveniente determinar el punto donde ocurrió la rotura. Esto puede hacerse de dos maneras. Una es circulando un trazador y calculando la profundidad de la rotura, a partir del

volumen bombeado y las capacidades del espacio anular y la tubería de perforación.

El otro método se conoce como "prueba de jalón". Este otro procedimiento consiste en sacar a presión lentamente la tubería a través del preventor, mientras se está leyendo el indicador de peso. El peso indicado será el peso de la tubería más la resistencia causada por el preventor que está oprimiéndola. Una vez hecho esto, debe dejarse que la tubería se deslice dentro del pozo con la misma rapidez con que fue sacada, leyendo el indicador de peso. El peso indicado será el peso de la tubería menos la resistencia debida al preventor. El peso de la tubería será el promedio de los dos pesos indicados y la longitud de la tubería encima de la rotura puede estimarse a partir del peso unitario de la tubería de perforación y el peso total de la tubería.

n) PÉRDIDA DE CIRCULACIÓN POR ARRIBA DE LA ZONA DEL BROTE

Cuando se presenta un brote en un pozo que tiene una gran sección de agujero descubierto, quizá no pueda ser posible circular el brote fuera del pozo sin exceder la presión de fractura de la formación más débil (que usualmente es la más superficial). Cuando se fractura una formación, los fluidos del pozo circularán hacia la formación, lo que causará una disminución en la presión hidrostática. Esta reducción de presión en el fondo, usualmente originará la entrada de fluido adicional al pozo. Este fluido a su vez puede salir del pozo, a través de la formación fracturada. Esta situación se conoce como un "reventón subterráneo". La cantidad de tubería de revestimiento que se tiene cementada es un factor muy importante para evitar que el reventón alcance la superficie.

Cuando ocurre una pérdida de circulación, ésta puede ser relativamente leve originándose una pérdida parcial de fluido de perforación. En este caso, probablemente se circulará material obturante en un intento por sellar la zona de pérdida. Si no se logra sellar esta zona, ésta puede convertirse en una zona de pérdida total a medida que se continúa circulando y producir un reventón subterráneo.

o) PÉRDIDA DE CIRCULACIÓN POR DEBAJO DE LA ZONA DEL BROTE

Cuando la zona de pérdida se localiza debajo de la zona del brote, el primer intento para corregir la situación será probablemente bombear material obturante. Si esta operación no tiene éxito, entonces podría ser necesario tener que purgar la presión de la zona de pérdida antes de que pueda ser sellada. Esto puede hacerse dejando que el pozo fluya a través del estrangulador (similamente a las operaciones con desviador de flujo) o con el "estrangulador limitado", para que la presión en la zona de pérdida disminuya, lo que facilitará el sellar la zona con obturante o con cemento. Desde luego, se tendrá un brote adicional al

permitir que la presión superficial disminuya. Pero aún así, en algunos casos este procedimiento ha sido utilizado exitosamente.

p) OCURRENCIA DE BROTES CON LA BARRENA FUERA DEL FONDO

Si la barrena no se encuentra en el fondo cuando se presenta un brote la situación es más complicada que cuando está en el fondo. La barrena podría encontrarse en cualquier punto entre la superficie y el fondo del pozo, o la sarta podría estar totalmente fuera del pozo cuando se detecta un brote.

En este caso podría ser posible controlar el pozo de manera convencional, dependiendo de la presión de cierre en la tubería de perforación, de la posición del fluido invasor en el pozo y de la posición de la sarta.

Si los fluidos de un brote de gas se encuentran debajo de la barrena, entonces no debe esperarse que la presión de fondo permanezca constante, mientras se controla la presión en la tubería de perforación en forma convencional, al estar circulando el brote. Esto se debe a la tendencia de migrar del gas hacia arriba. Si la presión en la tubería de perforación se mantiene constante mientras el gas migra hacia la barrena, al llegar a ella el gas se expandirá y sacará fluido adicional del pozo. Esta pérdida de fluido causará una disminución en la presión hidrostática y si la presión en la tubería de perforación se continua manteniendo constante, la presión de fondo disminuirá. Esta reducción de presión en el fondo del pozo permitirá la entrada de fluido adicional.

3.3 ESCENARIOS Y RIESGOS DE LOS BROTES

El riesgo de brote en aguas muy profundas disminuye por los bajos esfuerzos de la formación, el derrumbe natural del pozo podría cerrar la mayoría de los brotes. Se ha visto que es importante la alta productividad de los pozos en aguas muy profundas. Las altas presiones de fondo fluyendo podrían limitar el derrumbe. El riesgo de un brote subterráneo es sustancial en pozos en aguas muy profundas. La baja tolerancia al brote y la mínima diferencial entre la presión de formación y la presión de extensión de fractura aumentan este riesgo.

El efecto del tirante de agua en un brote en aguas muy profundas podría ser significativo. El corte de la tubería de perforación remueve repentinamente una columna hidrostática importante. El impacto de la columna hidrostática del agua marina en el fondo marino añadiría una contrapresión importante para el flujo descontrolado. Finalmente, esto incrementa la presión de fondo fluyendo y reduce el gasto de flujo. Desafortunadamente, las tendencias de un derrumbe también se verían reducidas.

La mayoría de los brotes en la región de la costa del Golfo de México ocurren durante las operaciones de terminación y reparación. Las principales

causas son el potencial positivo de los hidrocarburos a alta presión y la tendencia limitada de derrumbe con flujo a través de los disparos o de empacamientos de grava. Este riesgo se minimiza en aguas profundas debido al excelente equipo de control utilizado por gente capacitada. Las causas comunes son instancias donde sólo hay presente una barrera de presión y una subsecuente falla mecánica.

Algunos de los diferentes escenarios en los que se puede presentar un brote en pozos en aguas muy profundas, basados en casos reales, son los siguientes:

- Brote con parte de la sarta de perforación como pescado.
- Brote con la sarta de perforación colgada en el equipo.
- Brote con tubería de perforación cortada en el conjunto de preventores.
- Brote durante la perforación.

a) BROTE CON PARTE DE LA SARTA DE PERFORACIÓN COMO PESCADO

Es un brote por arriba de la sarta, generado en la parte inferior, durante operaciones de pesca, puede resultar en un brote subterráneo, como se muestra en la Figura 3.5. Con la parte superior del pescado dentro de la tubería de revestimiento, el flujo puede subir por el interior de la sarta de perforación y luego bajar por el espacio anular hasta la zapata o salir por alguna ruptura de la tubería de revestimiento. La trayectoria de flujo por el interior y hacia arriba de la sarta de perforación rota (pescado), ha sido una causa muy común de brotes.

El derrumbe es menos factible, ya que la presión de fondo fluyendo es alta y la exposición de la formación está limitada a la trayectoria del flujo. Las restricciones de la sarta de perforación y la presión de fractura a la profundidad de la salida del flujo, son factores que controlan la presión. Anteriormente han ocurrido brotes similares tanto en tierra como en el mar, pero en aguas muy profundas aún no. La clave es siempre taponar la sarta en el fondo.

La ocurrencia de un brote siempre es factible cuando se desplaza cemento fuera de la barrena en un intento de taponar sólo una parte limitada de la sarta. El operador siempre trata erróneamente a la sarta como si estuviera taponada. Una solución es inyectar materiales que taponarían la barrena con cemento, o colocar un tapón desplazador tras el cemento, el cual se queda en alguna restricción para controlar el desplazamiento.

b) BROTE CON LA SARTA DE PERFORACIÓN COLGADA EN EL EQUIPO

Durante un brote severo en la tubería de perforación se puede llegar a presentar un brote subterráneo puenteado. En un caso real de brote, bajo esas

circunstancias, se bombearon 65 m^3 [408 bl] de fluido base aceite de 2.09 g/cm^3 [17.4 lb/gal] dentro de la tubería de perforación, con cero de presión en la superficie y con el pozo con descontrol subterráneo, como se muestra en la figura 3.6.

Después de que el pozo se taponó en 230 minutos, la presión de la tubería de perforación aumentó repentinamente a más de 4,000 psi en siete minutos y finalmente a una presión máxima registrada de 6,300 psi mientras se perdía la válvula de la bomba de lodo, figura 3.7. El brote experimentado en la tubería de perforación en este pozo no es poco común en brotes en sartas de perforación.

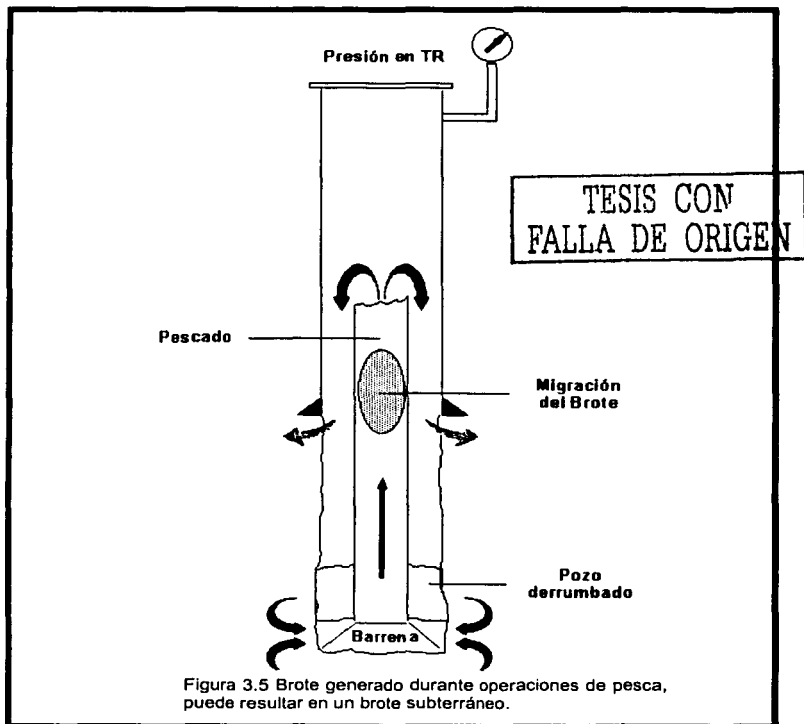


Figura 3.5 Brote generado durante operaciones de pesca, puede resultar en un brote subterráneo.

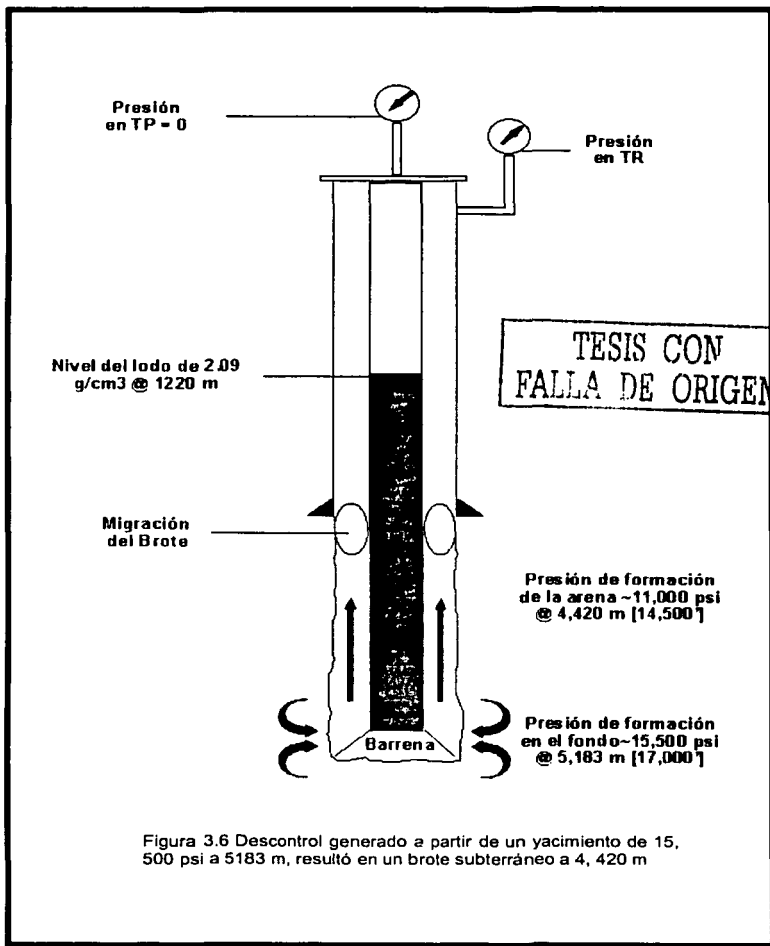


Figura 3.6 Descontrol generado a partir de un yacimiento de 15,500 psi a 5183 m, resultó en un brote subterráneo a 4,420 m

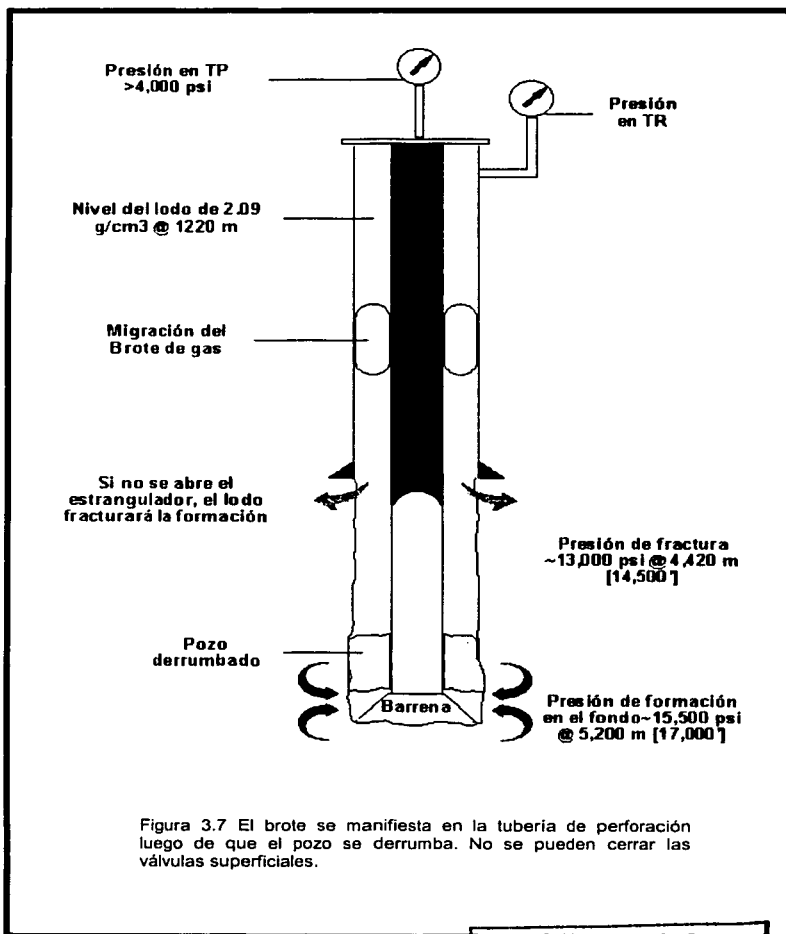


Figura 3.7 El brote se manifiesta en la tubería de perforación luego de que el pozo se derrumba. No se pueden cerrar las válvulas superficiales.

