



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

Facultad de Ingeniería

Dificultades que se pueden evitar al perforar un pozo

Tesis

Que para obtener el título de:

Ingeniero Petrolero

Presenta:

Martín Alejandro González Hernández

Director de tesis: Ing. José Agustín Velasco Esquivel

México, D. F., CD. Universitaria 2013



A mi madre Martha
Hernández Guzmán quien
me apoyo en todo
momento para poder
cumplir mis sueños.

A mi hermano Luis Miguel
González Hernández
gracias por cuidarme.

A mi tía María del Pilar
Hernández Guzmán que
siempre me apoyo como a
un hijo.

Al Ing. José Agustín Velasco
Esquivel quien me guió y
asesoro en la realización de
este trabajo.

A mi primo Carlos Daniel
Muñoz Hernández que con
su gran personalidad
siempre me inspiró a
continuar.

A todos los profesores y
personas que se cruzaron
en mi camino brindándome
su ayuda y conocimientos.

A mi querida Universidad
Nacional Autónoma de
México y a la Facultad de
Ingeniería que me hizo ser
lo que soy hoy.

Índice

	Resumen	7
	Summary	8
G.1	Capítulo 1 Generalidades	9
G.1.1	Presión hidrostática	9
G.1.2	Presión normal	10
G.1.3	Presión anormal	10
G.1.3.1	Nivel piezométrico	10
G.1.3.2	Sistema roca-fluido	10
G.1.3.3	Ritmo de sedimentación y ambiente de depósito	11
G.1.3.4	Actividad tectónica	11
G.1.3.5	Diagénesis	13
G.1.3.6	Fenómenos osmóticos y de filtración	14
G.1.3.7	Efectos termodinámicos	15
G.1.4	Presión de poro (P_p) (definición)	15
G.1.5	Presión de fractura (P_f) (definición)	16
G.1.6	Presión de sobrecarga (S) (definición)	16
G.1.7	Gradiente de presión	17
G.1.8	Esfuerzo (σ)	17
G.1.9	Esfuerzo efectivo (σ_v)	18
G.1.10	Relación de Poisson (ν)	18
G.1.11	Registros geofísicos	19
G.1.11.1	Potencial espontaneo	20
G.1.11.2	Rayos gama RG	20
G.1.11.3	Sónico	20
G.1.11.4	Resistividad	20

G.1.12	Geomecánica	21
G.1.13	Línea base de las lutitas	21
1	<i>Detección de Geopresiones</i>	23
1.1	Presión de sobrecarga (S)	23
1.2	Presión de poro (P_p)	26
1.2.1	Gradientes de presión de acuerdo a Hottman y Johnson	26
1.2.2	Exponente “d” y “dc”	36
1.2.2.1	Bingham	36
1.2.2.2	Modelo de Jorden y Shirley para normalizar el ritmo de penetración	36
1.2.2.3	Modelo de Rehm y McClendon	37
1.2.2.4	Modelo de Zamora	39
1.3	Presión de fractura (P_F)	44
1.3.1	Modelo de Hubbert y Willis	44
1.3.2	Modelo de Matthews y Kelly	49
1.3.3	Modelo de Eaton	55
1.4	Ventana operacional	62
1.5	Verificación de los perfiles de presión	63
	Nomenclatura	66
G.2	<i>Capítulo 2 Generalidades</i>	68
G.2.1	Reología	68
G.2.2	Velocidad del flujo de fluido	68
G.2.3	Esfuerzo de corte – ritmo de corte	68
G.2.4	Fluidos Newtonianos y no Newtonianos	69
G.2.5	Viscosidad plástica	72
G.2.6	Valor de cedencia o punto de cedencia	73
G.2.7	Fuerza gel	73
G.2.8	Fluido tixotrópico	73

G.2.9	Fluido viscoelástico	73
2	<i>Limpieza del Pozo</i>	74
2.1	Factores que afectan el transporte de los recortes	75
2.1.1	Velocidad de asentamiento	75
2.1.2	Velocidad del fluido en el espacio anular	77
2.1.3	Régimen de flujo y régimen de asentamiento	78
2.1.4	Distribución del perfil de velocidad en flujo laminar por propiedades reológicas del lodo	80
2.1.5	Distribución del perfil de velocidad por excentricidad	81
2.1.6	Tipo de flujo sólido-líquido en pozos inclinados y horizontales	83
2.1.7	Ritmo de penetración	84
2.1.8	Velocidad de rotación de la sarta	85
2.2	Capacidad de transporte de recortes en pozos verticales	85
2.2.1	Correlación de Moore	86
2.2.2	Correlación de Chien	88
2.2.3	Correlación de Walker y Mayes	89
2.3	Relación de transporte y fracción del volumen de recortes	91
2.4	Capacidad de transporte de recortes en pozos inclinados y horizontales	97
2.5	Recomendaciones para evitar dificultades por limpieza del pozo	99
2.5.1	Pozos verticales	99
2.5.2	Pozos inclinados y horizontales	99
	Nomenclatura	100
G.3	<i>Capítulo 3 Generalidades</i>	102
G.3.1	Comportamiento de las rocas bajo esfuerzos	102
G.3.2	Esfuerzos subsuperficiales, triaxiales, regionales o de confinamiento	103
G.3.3	Círculo de Mohr o envolvente de falla de Mohr	103
G.3.4	Falla normal e inversa	105

G.3.5	Esfuerzos alrededor del pozo	106
G.3.6	Isotropía y anisotropía de esfuerzos horizontales en el pozo	106
G.3.7	Presión capilar	108
G.3.8	Perforación bajo balance	108
G.3.9	Perforación sobre balance	108
G.3.10	Adsorción	108
3	<i>Inestabilidad del Pozo</i>	109
3.1	Factores que afectan la estabilidad del pozo