TESIS CON FALLA DE ORIGEN

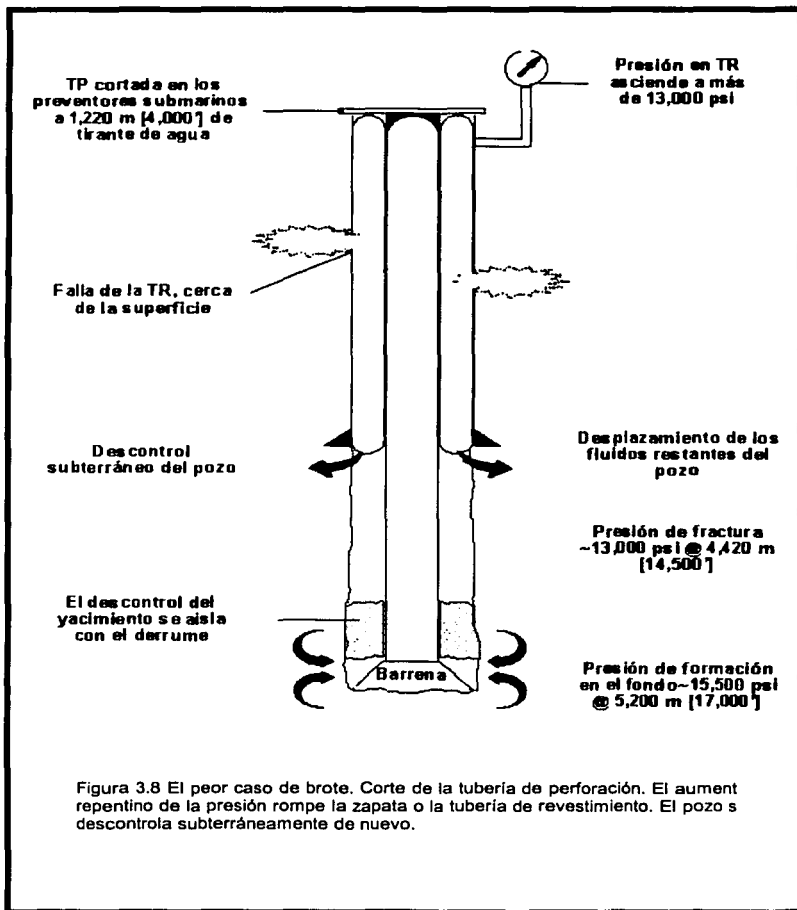
El brote y el descontrol en la tubería de perforación se deben a las siguientes circunstancias.

- La presión hidrostática en la sarta de perforación se balancea con la presión de fondo fluyendo, lo cual abate el nivel del lodo en la tubería.
- El pozo se tapona, cerrando el flujo subterráneo.
- La presión de fondo en la barrena se incrementa hasta la presión de formación de la zona que originalmente se descontrola. Así, se manifiesta el brote en la tubería de perforación. Mientras mayor sea la diferencia entre la presión de fondo estática y la de fondo fluyendo, peor será el brote en la tubería.
- Falla el cierre de las válvulas de seguridad superficiales y/o de las válvulas de compuerta del múltiple de la tubería vertical en flujo subsónico de fluido de alta densidad. Las válvulas de contrapresión de la flecha no pueden ser cerradas durante altos flujos. Los asientos de la válvula se desgastan con la alta velocidad de los sólidos del lodo. La manguera de la flecha falla. Puede haber fugas en el *top drive* (rotaria viajera) a altas presiones.
- En algunas circunstancias, ocurre un severo golpeteo hidráulico en la superficie, cuando la columna de fluido que permanece en la tubería es empujado hacia la superficie por el brote.

c) BROTE CON TUBERÍA DE PERFORACIÓN CORTADA EN EL CONJUNTO DE PREVENTORES

Un brote en la tubería de perforación cortada puede resultar en otro brote. La tubería puede caer, o aún más, puede estar asentada dentro del conjunto de preventores submarinos. El flujo puede sostener la sarta de perforación y luego dejarla caer y romper la tubería de revestimiento o la zapata. La Figura 3.8 presenta el peor caso de brote, cuando se corta la tubería de perforación, sobreviene un repentino aumento de presión, el cual rompe la zapata o la tubería de revestimiento, con lo que, finalmente, el pozo se descontrola de nuevo en forma subterránea.

Con la sarta de perforación cortada en el conjunto de preventores submarinos, el flujo puede continuar a través de los arietes de tubería inferiores cerrados. Estos arietes flotantes sellan sólo la presión de la parte inferior. Puede ocurrir la erosión del conjunto de preventores en la parte superior de la tubería cortada, seguido por la caída de la tubería a través de los arietes erosionados. La presión en el espacio anular se incrementa y luego la tubería de revestimiento o la zapata falla. En el Mar del Norte resultó un costoso brote submarino, después de cortar la tubería de perforación (rupturas múltiples de tubería de revestimiento).



TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

d) BROTE DURANTE LA PERFORACIÓN

La tubería de perforación es la trayectoria más factible de flujo de un brote mientras se perfora. Basándose en ejemplos de casos sucedidos en la plataforma continental del Golfo de México y en tierra, este es el más común de todos los brotes de perforación superficiales.

El flujo es a través de la barrena y del aparejo de fondo hasta la superficie. El pozo no se puentea fácilmente, puesto que la barrena puede estar dentro del yacimiento y la presión de fondo fluyendo puede ser alta. Las caídas de presión a través de las toberas de la barrena, el aparejo de fondo y la sarta limitan el derrumbe de la formación. Las altas presiones de cierre y el rápido incremento de la presión podrían conducir a la ruptura de la tubería.

Las conexiones de la tubería de perforación no sellan bien contra gas y las fugas podrían conducir a una falla rápida de la tubería. Puede resultar imposible cerrar una válvula contra el flujo de fluido denso a alta velocidad (estando parcialmente abierta, la válvula se aprieta o se desgasta). La manguera de la flecha puede llegar a fallar, si es que el pozo se aisló en la tubería vertical.

3.4 MÉTODOS DE CONTROL DE BROTES

El control de pozos en aguas profundas es realizado con simuladores modernos de brotes, los cuales muestran claramente que la peor etapa en términos de la presión de fractura no es cuando el gas entra al agujero sino cuando el fluido de perforación entra a la línea de estrangulamiento, en este caso tanto la presión hidrostática y las caídas de presión en la línea de estrangulamiento se incrementan, debido a que el diámetro de las líneas (matar y estrangulamiento) es más pequeño que el diámetro que tienen las líneas en pozos convencionales y la longitud de las líneas en aguas profundas es mayor.

El control de pozos en aguas profundas es una situación muy difícil de manejar. Cuando el tirante de agua aumenta, las caídas de presión en la línea de estrangulamiento también aumentan, mientras que la presión de fractura disminuye.

A continuación se presentan algunos métodos empleados para el control de brotes en aguas profundas.

3.4.1 MÉTODO DEL PERFORADOR PARA AGUAS PROFUNDAS

Una opción para mantener el proceso de control del pozo siempre y cuando no se exceda la presión de fractura en la zapata, es el nuevo método del perforador desarrollado para el campo Girassol.

El método está diseñado bajo un principio muy simple, el cual se basa en obtener un óptimo gasto reducido de circulación que está diseñado de acuerdo a las caídas de presión inducidas en la línea de estrangulamiento. El objetivo es lograr un equilibrio hidráulico en el agujero mientras se llevan a cabo las operaciones de control del pozo para evitar un exceso en la presión de fractura en la zapata. Esto no es posible cuando se escoge arbitrariamente el gasto reducido de circulación, debido a que las caídas de fricción pueden ser altas.

La metodología desarrollada en el nuevo método del perforador permite una mejor selección de los parámetros de control, principalmente: el gasto reducido de circulación y el margen de seguridad. Las condiciones en que está basado son las siguientes:

1. La presión de fondo se debe mantener constante durante el control del pozo.
2. La presión en la zapata siempre se debe mantener por debajo de la presión de fractura.
3. El gasto reducido de circulación se debe elegir con el objetivo de simplificar el proceso de control.
4. La variación de los parámetros superficiales (presión en el standpipe, presión en el estrangulador, presión en el conjunto de preventores) debe ser suficientemente estable para permitir un manejo fácil del método.

El desarrollo de las ecuaciones de las presiones en el agujero durante todo el proceso de control está detallado más adelante en los principios del método del perforador. La suposición clásica de considerar $\Delta P_{\text{es}} = 0$ ya no es usada, los resultados son significativamente diferentes de las fórmulas publicadas para el método del perforador en tierra. Un procedimiento para escoger los mejores parámetros de control (principalmente el gasto reducido de circulación) también está desarrollado más adelante.

Este método involucra dos márgenes de seguridad que son usados durante la operación del control del pozo:

- **Margen de Seguridad Dinámico** (S_d) es la presión de sobrecarga hidrostática aplicada durante el proceso de matar el pozo, simplemente manipulando el estrangulador.
- **Margen de Seguridad Estático** (S_e) es la presión de sobrecarga hidrostática aplicada al final del proceso de matar el pozo, con el pozo lleno de fluido de perforación en condiciones estáticas; el margen de seguridad estático es usado

Únicamente para calcular la densidad del fluido de control basado en la presión estática de la tubería de perforación (o la presión de formación P_f).

El método moderno del perforador generalmente considera que $S_c = S_d = S$ pero algunas veces y especialmente en pozos en aguas profundas y pozos HPHT se utilizan por separado los márgenes de seguridad.

Las mediciones del gasto reducido de circulación se deben de llevar a cabo con el fin de cubrir todo el rango de valores que puede ser necesitado. El objetivo es hacer una gráfica que involucre las caídas de fricción en "la línea de estrangulamiento + la línea de matar + las líneas de estrangulamiento y de matar" contra el gasto de circulación. Basado en el control de las caídas de fricción en las líneas y en la geometría del agujero y presión de fractura obtenida a partir de pruebas de goteo, este método indica el valor máximo del gasto reducido de circulación del fluido de circulación, el cual puede ser utilizado con el fin de controlar el pozo.

Los valores obtenidos del gasto reducido de circulación pueden ser clasificados en cuatro, de acuerdo a su valor.

- El valor mínimo, puede ser seleccionado en situaciones operacionales, por ejemplo no es práctico utilizar un gasto de 40 litros por minuto, porque podría requerir una duración inadecuada del control del pozo. Por ejemplo, un valor mínimo del gasto reducido de circulación de 100 litros por minuto puede ser utilizado.
- El valor máximo de gasto reducido de circulación usado para las mediciones debe ser elegido cuidadosamente: si las caídas de presión en la línea de matar son iguales o más grandes que la máxima presión anular superficial permisible ($P_{TRsupmax}$), la presión de fractura en la zapata puede ser excedida. Las mediciones realizadas en la tubería de revestimiento antes de perforar la zapata ayudarán a determinar el valor máximo de velocidad de circulación manteniendo un margen de seguridad.
- Dos valores intermedios podrían ser utilizados.
- Cuando todas las mediciones han sido realizadas, se debe realizar una gráfica.

PRINCIPIOS DEL MÉTODO DEL PERFORADOR EN AGUAS PROFUNDAS

El objetivo de desarrollar la metodología del método es para mostrar las principales ecuaciones que se utilizan en las operaciones de control del pozo. Las ecuaciones dadas permiten el cálculo de las presiones a lo largo de las diferentes

zonas del agujero en momentos críticos durante el proceso de matar el pozo. Estas ecuaciones se pueden usar para fluidos de perforación base agua y base aceite. Los pasos del método del perforador en aguas profundas son los siguientes (todas las presiones están dadas en bar absoluto):

1. **Inicio del control del pozo.** Cuando se cierra el pozo, los valores de la presión en la tubería de perforación al momento que se cierra el pozo (P_{CTP}) y la presión en la tubería de revestimiento al momento que se cierra el pozo (P_{CTR}) pueden ser medidos por medio de métodos convencionales, especialmente cuando se está utilizando fluidos base agua. Para el inicio del control del pozo existen dos opciones (cuando las bombas aumentan de velocidad):

Una vez que la presión inicial en el estrangulador se mantiene fija, la presión de salida de la bomba debe estabilizarse, el valor se obtiene con la siguiente expresión:

$$P_{Ci} = P_{RC} + P_{CTP} + S_d - 1 \text{ atm} \quad (3.1)$$

Un principio para mantener la presión en el fondo del agujero es:

$$P_{fC} = P_f + S_d + \Delta P_{ea}(\rho_1, Q_{RC}, \%riser) \quad (3.2)$$

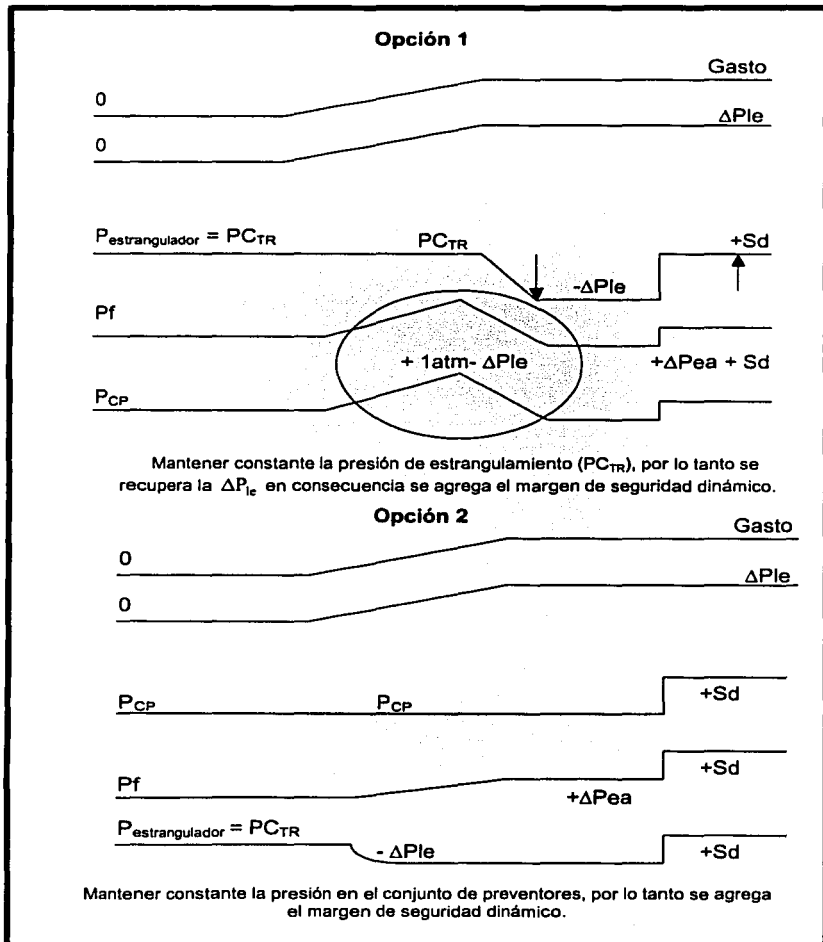
Presión reducida de circulación (P_{RC}): es la presión en el standpipe ($P_{standpipe}$) calculada con el gasto reducido de circulación (Q_{RC}) a través de un circuito de perforación normal usando fluido de perforación ρ_1 .

La fórmula para obtener la P_{RC} es:

$$P_{RC} = \Delta P_{\text{líneas superficiales}}(\rho_1, Q_{RC}) + \Delta P_{\text{dentro de la tubería de perforación}}(\rho_1, Q_{RC}) + 1 \text{ atm} \quad (3.3)$$

la suma $\{ \Delta P_{\text{líneas superficiales}} + \Delta P_{\text{dentro de la tubería de perforación}} \}$ también es llamada ΔP_i

La presión de control es igual a la presión hidrostática en el interior del riser, mas las caídas de presión por fricción en el espacio anular a un gasto reducido, mas un margen de seguridad dinámico. Este valor de la presión deberá ser mayor que la presión de formación y menor que la presión de fractura. Las $\Delta P_{ea}(d_1, Q_{RC}, \%riser)$ son completamente independientes del volumen anular después del brote.



Nota: En el método del perforador convencional se desprecian las caídas de presión en el espacio anular (ΔP_{ca}). En este método se considera que por lo regular $\Delta P_{ca} = 5$ bar. En pozos en aguas profundas y HPHT las caídas de presión en el espacio anular pueden ser mayores a 20 bares con el gasto de circulación normalmente usado.

Evidentemente la metodología asume que la presión en la zapata debe permanecer por debajo de la presión de fractura cuando se cierra el pozo:

$$P_{CTR} < P_{TRsupE,max} \quad (3.4)$$

Donde

$$P_{TRsupE,max} = (P_{fracc} - \rho_{EQ}) \times \frac{D_{zapata}}{10.2} + 1atm \quad (3.5)$$

2. **Afluencia de gas por debajo de la zapata.** Si se considera que toda la afluencia está localizada por debajo de la zapata y que el espacio anular entre la zapata y la superficie está lleno de fluido de perforación (densidad ρ_1), entonces, cuando el frente de gas está en la zapata se tendrá que:

$$P_{zapata} < P_{fractura} \Leftrightarrow P_{TRsupE,max} - P_{CTR} - S_d - \alpha \Delta P_{ea} - \beta > 0 \quad (3.6)$$

Donde:

α , es un coeficiente de proporcionalidad para la longitud del agujero:

$$\alpha = \frac{L_{zapata \rightarrow preventores}}{L_{TD \rightarrow preventores}} \quad (3.7)$$

β , es la sobrepresión que se produce en la zapata debido al peso del gas libre (o la mezcla de fluido de perforación y gas).

El valor permisible máximo de margen de seguridad dinámico (S_d) es deducido mediante las Ecuaciones (3.6) y (3.7):

$$S_d < P_{TRsupE,max} - P_{CTR} - \alpha \Delta P_{ea} - \beta \quad (3.8)$$

Ahora se puede calcular el valor máximo del margen de seguridad dinámico que puede ser usado sin tener peligro; en la Ecuación 3.10 se detallan los valores máximos del margen de seguridad dinámico y del gasto reducido de circulación.

Al inicio del control, el valor de la presión de estrangulamiento es:

$$P_{\text{estrangulador}} = P_{E_{\text{estrangulador}}} \approx PC_{TR} - \text{latm} + S_d \quad (3.9)$$

La presión de estrangulamiento no puede ser menor a 1 atm; por lo tanto, después de seleccionar el margen de seguridad dinámico (S_d), las máximas caídas de presión permitidas en la línea de estrangulamiento al inicio del control se pueden calcular de la siguiente forma:

$$\Delta P_{le(i)} < PC_{TR} - \text{latm} + S_d \quad (3.10)$$

Se elaboran gráficas de control del pozo considerando.

$$\Delta P_{le}, \Delta P_{lm}, \Delta P_{le+lm} \text{ contra } Q_{RC}$$

Ahora se puede seleccionar lo más apropiado en cuanto a:

- Número de líneas de retorno (1 ó 2)
 - El Q_{RC1} máximo, es válido hasta que el fluido de control comienza a ser bombeado.
3. **Inicio del bombeo del fluido de control.** La densidad del fluido de control seleccionado sirve para contener la sobrepresión de la formación (incluyendo el margen de seguridad estático seleccionado en ese momento):

$$\frac{P_{L_{\text{control}}}}{P_{hi}} = P_f + S_e - \text{latm} \quad (3.11)$$

El fluido de control es aquél que se introduce en el estrangulador para mantener constante la presión en el mismo hasta que el fluido de control llega a la barrena.

4. **Presión mínima de estrangulamiento.** La presión de circulación final (P_{CF}) y la presión de fondo durante el proceso de matar el pozo (P_{fc}) posiblemente incrementarán si la presión de estrangulamiento es más grande de lo deseado. Esto puede ocurrir cuando la presión de estrangulamiento iguala a la presión atmosférica, la cual no puede estar por debajo de este valor absoluto; debido a las grandes caídas de presión en la línea de estrangulamiento, la presión de estrangulamiento disminuye rápidamente con la afluencia de gas, el cual se circula a la superficie con el fin de mantener constante la presión de fondo.

En lugar de presión atmosférica, se propone usar el término de presión mínima de estrangulamiento. Se puede demostrar en un simulador de brotes que

este factor es ligeramente más grande que la presión atmosférica. En aguas profundas se recomienda tener un valor de 3 ó 4 bares en la presión mínima de estrangulamiento. La presión de estrangulamiento iguala a la presión mínima justo después de que el gas sea desplazado del agujero, esto es debido a las grandes caídas de presión en la línea de estrangulamiento. Si la presión de estrangulamiento iguala al valor de la presión mínima, entonces la presión de circulación final incrementará al igual que todas las presiones en el pozo.

Se puede demostrar analíticamente que la presión de estrangulamiento nunca igualará a la presión mínima de estrangulamiento, únicamente si:

$$\{S_d - S_e\} - \Delta P_{le} > P_{\text{estrangulaciónmínima}} - 1 \text{ atm} \quad (3.12)$$

Para eventos de control de pozos durante la perforación de pozos en aguas profundas, debido a la ventana operativa estrecha entre la densidad del fluido y los valores de la prueba de goteo, la condición mostrada arriba no aplica.

5. fluido de control en la superficie. Comparado con las ecuaciones clásicas de pozos en tierra, se puede observar que, con el fluido de control en la superficie, la presión de circulación final (P_{CF}) y la presión de fondo durante el proceso de controlar el pozo (P_f) son valores grandes, los cuales son función de las caídas de presión en el estrangulador (ΔP_{le}). Al inicio del control, las caídas de presión en el estrangulador se desprecian, pero al final de los cálculos se debe de tomar en cuenta el valor de éstas pérdidas en las ecuaciones.

Con el fluido de control en la superficie, el valor máximo permitido de caídas de presión en la línea de estrangulamiento es establecido por la siguiente condición:

$$P_{TR\text{supmax}} - P_{\text{estrangulaciónmínima}} - \alpha \Delta P_{ea} - \Delta P_{le(2)} > 0 \quad (3.13)$$

Luego se elaboran gráficas de control del pozo considerando.

$$\Delta P_{le}, \Delta P_{lm}, \Delta P_{le+lm} \text{ contra } Q_{RC}$$

Se puede seleccionar lo más apropiado en cuanto a:

- Número de líneas de retorno (1 ó 2).
- El Q_{RC2} máximo válido con el fluido de control en el pozo.

Después de haber obtenido el valor máximo del gasto de circulación permitido (Q_{RC1} y Q_{RC2}), se recomienda utilizar el valor más bajo y utilizarlo durante todo el proceso de control.

6. **Control de la fracturación en el punto más débil.** Generalmente en el pozo el punto más débil se localiza en la zapata. En la Figura 3.10 se muestran las presiones máximas que se permiten en la superficie (la presión en el estrangulador y la presión en el standpipe) durante las operaciones de control del pozo. Con base en las fórmulas, el fluido entre la zapata y el estrangulador, o entre la zapata y el standpipe, siempre debe estar bien definido (fluido de perforación o fluido de control).

3.4.2 MÉTODO DE GASTO DE FLUJO ADICIONAL

El método consiste en mezclar en el conjunto de preventores, el fluido de circulación (fluido de perforación o fluido de control) con un fluido de menor densidad y propiedades reológicas que va a proporcionar un gasto reducido de flujo adicional al fluido de circulación. La densidad y propiedades reológicas de la mezcla que entra a la línea de estrangulamiento son menores, comparadas con las propiedades originales del fluido de perforación, lo cual provoca un decremento en la columna hidrostática y en las caídas de presión por fricción dentro de la línea de estrangulamiento. Con un apropiado gasto reducido de circulación y gasto de flujo adicional, el efecto de las caídas de presión por fricción en la línea de estrangulamiento pueden ser menores o quizá ser eliminadas. La presión de fondo se puede mantener constante si se usa un estrangulador superficial y también si se utiliza un apropiado gasto reducido de circulación en el fluido empleado para proporcionar el gasto de flujo adicional.

Selección del fluido empleado para el gasto de flujo adicional. Las especificaciones para el fluido son las siguientes:

- El fluido debe ser lo más ligero posible.
- Debe ser totalmente compatible con el sistema del fluido.
- El medio debe ser aceptable para el fluido.
- La reología de la mezcla del fluido de perforación y del fluido empleado para el gasto de flujo adicional debe ser menor que la reología del sistema original de fluido perforación.

Consideraciones operacionales. La vía para inyectar el fluido empleado para proporcionar el gasto de flujo adicional depende del equipo que se encuentra en el riser y de la configuración de los preventores. Con un riser equipado con una línea de inyección química con un diámetro apropiado (mínimo de 2") puede ser usada para facilitar la circulación del brote hacia la superficie a través de las líneas de estrangulamiento y de matar. En otro caso, el fluido empleado para proporcionar el gasto de flujo adicional puede ser bombeado a través de la línea de matar. Debido al bajo valor de gasto de flujo adicional, se recomienda utilizar la unidad de bombeo de cementación.

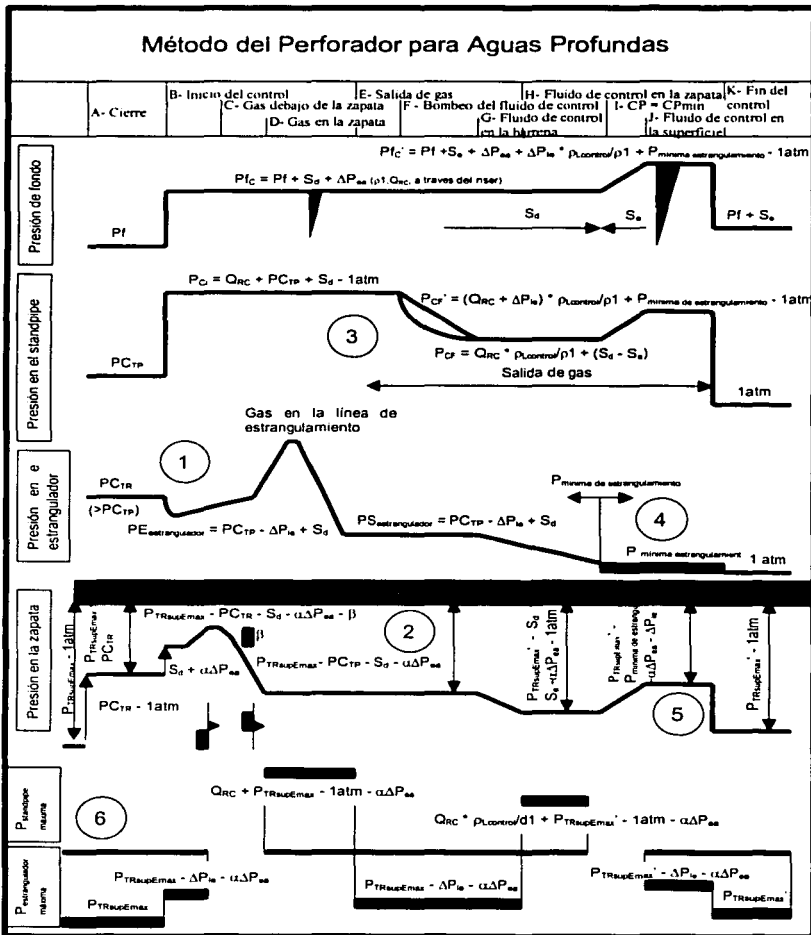
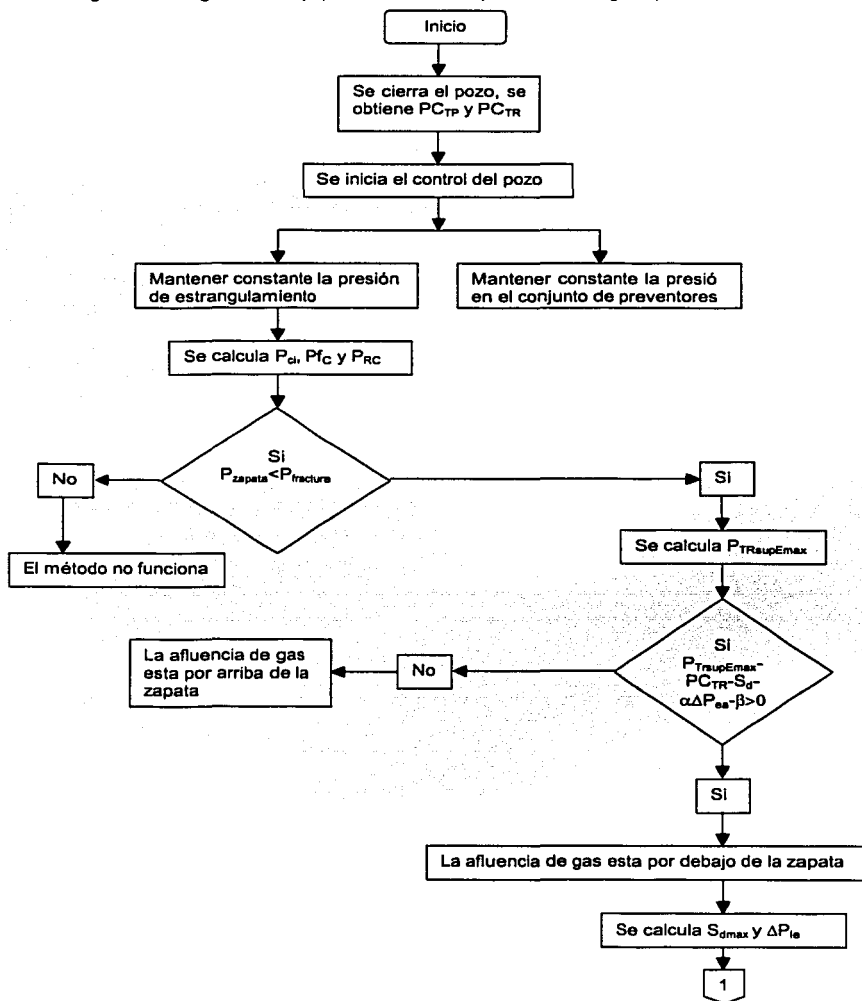
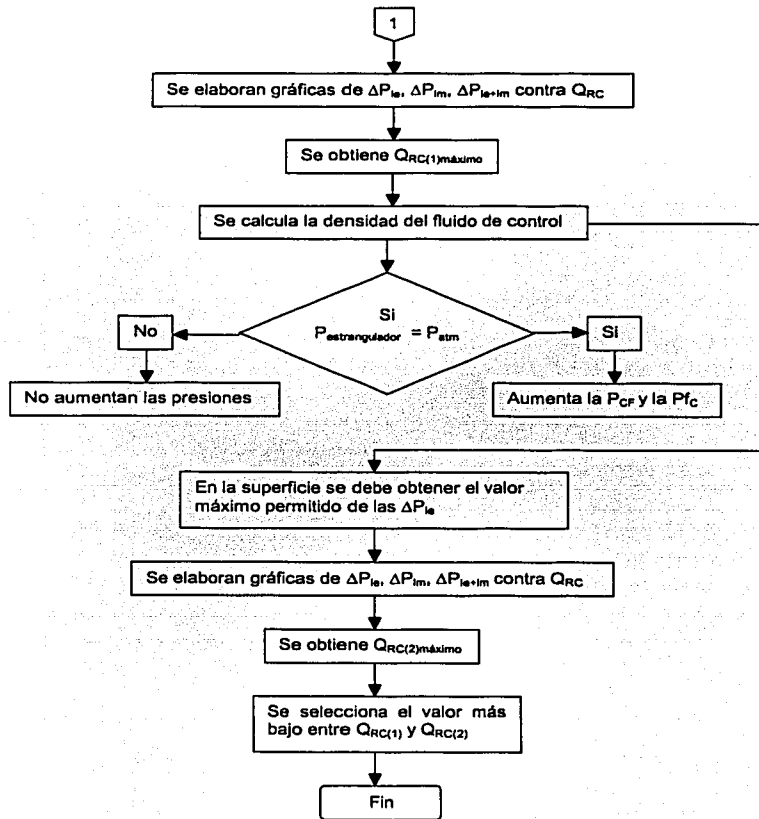


Figura 3.10 Curvas de control de pozos para el método del perforador en aguas profundas

TESIS CON
 FALLA DE ORIGEN

Figura 3.11 Diagrama de flujo para el método del perforador en aguas profundas





PROCEDIMIENTO

Este procedimiento supone que se utilizará lo menos posible el equipo de perforación. Después de cementada la tubería de revestimiento y antes de perforar la zapata, se debe de seleccionar el gasto de flujo adicional y el gasto reducido de circulación más convenientes.

Antes de extraer el cemento perforado:

- Se circula con el conjunto de preventores abiertos con un determinado gasto reducido de circulación y presión de circulación. Las bombas se paran.
- Se cierra el ariete anular superior y el ariete anular inferior. Se hace circular el fluido que se emplea para proporcionar el flujo de gasto adicional con la unidad de cementación desde la línea de matar hasta la línea de estrangulamiento, hasta que la densidad del fluido de perforación que sale del pozo sea igual a la densidad del fluido empleado para proporcionar el gasto de flujo adicional. Se utiliza el estrangulador para mantener la presión por arriba de la columna hidrostática del mar al nivel de los preventores, si es necesario se grafica la presión. Esto permite calcular las caídas de presión por fricción en la línea de matar causada por el fluido que se emplea para proporcionar el flujo de gasto adicional. La presión en la línea de matar se usa durante el control del pozo.
- Se abre el ariete inferior (o válvula de estrangulamiento inferior) manteniendo constante el gasto de flujo adicional y se inicia a bombear con un determinado gasto reducido de circulación cuando el fluido de perforación en la superficie registra una presión constante. Si las caídas de presión por fricción en la línea de estrangulamiento están balanceadas, esta presión puede ser igual a la presión reducida de circulación.

Durante un brote:

- Se cierra el pozo con el ariete anular inferior. Se registra la presión de confinamiento en la tubería de perforación al momento que se cierra el pozo (PC_{TP}).
- Se cierra el ariete anular superior, se desplaza el fluido empleado para proporcionar el gasto de flujo adicional desde la línea de matar hasta la línea de estrangulamiento y al juego de válvulas de estrangulamiento. Esto garantizará que el fluido sea homogéneo en las líneas de estrangulamiento y de matar. Se cierra el estrangulador.
- Se abre el ariete anular inferior, se registra la presión inicial en la línea de matar (PE_{im}). Se establece el gasto de flujo adicional manteniendo la presión de confinamiento en la tubería de perforación al momento que se cierra el pozo (PC_{TR}) + margen de seguridad del estrangulador.
- Se inicia a bombear el fluido al gasto reducido de circulación establecido, se debe mantener la presión reducida de circulación (Q_{RC}) + la presión de

confinamiento en la tubería de perforación al momento que se cierra el pozo (PC_{TP}) + margen de seguridad hasta que el gas salga.

- Se bombea el fluido de control al gasto reducido de circulación manteniendo la presión reducida de circulación del fluido de control ($Q_{R\text{fluido de control}}$) + margen de seguridad, hasta que el fluido de control llegue al conjunto de preventores.
- Se cierran los arietes anulares inferiores, se circula fluido de control por las líneas de matar y de estrangulamiento.
- Se abre el ariete anular inferior y se verifica que el pozo fue controlado.
- Se circula el fluido de control en el riser.

Después de seleccionar el fluido empleado para el flujo de gasto adicional, el resto del método es idéntico al método del perforador. El fluido empleado para el flujo de gasto adicional puede ser seleccionado con los puntos anteriores cerrando los arietes y el estrangulador, prefijando únicamente los ajustes que sean necesarios para mantener la presión de confinamiento en la tubería de perforación al momento que se cierra el pozo (PC_{TP}) + margen de seguridad cuando se abre el ariete superior. La medición o cálculo de variables, tal como la columna estática del fluido empleado para el flujo de gasto adicional, las caídas de presión por fricción de dicho fluido en la línea de control permitirán la supervisión de la presión en el conjunto de preventores durante el proceso de control.

3.4.3 MÉTODO DE LA MÁXIMA PRESIÓN ANULAR SUPERFICIAL PERMISIBLE ($P_{TRsupE\max}$)

Un gran problema cuando se controla un brote es saber si se fracturará o no la formación en la zona de la zapata. En general, no hay forma de supervisar la presión hidráulica directamente en la zapata, únicamente se tiene la forma de inferir y probar el problema de fractura por medio de otras mediciones. La técnica convencional consiste en supervisar la presión de estrangulamiento durante el proceso de matar el pozo y compararla con la máxima presión anular superficial permisible estática, la cual es calculada a partir de la prueba de goteo:

$$P_{TRsupE\max} = P_{LOT} - (\rho_{\text{circulando}} - \rho_{LOT}) \times D_{zapata} \times g \quad (3.14)$$

Donde:

P_{LOT}	=Presión en la prueba de goteo
ρ_{LOT}	=Densidad del lodo en la prueba de goteo
$\rho_{\text{circulando}}$	=Densidad del lodo que esta circulando
D_{zapata}	=Profundidad de la zapata
g	=Aceleración gravitacional

La Ecuación 3.14 implica las condiciones estáticas de la columna de fluido de perforación por arriba de la zapata. Esto es válido si el gas no ha pasado por la

zapata cuando se esta cerrando el pozo y si tampoco se ha presentado una presión de estrangulamiento que pueda fracturar la zapata. Durante la fase de control, el fluido de perforación siempre está siendo circulado y en algunos puntos el gas estaría por arriba de la zapata. De esta manera una o ambas condiciones de la Ecuación 3.14 siempre serian falsas.

En aguas profundas, se ha observado que las pérdidas de circulación arriba de la zapata son considerables. Esto se atribuye en gran parte a la línea de estrangulamiento (ΔP_{le}). Si las pérdidas son conocidas, la máxima presión anular superficial permisible en la línea de estrangulamiento puedes ser calculada de la siguiente manera:

$$P_{TR\ sup\ max} = P_{TR\ sup\ E\ max} - \Delta P_{le} \quad (3.15)$$

Mientras se circula a través de la línea de estrangulamiento fluido de perforación sin gas por arriba de la zapata, se obtiene un valor nuevo y más bajo para la máxima presión permisible en el estrangulador.

Una vez que el gas llega a la zapata la Ecuación 3.15 debe ser modificada por un termino hidrostático delta adicional (ΔHyd_{zapata}), dado que la presión hidrostática en la zapata comenzará a disminuir, causando que la máxima presión anular superficial permisible ($P_{TR\ sup\ max}$) aumente. Éste número es muy difícil para cuantificar en el campo puesto que no se tiene un conocimiento cierto de la posición del gas. Si se tiene conocimiento de la distribución del gas, un simulador puede calcular la máxima presión anular superficial permisible dinámica ($P_{TR\ sop\ D\ max}$) y demostrar los efectos opuestos del incremento de las caidas de presión por fricción y de la disminución de la presión hidrostática.

$$P_{TR\ sup\ D\ max} = P_{TR\ sup\ E\ max} - \Delta P_{le} - \Delta Hyd_{zapata} \quad (3.16)$$

El valor de ΔHyd_{zapata} es negativo cuando hay gas arriba de la zapata y positivo cuando hay fluido de perforación. En los pozos en aguas profundas, el gas entra a la línea de estrangulamiento y se expande rápidamente, incrementando la velocidad del gas y del fluido de perforación, así como las caidas de presión por fricción en la línea de estrangulamiento. También hay una simultánea reducción en la presión hidrostática dado que el gas desplaza al fluido de perforación en la línea de estrangulamiento (Figura 3.12). En la práctica, la reducción de la presión hidrostática, generalmente es mayor que la compensada por el incremento en las caidas de presión por fricción requiriendo un incremento en la presión de estrangulamiento para mantener la presión de fondo.

El resultado final es una presión de estrangulamiento que exceda a la máxima presión estática anular superficial permisible cuando el gas este en la línea de estrangulamiento.

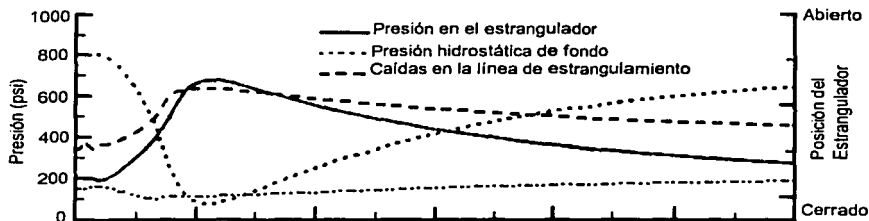


Figura 3.12. La circulación de gas hacia fuera muestra la contribución relativa del incremento de caídas de fricción, de presión de estrangulamiento y de la reducción de la presión hidrostática. Aproximadamente a los 85 minutos el gas entra a la línea de estrangulamiento. Aproximadamente en 105 minutos la presión hidrostática alcanza su valor mínimo y la presión de estrangulamiento su valor máximo.

3.4.4 MÉTODO DE LA MÁXIMA PRESIÓN PERMISIBLE EN LOS PREVENTORES (P_{BOPmax})

Muchas de las razones por las cuales el método de la máxima presión anular superficial permisible ($P_{TRsupmax}$) no es usado cuando se realizan actividades de control de pozos en aguas profundas es debido a los efectos causados por la línea de estrangulamiento. Si se eliminan estos efectos, se podrá tener un indicador más estable para fracturas en la zapata y que pueda ser usado en el campo. La supervisión de la presión en los preventores da esta oportunidad.

Usando la presión en los preventores para inferir la presión en la zapata, se eliminarían las caídas de presión por fricción en la línea de estrangulamiento, así como los efectos hidrostáticos del gas en la línea de estrangulamiento. Los efectos que permanecerán son las caídas de presión por fricción entre la zapata y el conjunto de preventores, y los efectos hidrostáticos entre la zapata y el conjunto de preventores cuando el gas está presente. Las caídas de presión por fricción son pequeñas en la tubería de revestimiento, en distancias cortas las caídas de presión por fricción son más grandes, sin embargo los efectos hidrostáticos disminuyen. Por ejemplo, para un brote del mismo tamaño, es mejor usar el método P_{BOPmax} en un pozo en aguas profundas que el método $P_{TRsupmax}$ en un pozo en tierra con una zapata a la misma profundidad debido a que la presión en los preventores es más alta.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

En términos prácticos, la presión en el conjunto de preventores puede ser supervisada durante la prueba de goteo y conocida en la formación fracturada (P_{CfOI}). Al momento de matar el pozo, la máxima presión permitida en los preventores (P_{BOPmax}) se puede calcular:

$$P_{BOPmax} = P_{CfOI} - (\rho_L - \rho_{Lol}) \times (D_{zapata} - D_{BOP}) \times g \quad (3.17)$$

En lugar de supervisar la presión de estrangulamiento y compararla con la $P_{TRsupmax}$, mejor se supervisa la presión en los preventores y se compara con la P_{BOPmax} (Figura 3.13).

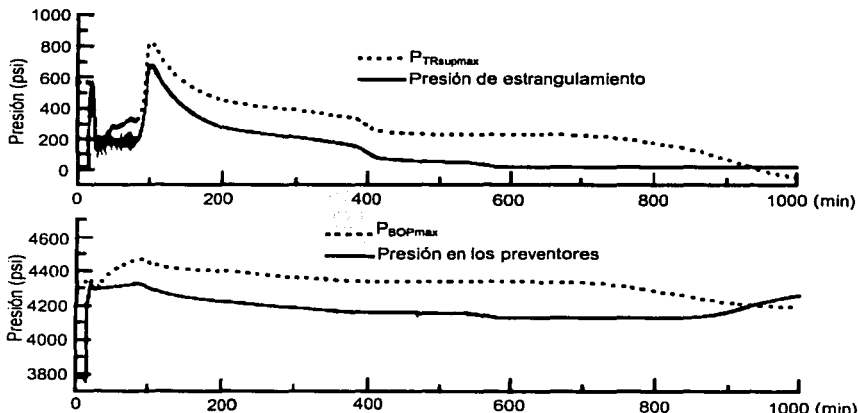


Figura 3.13. Comparación entre el método $P_{TRsupmax}$ y el método P_{BOPmax} . Debido a los cambios bruscos de la presión durante se circula el gas hacia fuera, se dificulta la interpretación de la $P_{TRsupmax}$ y de la presión de estrangulamiento en un pozo en aguas profundas. La presión en los preventores y la P_{BOPmax} son aisladas de los efectos de la circulación de gas hacia fuera y de las caídas de fricción en la línea de estrangulamiento, lo que ayuda a que su interpretación sea más fácil.

MARGEN DE SEGURIDAD DE FRACTURA

La aplicación de una de las técnicas para estimar el problema de la fractura en la zapata ($P_{TRsupmax}$, P_{BOPmax}) depende de la diferencia entre la presión supervisada y la presión de fractura esperada. Si estos valores cambian puede ser difícil estimar su valor exacto visualmente. La diferencia entre estos valores (presión de fractura en la zapata – presión hidráulica en la zapata) puede ser

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

calculada por un simulador, el cual da un indicador potencial para las condiciones de fracturamiento. Mientras este valor sea positivo hay seguridad.

VELOCIDAD DE CIRCULACIÓN

Particularmente en pozos en aguas profundas, cuando el gas sale del agujero, el punto donde se genera la circulación de gas es a causa de la probable fractura de la formación. En este punto, tanto el espacio anular del riser así como la línea de estrangulamiento incrementan la presión hidrostática y las caídas de presión por fricción en la línea de estrangulamiento actúan en el espacio anular. Si se logra que para este punto el estrangulador este abierto y que se continúe bombeando fluido de perforación a un cierto gasto reducido de circulación (Q_{RC}), el standpipe y la presión anular en el riser tal vez podrían conducir a una fractura en la zapata.

Al momento que se abre el estrangulador, se inicia un bombeo lento para mantener constante la presión en el standpipe. Está técnica minimiza la presión en el espacio anular y funciona si el fluido de control tiene un gasto adecuado de circulación a la presión requerida. Las bombas de cementación o unidad de alta presión podrán ser usadas para bajos gastos. Cuando el equipo alcanza su gasto mínimo de flujo, la presión anular aumenta.

Un problema en la disminución de la presión de las bombas es que la presión de fondo no puede ser mantenida lo suficientemente alta para evitar una afluencia adicional. Cuando las bombas inician a disminuir su presión, la presión de fondo incrementa lentamente.

La ecuación que determina la presión de fondo (P_f) es la siguiente:

$$P_f = P_{\text{standpipe}} - \Delta P_{TP} + \text{Hyd}_{dp} \quad (3.18)$$

Reagrupando:

$$P_f + \Delta P_{TP} = P_{\text{standpipe}} + \text{Hyd}_{dp} \quad (3.19)$$

El lado derecho de la Ecuación 3.19 ahora es constante; Hyd_{dp} es constante con el fluido de control en la tubería de perforación y la presión en el standpipe es constante si se reduce el gasto de la bomba para control de la presión en el standpipe. Esto causa la reducción del gasto y también causa la reducción de las caídas de presión por fricción en la tubería de perforación. Para mantener constante la parte izquierda de la ecuación, se debe incrementar la presión de fondo.

3.5 ARREGLOS DE PREVENTORES

Los nuevos arreglos de conjuntos de preventores tienen más funciones y capacidades de monitoreo que los utilizados antiguamente. Debido a la importancia de los conjuntos de preventores y a su sistema de control para la seguridad del personal y del ambiente de trabajo, estos deben ser altamente confiables.

Los requerimientos de los preventores en aguas profundas son fundamentales para una perforación segura. Estos requerimientos están muy relacionados al medio ambiente de perforación específico. Los cambios en las características en el pozo pueden requerir cambios en el equipo de los preventores y en el equipo de control de pozos, por eso es muy importante discutir los cambios en los arreglos de conjuntos de preventores, las necesidades y problemas de operación en aguas profundas.

3.5.1 TIPOS DE ARREGLOS DE PREVENTORES EN AGUAS PROFUNDAS

Basado en la literatura en aguas profundas la clasificación del arreglo de preventores es la siguiente:

1. Arreglo típico de preventores submarinos.
2. Arreglo de preventores con compuertas hidráulicas
3. Arreglo de preventores superficiales.

1) ARREGLO TÍPICO DE PREVENTORES SUBMARINOS

La Figura 3.14 muestra un arreglo típico de preventores usado para perforación en aguas profundas. El arreglo tiene un tamaño de 18 $\frac{3}{4}$ pulgadas y durante la perforación trabaja con un promedio de presiones de 15,000 psi estas características son estándar para arreglos de conjuntos de preventores, está formado por dos preventores anulares y de cuatro preventores tipo ariete. El sistema típico consta de tres o cuatro líneas de salida. Cada línea de salida está conectada a la línea de estrangulamiento o a la línea de matar a través de dos válvulas check que cuentan con un sistema capaz de ajustar automáticamente una falla o error al detonar un aparato automático. La mayoría de los arreglos de preventores usados para aguas profundas son iguales a los arreglos utilizados para pozos con tirante de agua somero o en tierra. Sin embargo, algunos arreglos para aguas profundas son controlados por un sistema multiplexado para reducir el tiempo de respuesta de los preventores. Algunos arreglos de preventores para aguas profundas incluyen dos arietes de corte ciego para incrementar la probabilidad de corte de la tubería de perforación y sellar totalmente el pozo en caso de que algún otro preventor falle.

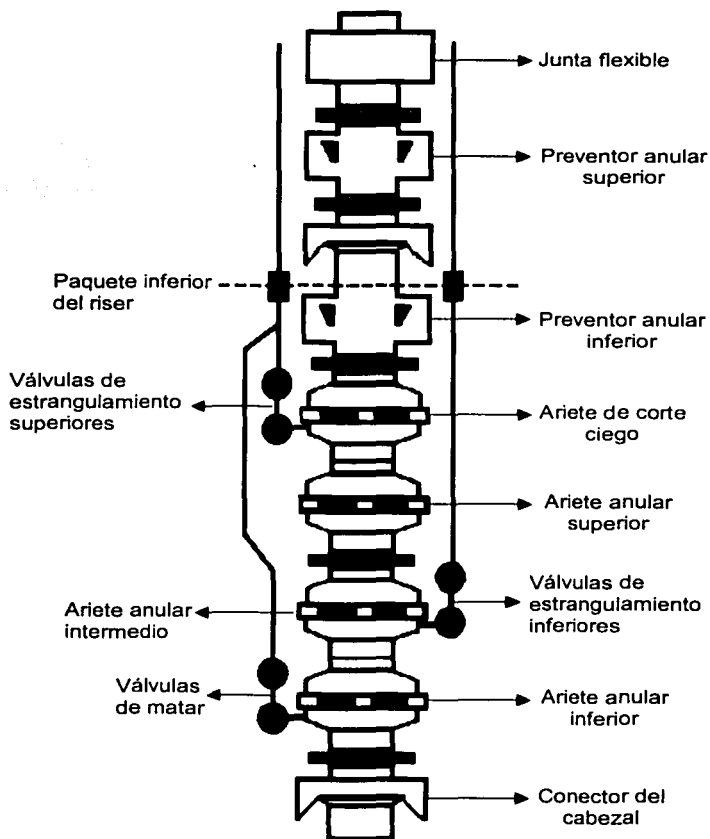


Figura 3.14 Arreglo típico de preventores submarinos

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

2) ARREGLO DE PREVENTORES CON COMPUERTAS HIDRÁULICAS

Para la optimización del mantenimiento de los conjuntos de preventores, más específicamente para el cambio de los arietes, se ha desarrollado un arreglo de preventores con compuertas.

El arreglo de preventores con compuertas hidráulicas incluye: un arreglo más pequeño y ligero; puertas que abren hidráulicamente; Un sistema de cerrado de arietes que no requiere de un arreglo, sus cavidades no están soldadas, lo que permite cambiar los sellos de los arietes; cuenta con un sello en las puertas; los arietes cuentan con gomas que soportan altas temperaturas; los arietes de corte se ajustan en alguna cavidad; Las piezas de repuesto de este tipo de arreglo es compatible con los arreglos submarinos.

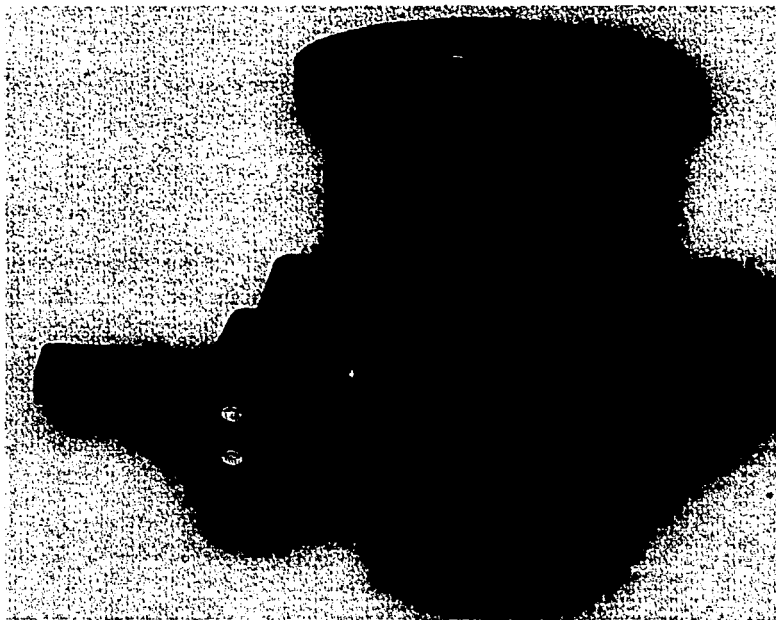


Figura 3.15 Arreglo de preventores con compuertas hidráulicas

3) ARREGLO DE PREVENTORES SUPERFICIALES

Los arreglos de preventores superficiales han sido utilizados en operaciones de perforación en plataformas semisumergibles en regiones donde se perfora en aguas profundas. El concepto de preventores superficiales fue utilizado para la perforación de pozos exploratorios en ambientes donde el agua va de 100 a 500 pies debido a su bajo costo. Este nuevo concepto de preventores superficiales fue exitoso y se ha comprobado que pueden ser comparados con los arreglos tradicionales de preventores submarinos. El concepto de arreglo de conjuntos de preventores superficiales se comenzó a utilizar en aguas profundas hace 5 años en Indonesia.

El tamaño del arreglo de preventores esta determinado por el diseño y por los requerimientos de terminación del pozo. Se prefiere utilizar el arreglo de preventores más pequeño posible debido a su bajo peso y su fácil maniobrabilidad. El arreglo consiste de tres arietes preventores que trabajan hasta 10,000 psi y un preventor anular que trabaja hasta 5,000 psi, todos los arietes pueden ser equipados con un mecanismo que permite el cierre. Cada línea de estrangulamiento puede ser equipada con dos válvulas de retención de $3\frac{1}{16}$ pulgadas. Cada línea de matar puede ser equipada con dos válvulas de retención de $2\frac{1}{16}$ pulgadas, todas las válvulas de la línea de matar y de estrangulamiento pueden ser operadas hidráulicamente y pueden trabajar hasta 10,000 psi. Una plataforma auto elevable puede ser acondicionada con el equipo necesario para colocar un arreglo de preventores superficiales.

3.5.2 SISTEMAS DE CONTROL DE PREVENTORES

Los sistemas de control deben ser cada vez más confiables para su uso en aguas profundas, para lo cual es necesario contar con los siguientes parámetros:

- Altas presiones de operación
- Tiempos de respuesta menores
- Mejoramiento de los sistemas de respaldo
- Seguridad de funcionamiento

Actualmente se usan dos tipos de sistemas de control de preventores para su operación en aguas profundas, estos son los sistemas de control electrohidráulicos multiplexados y los sistemas hidráulicos de respuesta inmediata que son una modificación de los sistemas de control hidráulicos directos con la finalidad de adaptarse a los tirantes de aguas profundas.

© 2004 by Gulf Publishing Co.
Houston, Texas 77002
All rights reserved.

a) SISTEMAS DE CONTROL ELECTROHIDRÁULICOS MULTIPLEXADOS

Los sistemas de control de preventores han sido sometidos a los cambios y avances más significativos. Actualmente, existen cuatro proveedores mayores de los llamados sistemas multiplexados de la cuarta generación.

El tamaño y el peso de los pods varían según el fabricante desde 10,000 hasta 30,000 lb, lo cual tiene un efecto significativo sobre el potencial de recuperación de los pods. A continuación se muestra el diagrama de los componentes de un sistema de control electrohidráulicos multiplexado (Figura 3.16).

La principal ventaja de un sistema multiplexado sobre los sistemas electrohidráulicos multicableados es que son mucho más pequeños, el cable de control es más ligero y menos susceptible a enviar señales falsas que pueden ser generados por un corto-circuito u otra falla.

Los sistemas de control multiplexados se usan actualmente en unidades flotantes de posicionamiento dinámico las cuales son manufacturadas por Shaffer (antiguamente Koomey), Cooper Oil Tools (antiguamente Cameron Iron Works), Tri-Tech Systems y Kongsberg de Fine. Estos sistemas han sido utilizados con bastante éxito.

b) SISTEMAS DE CONTROL HIDRÁULICOS DE RESPUESTA INMEDIATA

Las compañías HydriI y Shaffer han desarrollado los sistemas hidráulicos de respuesta inmediata extendiendo la capacidad de operación para tirantes de aguas profundas de los sistemas hidráulicos directos. Los sistemas de respuesta inmediata ofrecen la simplicidad y la confiabilidad de los sistemas hidráulicos y con una respuesta de operación comparable a un sistema multiplexado a tirantes de agua de 5000 ft. Por ejemplo, un sistema hidráulico estándar tiene una señal de tiempo de 15 segundos a 3000 ft de profundidad; un sistema de respuesta inmediata tiene un tiempo de respuesta de señal de solo 4.5 segundos a 3000 ft. La diferencia en los tiempos de respuesta se extiende a medida que el tirante de agua incrementa.

Un sistema de respuesta inmediato incluye un múltiple superficial especial y un múltiple submarino de respuesta inmediata, junto con el resto del sistema submarino hidráulico convencional.

La principal consideración cuando se selecciona entre un sistema hidráulico de respuesta inmediata y un sistema multiplexado será normalmente el tiempo requerido para una desconexión de emergencia. El potencial de conseguir de 4 a 10 segundos adicionales disponibles en una situación de desconexión emergente puede ser un factor determinante, especialmente para una unidad de perforación de posicionamiento dinámico.

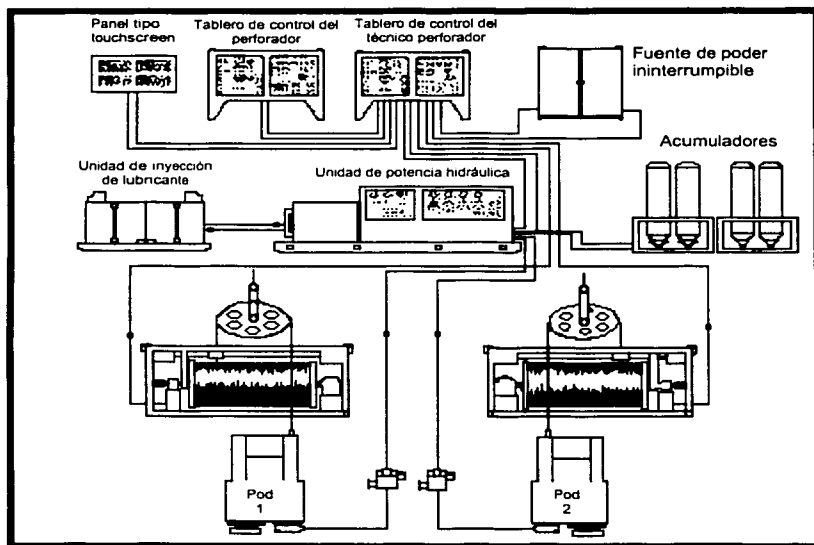


Figura 3.16 Sistema de control Electrohidráulico Multiplexado.

3.5.3 PROBLEMAS DE LOS PREVENTORES EN AGUAS PROFUNDAS

Los principales cambios relacionados a los problemas que presentan los preventores al ser utilizados en aguas profundas son:

- Las bajas temperaturas causan problemas de gelación del lodo de perforación afectando a los elastómeros de los preventores y además permitiendo la formación de hidratos.
- Problemas con la capacidad de los arietes y con sus sistemas de cierre.

Problemas de la capacidad de sello de los preventores originados por la presencia de hidratos.

- Necesidad de nuevas configuraciones o arreglos de preventores

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

- Problemas con los sistemas de control relacionados con los sistemas de respaldo acústico principalmente en eventos de desconexión del riser.
- Problemas con los sistemas de control relacionados con los tiempos de respuesta.
- Pérdidas de tiempo ocasionados por fallas en los subsistemas de los preventores (preventor anular, conector, junta flexible, preventor de arietes, válvula de la línea de matar y de estrangulamiento y del sistema de control). Esta pérdida de tiempo representa en la perforación en aguas profundas aproximadamente el 4% del tiempo de perforación.

4 PÉRDIDAS DE CIRCULACIÓN

El problema de las pérdidas de circulación se manifestó muy tempranamente en la historia de la industria petrolera y aumentó considerablemente cuando los operadores comenzaron a perforar profundo. La industria gasta millones de dólares al año para combatir las pérdidas de circulación y los efectos perjudiciales que provoca.

Una de las grandes diferencias que existen en el control de las pérdidas de circulación entre pozos terrestres y pozos con tirante de agua somero con respecto a los pozos que se perforan en aguas profundas es el gradiente de fractura. Como ya se ha mencionado antes, el gradiente de fractura en aguas profundas es más bajo, lo que ocasiona que la densidad y temperatura de los fluidos de perforación sea baja. En Pozos donde el tirante de agua es bastante grande, las formaciones someras no soportan el peso de la columna de fluido de perforación lo que provoca pérdidas de circulación en la parte superior del pozo.

4.1 CAUSAS QUE PROVOCAN LAS PÉRDIDAS DE CIRCULACIÓN

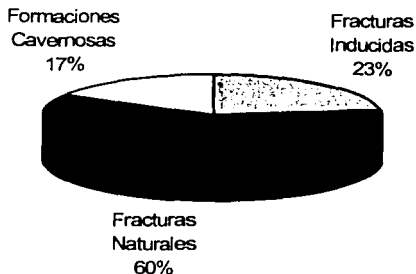
Las principales causas de pérdidas de circulación en aguas profundas son similares a las que se presentan en pozos en tierra y en pozos con tirantes de agua somero, las cuales son:

Tabla 4.1 Principales causas que provocan pérdidas de circulación en aguas profundas.

Estratos de arena y grava	Para tener pérdidas de circulación en formaciones porosas, el tamaño del poro debe ser tres veces más grande que las partículas que contiene el fluido de perforación. Generalmente, este tipo de formaciones tiene una permeabilidad de 10 a 25 darcys. Estas formaciones normalmente están en la parte superior del pozo.
Fracturas naturales	Una condición primordial para que exista una fractura natural es que la formación tenga la suficiente resistencia para soportar la presión de sobrecarga (peso de los estratos suprayacentes más el tirante de agua), ya que de otra manera se cerrarían. Pueden ser muy permeables bajo condiciones normales. Son la principal causa de las pérdidas de circulación.
Formaciones cavernosas	Las formaciones cavernosas normalmente están formadas por calizas y dolomía. La intercomunicación

	entre las oquedades y fracturas produce permeabilidad, lo que hace más difícil sellarlas. Perforar a través de cavernas puede causar grandes pérdidas de circulación.
Fracturas Inducidas.	<p>El proceso para que se induzca una fractura en una formación consiste en aplicar una cierta presión de tal manera que se venza la presión de fractura de dicha formación. En ciertas ocasiones es deseable realizar este tipo de operaciones, como es el caso de fracturar una formación para aumentar su productividad. Sin embargo, en perforación esta situación no es deseable pero desafortunadamente se presenta con frecuencia. Las principales causas por las que se pueden presentar este tipo de fracturas son:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Meter tubería demasiado rápido al pozo. • Circular un fluido de perforación con alta densidad. • Control inadecuado de un brote. • Intentar circular con el pozo cerrado.

Clasificación de las Pérdidas de Circulación



TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Cuando se tienen fracturas inducidas el problema se vuelve más complicado, debido a que la forma y estructura de la fractura siempre están sujetos al carácter de la formación, a los efectos mecánicos y de perforación, así como a la influencia del tiempo geológico. Una condición de gran importancia para el sellado de las fracturas inducidas es introducir materiales que eviten las pérdidas de circulación y que selle totalmente a la fractura. Con relación a la tendencia de aumento de volumen de las fracturas inducidas (cambios en la forma y tamaño por cada cambio de presión en el pozo), "la presión "buffering" es otra condición que tiene que ser cumplida para un sellado efectivo. Generalmente, para detener la tendencia de aumento de volumen de las fracturas se utilizan fluidos viscosos gelados (pill), los cuales pueden ser capaces de incrementar el gradiente de fractura a un nivel suficientemente alto para evitar que se reabran las fracturas durante las operaciones subsiguientes de perforación.

Al momento de perforar en formaciones saladas se presentan un número de problemas potenciales. Generalmente, las formaciones que se encuentran inmediatamente por debajo de las formaciones saladas están mecánicamente débiles o fracturadas, provocando que haya un riesgo de pérdida de circulación. Cuando se trata de controlar la pérdida de circulación en formaciones saladas, la pérdida de tiempo puede ser de varias semanas, lo cual implica costos muy altos, especialmente en las operaciones de perforación en aguas profundas. Frecuentemente en pozos exploratorios, la información disponible con respecto al gradiente de presión de poro y de fractura es muy pobre. En el Golfo de México los pozos que se encuentran en formaciones saladas contienen una alta presión de poro en los estratos que se encuentran inmediatamente por debajo de la formación de sal, provocando problemas en el control del pozo. En ese momento la densidad requerida del fluido de perforación debe ser grande, ya que para balancear la presión de poro se necesitan grandes esfuerzos sobre las formaciones saladas.

Las pérdidas en las formaciones que se encuentran directamente por debajo de las zonas saladas generalmente son varias, si la pérdida es arriba de $16 \frac{m^3}{hr.}$ ($100 \frac{hl}{hr.}$), se puede llegar a tener una pérdida total de circulación así como una impotencia para poder mantener lleno el espacio anular. En un esfuerzo para controlar las pérdidas de circulación se han empleado una gran variedad de materiales en formaciones saladas. Para contener las pérdidas de circulación se han empleado: fluidos que contienen sólidos de distintos tamaños, taponamientos con bentonitas, cementaciones forzadas y cementos espumosos, todos estos materiales han sido utilizados.

4.2 PROCEDIMIENTOS PARA ELIMINAR LAS PÉRDIDAS DE CIRCULACIÓN

En los ambientes en aguas profundas las pérdidas de circulación del fluido de perforación se pueden presentar en tres diferentes tipos de pérdidas: pérdidas por permeabilidad, pérdidas parciales y pérdidas totales.

a) PÉRDIDAS POR PERMEABILIDAD

Este tipo de pérdidas generalmente se presentan en formaciones someras no consolidadas, donde el fluido puede fluir libremente dentro de la formación debido a su alta permeabilidad, la perforación puede continuar si se viscosifica al fluido de perforación para disminuir la pérdida.

El método más común para controlar las pérdidas de circulación en formaciones someras no consolidadas es aumentar la viscosidad al fluido de perforación adicionándole material contaminante, tal como caliza o cemento. En zonas donde se utiliza agua para perforar, está se puede viscosificar agregándole polímeros.

b) PÉRDIDAS DE CIRCULACIÓN PARCIAL

Las pérdidas parciales son definidas como aquellas pérdidas de fluido de perforación que no son muy severas, dado que el fluido de perforación alcanza a regresar a las temblorinas. Las pérdidas parciales pueden ser detectadas por el perforador mediante sus registros de flujo.

Si las pérdidas son menores a aproximadamente $3m^3/hr$ ($20bl/hr$), la perforación puede continuar, si las pérdidas son mayores a estos niveles éstas podrían ser curadas con fluidos que contengan materiales para pérdidas de circulación. La cantidad y tipos de materiales para pérdidas de circulación pueden ser acoplados de acuerdo a la severidad de las fallas. La presión de inyección usada no debe exceder el 50% de la presión de la prueba de goteo en la última zapata.

c) PÉRDIDAS DE CIRCULACIÓN TOTAL

A causa de las pérdidas totales, no hay retorno de fluido de perforación, dado que en las temblorinas no se observa el regreso del fluido, esta condición puede ser detectada por el perforador mediante sus registros de flujo y por las temblorinas.

En un evento de pérdidas de circulación total, el objetivo primario es prevenir la afluencia de gas hacia el pozo. La afluencia puede prevenirse con una detección rápida de las pérdidas de circulación y con una reacción rápida del perforador para cerrar el pozo sin un chequeo visual.

Un chequeo visual puede resultar en un inaceptable retraso durante el proceso de cerrar el pozo. El pozo es cerrado por el preventor anular superior mientras se continúa bombeando a través de la sarta de perforación, el bombeo debe ser detenido mientras se cierra el pozo. Este procedimiento limita el nivel para que el fluido en el riser disminuya y en consecuencia se produzca una reducción de presión hidrostática que actúa sobre el pozo.

Durante el proceso de cerrar el pozo, el perforador debe registrar las presiones mas bajas que observe en la línea de estrangulamiento, estas presiones pueden ser determinadas si el fluido de perforación en el riser ha caído por abajo del nivel crítico (el nivel crítico en el riser se define como la profundidad por debajo del piso de perforación a la que la columna de fluido de perforación se balancea con la presión del pozo) y si han entrado fluidos de la formación al pozo.

Un segundo chequeo es la presión de retorno registrada en la línea de estrangulamiento cuando el pozo esta lleno y cerrado. Si la presión observada es igual a la presión de retorno crítica (la presión de retorno crítica es la presión registrada en la línea de estrangulamiento que corresponde al nivel crítico en el riser cuando la línea de estrangulamiento esta llena de fluidos ligeros biodegradables, tales como los lodos base aceite y base diesel), se puede asumir que no hay afluencia de gas hacia el pozo.

Si la presión registrada esta por arriba de la presión de retorno crítica, entonces se puede asumir que ha habido invasión de fluidos de la formación hacia el pozo.

Si fluidos de la formación han entrado al pozo, estos deben ser removidos, así como la migración del fluido hacia la formación. Para combatir esto se utilizan fluidos ligeros (tales como lodos base aceite, base diesel y actualmente se han desarrollado lodos base agua) en la línea de estrangulamiento para supervisar el nivel en el espacio anular (nota: esto solo se puede aplicar en pozos en aguas profundas donde las líneas de matar y de estrangulamiento son muy largas para permitir una presión de retorno que sea registrable).

4.3 FLUIDOS Y MATERIALES PARA CONTROLAR LAS PÉRDIDAS DE CIRCULACIÓN

Hace algunos años en la industria petrolera para combatir las pérdidas de circulación se empleaban materiales aditivos que se mezclaban con el fluido de perforación, estos materiales estaban clasificados de acuerdo al tipo de material (Tabla 4.2). Todas estas técnicas fueron aplicadas con satisfacción para pozos terrestres y pozos con un tirante de agua somero. Actualmente en algunos pozos en aguas profundas se siguen aplicando estos tratamientos, sin embargo, para las operaciones en aguas profundas los tratamientos más adecuados son la circulación de fluidos viscosos gelados con algunos aditivos, los cuales representan un tratamiento más seguro para el control de las pérdidas de circulación en aguas profundas, debido a que los fluidos son ligeros.

La parte superior del pozo también representa un problema debido a la inestabilidad que presenta el agujero a causa del flujo de aguas someras. Para evitar las pérdidas de circulación en la parte superior del pozo se aplican lechadas de cemento espumoso.

Tabla 4.3 Materiales empleados para contener pérdidas de circulación

Hojuelas	Mica Celofán Viruta de madera
Granulares	Cáscara de nuez Carbonato de calcio Sal Barita Carbón Pulverizado Neopreno pulverizado
Fibrosas	Fibra de vidrio Fibra animal Fibra de madera

TESIS CON
FALLA DE CALIFICACIÓN

4.3.1 DESARROLLO DE NUEVOS MATERIALES PARA LAS PÉRDIDAS DE CIRCULACIÓN EN AGUAS PROFUNDAS

Las teorías y observaciones que se han realizado con el paso de los años para combatir las pérdidas de circulación pueden ser:

1. Un material para evitar las pérdidas de circulación debe ser igualmente efectivo en el sellado de una formación no consolidada, así como en el sellado de las fracturas o vugulos de una formación dura.
2. Debe formar un sello efectivo bajo condiciones de baja y alta presión.
3. La resistencia final del tapón debe ser lo suficientemente grande para soportar la columna del fluido de perforación, pero lo suficientemente baja para garantizar ser removida.
4. El sellado debe resistir dos presiones, una negativa (cuando la presión hidrostática disminuye por la pérdida de fluido) y otra positiva (cuando la presión hidrostática aumenta por la acumulación de fluido arriba de lo normal) aplicadas durante la perforación, cuando se corre la tubería de revestimiento y durante los viajes de la tubería de perforación.
5. Debe ser funcional con lodos base agua, base aceite y base sintéticos.

En aguas profundas actualmente se está empleando un tratamiento para controlar las pérdidas de circulación, el cual está basado en un **fluido polimérico de cadenas entrelazadas** (PCP). El PCP propuesto para los problemas de pérdidas de circulación en las zonas del Golfo de México que se encuentran en aguas profundas fue una mezcla de polímeros de cadenas entrelazadas y material fibroso.

Los diferentes tipos de PCP están diseñados para zonas específicas por donde el fluido puede escapar y para mecanismos de pérdidas de circulación. Para las pérdidas en fracturas naturales o zonas vugulares, el PCP ha sido diseñado como una mezcla de moléculas grandes de polímeros de cadenas entrelazadas, agentes de cadenas entrelazadas (unión de dos cadenas de polímeros independientes) y materiales para pérdidas de circulación fibrosos de tamaño medio. Al aplicarlo con el tiempo y la temperatura, el PCP produce una resistencia de baja a media, es elástico, dúctil y no tiene consistencia.

Para fracturas inducidas el PCP ha sido rediseñado para que tenga una penetración máxima y una resistencia más alta. En este caso, la mezcla consiste de moléculas medianas de polímeros de cadenas entrelazadas y materiales

fibrosos finos. Cuando se aplica con una combinación de agentes de cadenas entrelazadas, con el tiempo y temperatura, el PCP produce una resistencia de media a alta, elasticidad, y un tapón dúctil (Figura 4.1). En este proceso se utilizan partículas más pequeñas en la lechada de PCP para que la penetración en los poros y en la zona de fractura inducida provoquen un mejor sellado en la formación.



TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Figura 4.1 PCP para fracturas inducidas y formaciones permeables porosas, firmes, elásticas y es un tapón dúctil.

4.3.2 PARTÍCULAS EMPLEADAS PARA CONTROLAR LAS PÉRDIDAS DE CIRCULACIÓN EN AGUAS PROFUNDAS

El éxito del control de las pérdidas de circulación de los fluidos base sintéticos fue anticipado como uno de los retos más difíciles propuestos para la perforación de pozos en aguas profundas en el Golfo de México. A pesar de que manejar la densidad de circulación equivalente (ECD) fue uno de los enfoques primarios en el diseño de los pozos, fue aceptado que algunas pérdidas de circulación en el fondo del pozo fueron inevitables y podrían ser controladas usando varias partículas antes de intentar una circulación forzada de un fluido polimérico de cadenas entrelazadas para controlar las pérdidas de circulación.

La industria petrolera ha hecho una lista grande de materiales para las pérdidas de circulación que son compatibles con los fluidos base sintéticos y completamente con los medios estándar. Además, para la dificultad asociada con la eliminación de las pérdidas de circulación en proyectos de perforación en aguas profundas, controlar las pérdidas que ocurren con un lodo base sintético agregan un reto. Basado en los resultados recientes de proyectos realizados por la industria petrolera, un grafito sintético fue seleccionado para controlar las pérdidas totales de fluido de perforación en fracturas. El tamaño del grafito demostró ser uno de los productos más efectivos para cerrar las fracturas. Varias teorías han sido propuestas para explicar la efectividad del grafito sintético, incluyendo su capacidad de deformación bajo compresión. Una ventaja del grafito sintético es

que es inerte, es decir, no reacciona con el fluido de perforación, por consiguiente no provoca un aumento en la viscosidad del lodo.

Una de las propiedades más significativas del grafito sintético es la capacidad del material para cerrar las fracturas. Sin embargo, debido al tamaño de las partículas, el equipo para el control de sólidos hace que en la primera circulación del material las partículas queden atrapadas sobre las mallas.

4.3.3 NUEVOS SISTEMAS DE CEMENTACIÓN PARA EL CONTROL DE PÉRDIDAS DE CIRCULACIÓN EN AGUAS PROFUNDAS

Las mezclas especiales, mientras sean exitosas, tienden a ser más costosas, por estos motivos se requiere que la mezcla se realice en tierra antes de ser transportada a los equipos marinos.

La industria petrolera ha desarrollado un sistema de cementación espumosa ligera que utiliza únicamente aditivos líquidos en conjunto con cemento Portland seco y los apropiados surfactantes espumosos. Este sistema proporciona una baja densidad a la lechada con un corto tiempo de transición, ayudando a impedir el flujo de aguas someras así como las pérdidas de circulación.

Una vez aceptada la composición del cemento requerida para prevenir las pérdidas de circulación en la parte somera del pozo, el tiempo que tarda en fraguar el cemento es de 3 a 5 horas a 18°C (65°F) y 24 horas a un esfuerzo compresivo de 400 a 500 psi a 7° - 13°C (45°F - 55°F). Los aditivos son mezclados con el cemento Portland en tierra y por lo menos una semana antes de la operación son transportados, este escenario no permite mucha flexibilidad para el diseño o modificación de la lechada del cemento.

Tabla 4.4 Formulaciones de lechadas usando aditivos líquidos en varios cementos API.

Cemento, clase API	% agua marina	% aditivos líquidos	% cacl ₂	Tiempo que tarda en fraguar a 65°F. (hr)	Esfuerzo de compresibilidad a 45°F en 24 hr. (psi)	Esfuerzo de compresibilidad a 55°F en 24 hr. (psi)
Clase A	38	4	-	5:00	430	540
Clase A	37	6	-	3:30	390	630
Clase A	35	8	-	4:10	400	720
Clase A	34	10	-	4:25	420	800
Clase G	38.5	2	2	4:10	290	380
Clase G	37	3	3	3:40	300	520
Clase H	34	3	3	4:55	454	520

Como se observa en la Tabla 4.3, las resistencias más grandes la proporcionan los cementos clase A y los cementos clase H. El comportamiento de estos sistemas proporcionan un aceptable resultado para combatir el flujo de aguas someras, de la misma forma es una excelente alternativa para eliminar las pérdidas de circulación en la parte superior del pozo, donde las formaciones están muy inestables.

Los procesos de cementación espumosa ayudan a resolver algunos problemas asociados con formaciones saladas en pozos del Golfo de México que se encuentran en aguas profundas donde el desarrollo del esfuerzo compresivo es crítico en formaciones que contienen sales solubles. El flujo de sales plásticas puede causar cargas en algunos puntos, causando deformaciones y fallas en la sarta de revestimiento. Durante la fase de gelación del cemento, la lechada pierde la capacidad de transmitir presión hidrostática a la formación, en consecuencia, el agujero está sujeto a la máxima presión diferencial antes de que el cemento aumente su esfuerzo compresivo. Para minimizar el movimiento de las sales, en las operaciones se deben diseñar lechadas con periodos cortos de gelación y rápidos desarrollos de esfuerzos compresivos para poder contener las formaciones saladas.

4.4 PLANEACIÓN PARA EL CONTROL DE LAS PÉRDIDAS DE CIRCULACIÓN

Estos procesos están enfocados a las ofertas de productos que existen en el mercado (por ejemplo, materiales para pérdidas de circulación convencionales, fluidos especializados como el PCP, software) y a los medios existentes (análisis de pozos vecinos, análisis de registros, análisis de la geología y mineralogía) para poder orientar al cliente en una buena planeación para las pérdidas de circulación. En un estudio realizado en el Golfo de México, para controlar las pérdidas de circulación se prefirió hacer una planeación del suceso en lugar de utilizar productos individuales. Ésta metodología previene y minimiza la existencia de los problemas de circulación.

En dicho estudio fueron analizados tres intervalos: $14 \frac{1}{4} \text{ pg.} \times 12 \frac{1}{2} \text{ pg.}$, $12 \frac{5}{8} \text{ pg.} \times 10 \frac{1}{4} \text{ pg.}$ y $9 \frac{1}{2} \text{ pg.} \times 8 \frac{7}{8} \text{ pg.}$ La litología en el primer y segundo intervalo es del Mioceno (lutita y arenisca); la sección del fondo del pozo fue una transición del Mioceno – Oligoceno con la posibilidad de calizas duras.

La zona de escape inmediatamente por debajo de la formación salada (primer intervalo) se esperaba como una zona de roca altamente fracturada, la cual normalmente es lutita. En esta zona la presión de fractura fue menos

relevante, pero podrían presentarse algunas variaciones importantes (los valores son mucho más bajos) en el rango esperado ($14.8 - 15.2 \frac{\text{lb}}{\text{gal}}$). La zona de pérdidas potencialmente más alta que se registró fue determinada por fracturas inducidas en la zona de lutitas y fracturas inducidas y naturales en la zona de areniscas. Todas estas zonas de pérdidas de circulación están relacionadas a los eventos tectónicos importantes que ocurren en los domos salinos.

A pesar de que no debería haber diferencia entre un fluido de perforación base agua, base aceite o base sintético en la presión necesaria para iniciar una fractura hidráulica en la formación, hay una significativa diferencia cuando se forman las fracturas. Los fluidos base agua generalmente tienen mayores pérdidas de los sólidos, causando una formación casi instantánea de enjarre, lo que ayuda a sellar las formaciones permeables. Los fluidos base aceite y base sintética no tienen las mismas características, cuando se inicia la fractura, la presión necesaria para propagar la fractura es menor que la presión del fluido base agua. Con fluidos base aceite y base sintéticos casi no existe dispersión de recortes y el enjarre esta compuesto principalmente por los goteos de las emulsiones en el fluido de perforación, esto hace que el enjarre sea muy delgado e impermeable, para que las fracturas sean selladas más eficazmente. A este tipo de fluidos se les debe de agregar un agente y algunas partículas de tamaño adecuado para garantizar el sellado de la fractura. Estas partículas proporcionan el soporte necesario para que el enjarre tenga la efectividad necesaria, lo que evita la propagación de las fracturas. En un fluido de perforación base agua la superficie de las partículas es hidrofílica y en un fluido base aceite o sintética la superficie de las partículas es lipofílica. Algunos tipos de materiales, tales como el grafito sintético, tienen una superficie neutral lo cual les permite trabajar con ambos tipos de fluido. Una fórmula típica para curar las zonas que provocan pérdidas de circulación contienen una mezcla de carbonato de calcio granular y grafito sintético. El tratamiento recomendado para curar las zonas que provocan las pérdidas de circulación en aguas profundas es el siguiente:

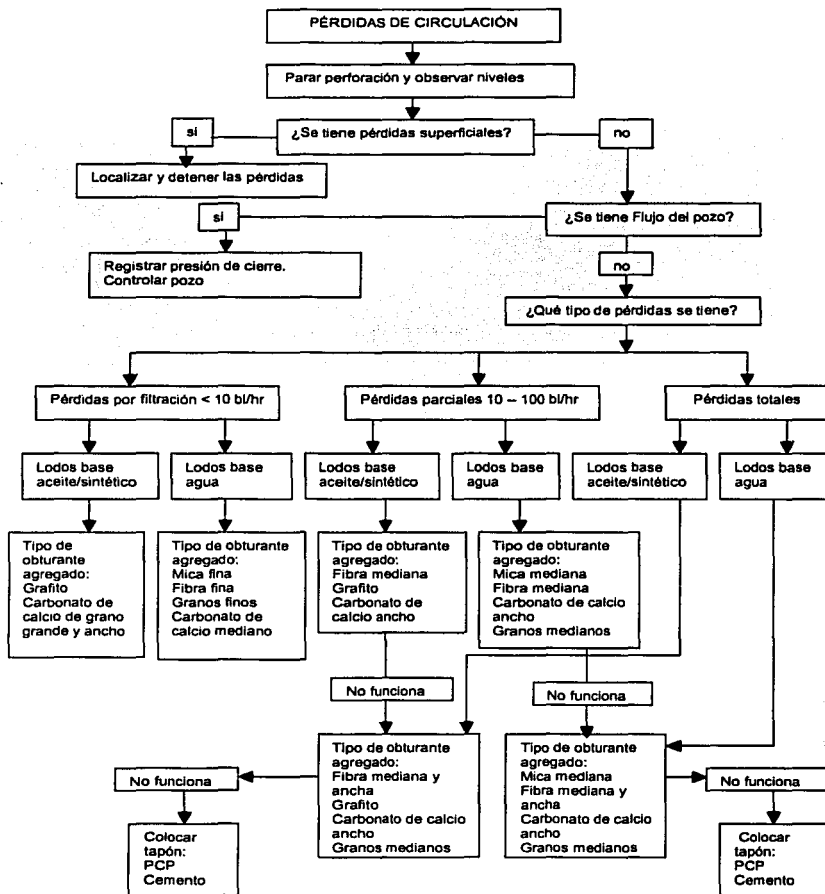
- El sistema de lodo se pre-trata con CaCO_3 ($8 \frac{\text{lb}}{\text{bl}}$) y grafito sintético ($8 \frac{\text{lb}}{\text{bl}}$).
- Se mezcla material para las pérdidas de circulación (material fibroso) en el sistema para que pase a través de las zonas donde se presentan pérdidas de circulación.
- Se bombean de 15 a 20 $\frac{\text{lb}}{\text{bl}}$ de grafito sintético para barrer las zonas que provocan pérdidas de circulación.

- Se debe de encontrar una mezcla de un fluido viscoso gelado y material para las pérdidas de circulación, esto para eliminar las pérdidas de circulación totales.

Una vez que el fluido es distribuido en la zona de lutitas, el próximo intervalo puede ser de una formación más convencional. Las fracturas inducidas en la zona de lutitas tienen un alto potencial de pérdidas de circulación. Las fracturas inducidas y naturales en la zona de areniscas también representan un alto potencial de pérdidas de circulación. El tratamiento recomendado para estas zonas es similar al procedimiento que se mostró arriba.

El diagrama para seleccionar un adecuado fluido para controlar las pérdidas de circulación en aguas profundas se presenta en la figura 4.2.

Figura 4.2 Diagrama de flujo para controlar pérdidas de circulación en aguas profundas



5 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

Con base en el análisis de la información técnica disponible y consultada, referente al estado del arte de la tecnología de perforación y mantenimiento de pozos en aguas profundas, referentes al control de las presiones de pozo, se pueden concluir lo siguiente:

- Es importante tener conocimiento de los conceptos de las principales presiones que se pueden presentar durante la perforación de un pozo, tales como presiones hidrostáticas, de sobrecarga, de fractura, así como aquellas presiones dinámicas del sistema circulatorio del pozo, con el fin de tener un mejor rendimiento con las herramientas, equipos y sistemas empleados para la perforación.
- Es importante localizar las zonas de flujo de aguas someras, debido a que el gradiente de fractura en esa zona es muy bajo, ya que se puede fracturar la formación, lo que puede ocasionar la presencia de un brote o de pérdidas de circulación.
- Los efectos fisicoquímicos que se presentan en la interacción entre la formación y el fluido de perforación son factores importantes que se deben controlar para no provocar daño a la formación, se debe elegir un fluido de perforación que no cause la pérdida de cohesión en los sedimentos y que no genere un agrandamiento o colapso en el agujero.
- A pesar que el efecto de la temperatura sobre la estabilidad de las arcillas y el daño a la formación ha sido intensamente investigado en la ingeniería de yacimientos, no existe aun un acuerdo entre los resultados experimentales y la teoría.
- El fluido de perforación a emplear, debe de tener las características adecuadas para estabilizar las formaciones a perforar. Por ejemplo, se debe prevenir que la lutita sea mojada por agua, para que ésta no se hidrate.
- Una de las grandes dificultades que se tiene durante la perforación de pozos en aguas profundas es la detección temprana de brotes, debido a que los sistemas con los que se cuenta para este tipo de operaciones presentan fallas tales como: falta de tolerancia al ruido de los sensores, lo que generalmente provoca falsas alarmas.

- Perforar un pozo en aguas profundas con fluido de perforación base aceite complica la detección de un brote, debido a que el gas que proviene de la formación se asocia con el fluido de perforación provocando que la expansión del gas se retarde, lo que provoca que el brote sea detectado en una zona cercana a la superficie. De esta forma es más difícil tomar medidas para prevenir y controlar un brote. Cuando se utilizan fluidos de perforación base agua la detección del brote es menos complicada, debido a que la expansión de gas se puede registrar antes de que el frente de gas este cercano a la superficie, esto permite tener un mejor control del brote.
- La causa por la cual es difícil controlar un brote en aguas profundas, se debe a que las caídas de presión por fricción son muy grandes, debido a que las líneas de estrangulamiento y de matar son muy largas.
- Cuando se realiza el control de un brote se debe prestar mucha atención a la presión de fractura en la zona de la zapata, ya que ahí es donde la formación se encuentra más susceptible a una fractura.
- El mejor método para el control de un brote en aguas profundas es aquel que se ajuste a las condiciones con las cuales se está perforando el pozo.
- Cuando el método del perforador no puede ser empleado para el control de un brote en aguas profundas, se debe utilizar el método de la máxima presión permisible en los preventores, debido a que este método permite disminuir los efectos causados por la línea de estrangulamiento, ya que al eliminar estos efectos se tiene un indicador más preciso para determinar la presión de fractura.
- Los arreglos de los conjuntos de preventores en aguas profundas son diferentes a los convencionales, ya que se emplean pares de preventores, es decir se usan dos ciegos, dos anulares y dos esféricos, para dar mayor seguridad.
- Los sistemas de control que se utilizan para controlar el conjunto de preventores en aguas profundas son diferentes a los empleados en aguas convencionales, debido a que el número de componentes es mayor en aguas profundas.
- La principal causa de tener pérdidas de circulación en aguas profundas, es debido a las fracturas naturales, ya que en estos ambientes la presión de sobrecarga es menor que en ambientes en tierra, lo que produce que las formaciones no estén consolidadas.

- Para contener las pérdidas de circulación en aguas profundas se utilizan fluidos poliméricos de cadenas entrelazadas en combinación con partículas de grafito sintético, con el fin de tener un mejor sellado en las fracturas.
- Los fluidos de perforación base agua muestran mejores resultados para controlar pérdidas de circulación, ya que forman un enjarre que ayuda a sellar las formaciones permeables, a diferencia de los fluidos base aceite y sintéticos que forman un enjarre más delgado, lo que requiere que se le aplique un aditivo y algunas partículas de tamaño adecuado para sellar la fractura.
- Es importante hacer una selección adecuada de los cementos que se van a utilizar para contener pérdidas de circulación en aguas profundas, ya que se necesita que el cemento tenga un tiempo corto de fraguado y que tenga el suficiente esfuerzo de compresibilidad.

5.2 RECOMENDACIONES

Con base en los resultados del análisis de la información disponible y consultada sobre la tecnología de perforación y mantenimiento de pozos en aguas profundas, y considerando las conclusiones referentes al control de las presiones de pozo, se pueden hacer las siguientes recomendaciones.

- Se recomienda que se lleve a cabo un seguimiento referente al problema del flujo de aguas someras y sus mecanismos de formación, a fin de que sean eliminados o minimizados los problemas relacionados con la perforación de pozos.
- Es necesario conocer los factores fisicoquímicas para determinar la estabilidad de las partículas de las arcillas en las areniscas. Para conocer la reacción que puede tener la roca de la formación al interactuar con el fluido de perforación, se recomienda hacer pruebas con muestras de roca y con el fluido de perforación, para saber como afecta en las propiedades fisicoquímicas de las arcillas el fluido.
- Se recomienda que durante la perforación se utilicen fluidos que contengan una salinidad y reactividad (fuerza iónica) equivalentes con las que se encuentran en los fluidos contenidos en las formaciones, con el fin de minimizar o eliminar el hinchamiento de las formaciones lutíticas, lo que puede provocar inestabilidad en el pozo.
- Dado que el margen de la ventana operativa durante la perforación de pozos en aguas profundas generalmente es muy reducido, una alternativa recomendada es perforar con un sistema de doble gradiente, con la finalidad

de incrementar dicho margen, al mismo tiempo que se logra disminuir el número de sargas de tuberías de revestimiento y llegar a la profundidad objetivo con la geometría de pozo adecuada, lo que redundará en menores costos.

- Al inicio de la perforación de un pozo en aguas profundas se recomienda que el fluido de perforación contenga una proporción de glicol, ya que con esto se inhibe el mecanismo de formación de hidratos. Esto evitará el taponamiento tanto del conjunto de preventores como de las líneas de matar y de estrangulamiento.
- Se recomienda tener un plan de seguridad para todas las plataformas que perforen en aguas profundas en caso de que se presente algún problema de control de pozos, esto con el fin de evitar tragedias. El plan debe incluir: procedimientos operativos para el control del pozo, con diversas alternativas, dependiendo del escenario del problema; mantenimiento constante del equipo; capacitación constante y certificada del personal involucrado en las operaciones y un plan de evacuación, entre otros.
- Es necesario mejorar los sistemas de detección temprana de brotes, con el fin de eliminar los errores que tienen los sistemas actuales al enviar los datos que permiten detectar un brote.
- Es necesario utilizar el sistema de control de preventores que tenga un mejor rendimiento, es decir, un menor tiempo de respuesta y una menor probabilidad de falla, así como el más económico, con la finalidad de tener los resultados esperados durante las operaciones.

NOMENCLATURA

C_N	Conductividad normal de la lutita
C_o	Conductividad de la lutita medida desde el registro del pozo
D	Profundidad
F	Presión de fractura
$\frac{F}{D}$	Gradiente de presión de fractura
LOT	Prueba de goteo
M	Concentración salina de la solución expresada como molaridad
$P_{TR\ sup\ max}$	Máxima presión anular superficial permisible
$P_{TR\ sup\ D\ max}$	Máxima presión anular superficial permisible dinámica
$P_{TR\ sup\ E\ max}$	Máxima presión anular superficial estática
$P_{BOP\ max}$	Máxima presión permisible en los preventores
P_f	Presión de formación
$\frac{P_f}{D}$	Gradiente de presión de formación
$\frac{P_f}{D_n}$	Gradiente de presión de formación normal
P_f	Presión de fondo
P_{ff}	Presión de fondo fluyendo
P_h	Presión hidrostática
P_{th}	Presión hidrostática en la tubería de perforación
$P_{standpipe}$	Presión en el standpipe
P_{zapata}	Presión en la zapata
$P_{estrangulador}$	Presión de estrangulamiento
P_{CPIot}	Presión en el conjunto de preventores durante la prueba de goteo
P_{CP}	Presión en el conjunto de preventores
P_{CI}	Presión de circulación inicial
P_{CF}	Presión de circulación final
P_{RC}	Presión reducida de circulación
P_{CTP}	Presión en la tubería de perforación al momento que se cierra el pozo
P_{CTR}	Presión en la tubería de revestimiento al momento que se cierra el pozo
$P_{E\ estrangulador}$	Presión a la entrada del estrangulador
$P_{E_{in}}$	Presión a la entrada de la línea de matar
$P_{S\ estrangulador}$	Presión de salida del estrangulador
Q_{RC}	Gasto reducido de circulación
R	Constante de los gases
R_o	Resistividad de la lutita
R_N	Resistividad de la tendencia de línea normal de la lutita
S	Presión de sobrecarga
S_s	Margen de seguridad
S_o	Margen de seguridad estático
S_d	Margen de seguridad dinámico
T	Temperatura
V	Velocidad sísmica
v	número de iones en solución por mole
ΔP_{ea}	Caídas de presión en el espacio anular
ΔP_{le}	Caídas de presión en la línea de estrangulamiento

ΔP_{lm}	Caidas de presión en la línea de matar
Δt_n	Tiempo de tránsito de la tendencia lineal normal de la lutita
Δt_0	Tiempo de tránsito de la lutita
ΔP_{TP}	Caidas de presión en la tubería de perforación
ρ_{CE}	Densidad equivalente de circulación
ρ_{EQ}	Densidad estática equivalente
ρ_L	Densidad del fluido de perforación
$\rho_{Lcontrol}$	Densidad del fluido de control
ρ_{LE}	Peso del fluido de perforación equivalente
ρ_{Lpr}	Densidad del fluido de perforación durante la prueba de goleo
ρ_s	Densidad de los sedimentos
θ	Coefficiente osmótico de la solución salina
ν	Relación de Poisson
ϕ	Porosidad

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.

Capítulo 1

1. Eaton, B. A., 1997, "Fracture gradient prediction for the new generation", *World Oil*, Octubre 1997, pp. 93-100.
2. Bourgoyne, A. T. Jr., Chenevert, M.E., "Applied Drilling Engineering", Society of Petroleum Engineers, segunda impresión, Richardson, Texas 1991.
3. Falcao, J. L., "Uncertainties in the pore pressure evaluation in deepwater: a statistical approach", Society of Petroleum Engineers 78247, Octubre 2002.
4. Cuvillier, G., Edwards, S., Johnson, G., "Soluciones para los problemas de la construcción de pozos en aguas profundas", *Oilfield Review*, Verano 2000, pp. 2 – 19.

Capítulo 2

5. Alberty, M.A., Hafle, M. E., "Mechanisms of shallow waterflows and drilling practices for intervention", *Offshore Technology Conference* 8301, Mayo 1997.
6. Nakagawa, E. Y., "Application of Aerated-Fluid Drilling in Deepwater", Society of Petroleum Engineers 52787, Marzo 1999.
7. Alberty M. W., "Shallow Water Flows : A Problem Solved or a Problem Emerging", *Offshore Technology Conference* 11971, Mayo 2000.
8. Huffman, A. R., "Shallow Water Flow Prediction From Seismic Analysis of Multicomponent", *Offshore Technology Conference* 11974, Mayo 2000.
9. Tchistiakov, A. A., "Colloid Chemistry of In-Situ Clay-Induced Formation Damage", Society Petroleum Engineers 58747, Febrero 2000.
10. Tare, U. A., Mody, F. K., "Mitigating Wellbore Stability Problems while Drilling with Water-Based Muds in Deepwater Environments", *Offshore Technology Conference* 14267, Mayo 2002.
11. Meadley, G. H., "Shallow Water Flow: A Technology Update", *Deepwater Technology*, Agosto 1998, pp. 37-47.
12. Kwakwa, K., "Wellbore Stability", *Journal of Petroleum Technology*, Octubre 2002, pp. 56-62.
13. Marcos, G. O., "Influencia del Flujo de Agua en Formaciones Someras en la Perforación de Pozos Costa Afuera", Tesis Facultad de Ingeniería, UNAM, México, D.F. Marzo 2001.
14. Ostermeier, R.M., Pelletier, J. H., "Dealing with shallow-water flow in the deepwater gulf of Mexico", *Offshore Technology Conference* 11972, Mayo 2000.
15. Shaughnessy, J. M., Armagost, W. K., "Problems of ultra-deepwater drilling", Society of Petroleum Engineers 52782, Marzo 1999.
16. Furlow, W., "Shallow water flows: how they develop; what to do about them", *Offshore*, Septiembre 1998, pp. 70-73.
17. Chee, P., Brian, G., "Managing physico-chemical wellbore instability in shales with the chemical potential mechanism", Society of Petroleum Engineers 36971, Octubre 1996.

18. Mody, F. K., Hale, A. H., "A borehole stability model to couple the mechanics and chemistry of drilling fluid shale interaction", Society of Petroleum Engineers 25728, Febrero 1993.
19. NL Baroid, "Manual of drilling fluids technology", NL Baroid / NL Industries, Inc, volume 2, 1979.
20. Tare, U. A., Mody, F. K., "Novel approach to borehole stability modeling for ERD and deepwater drilling", Society of Petroleum Engineers 52188, Marzo 1999.

Capítulo 3

21. Holand, P., "Reliability of deepwater subsea blowout preventer", SPE Drilling & Completion, Marzo 2001, pp. 12-17.
22. Bybee, K., "Surface BOP for deepwater drilling in a moderate environment", Journal of Petroleum Technology, Junio 2002, pp. 36.
23. Bertin, D., Lassus-Dessus, J., López, B., "Well control guidelines for Girassol", Society of Petroleum Engineers 52763, Marzo 1999.
24. Martins, F. S. B., Santos, O. L. A., "Well control in campos Basin-Brazil", Society of Petroleum Engineers 59244, Febrero 2000.
25. Adams, N., Economides, M., "Characterization of blowout in deepwater environments", Society of Petroleum Engineers 79879, Febrero 2003.
26. Christman, S., "deepwater well control: circulate with both c & k lines?", Society of Petroleum Engineers 52762, Marzo 1999.
27. Hargreaves, D., Jardine, S., "Early kick detection for deepwater drilling: new probabilistic methods applied in the field", Society of Petroleum Engineers 71369, Octubre 2001.
28. Botrel, T., Isambourg, P., "Off setting kill and choke lines friction losses, a new method for deep water well control", Society of Petroleum Engineers 67813, Marzo 2001.
29. Nakagawa, E., "Kick and blowout control developments for deepwater operations", Society of Petroleum Engineers 27497, Febrero 1994.
30. Nunes, J., Bannwart, A., Ribeiro, P., "Mathematical modeling og gas kicks in deep water scenario", Society of Petroleum Engineers 77253, Septiembre 2002.
31. James, J., Rezmer-Cooper, I., "MABOPP-New diagnostics and procedures for deep water well control", Society of Petroleum Engineers 52765, Marzo 1999.
32. Lopes, C., Bourgoynr Jr., A., "Feasibility study of a dual density mud system for deepwater drilling operations", Offshore Technology Conference 8465, Mayo 1997.
33. Choe, J., "Analysis or riserless drilling and well-control hydraulics", SPE Drilling & Completion, Marzo 1999, pp. 71 - 80.
34. Shubert, J., Juvkam-Wold, H., "Well control procedures for dual gradient drilling as compared to conventional drilling", Society of Petroleum Engineers 79880, Febrero 2003.
35. Vigeant, S., "How well control equipment is advancing to meet deepwater needs. Part II", World Oil, Julio 1998, pp 93 - 97.
36. Adams, N. J., "Well control problems and solutions", The Petroleum Publishing Company, Tulsa, Oklahoma, 1980, pp. 166 - 200.

37. Cortés, A. P., Del Rosal, E. P. "Control de brotes en perforación de pozos", Instituto Mexicano del Petroleo, México, D.F.

Capítulo 4

38. Sanders, W., Williamson, R., "Lost circulation assessment and planning program: evolving strategy to control severe losses in deepwater projects", Society of Petroleum Engineers 79836, Febrero 2003.
39. Sweatman, R., Kessler, C., "New solutions to remedy lost circulation, crossflows, and underground blowouts", Society of Petroleum Engineers 37671, Marzo 1997.
40. Bruton, J., Ivan, C., "Lost circulation control: evolving techniques and strategies to reduce downhole mud losses", Society of Petroleum Engineers 67735, Marzo 2001.
41. Zamora, M., Stephens, M. P., "The top 10 mud-related concerns in deepwater drilling operations", Society of Petroleum Engineers 59019, Febrero 2000.
42. Whitfill, D., Heathman, J., "Fluids for drilling and cementing shallow water flows", Society of Petroleum Engineers 62957, Octubre 2000.
43. Sweatman, R., Faul, R., "New solutions for subsalt-well lost circulation and optimized primary cementing", Society of Petroleum Engineers 56499, Octubre 1999.
44. Waheed, A., Cockram, M., "Foam cementing controls deepwater shallow flow in the east Mediterranean", Society of Petroleum Engineers 74402, Febrero 2002.
45. Eof, L., Sweatman, R., "New chemical systems and placement methods to satbilize and seal deepwater shallow-water flow zones", Offshore Technology Conference 11976, Mayo 2000.
46. Faul, R., Reddy, B., "Next-generation cementing systems to control shallow water flow", Offshore Technology Conference 11977, Mayo 2000.
47. Mssenger, J. U., "Lost circulation", Pennwell Books, Tulsa, Oklahoma, 1981, pp. 14 - 17; 94 - 101.
48. Furlow, W., "Despite limits, synthetic fluids still best bet for deepwater", Offshore, Enero 1998, pp. 48-52.
49. "Drilling N deepwater views key issues, technology", www.iadc.org/dcpi/dc-mayjun01/x-dn1.pdf, 2001.
50. "Classification of lost circulation zones", www.kingdomdrilling.co.uk, 2000.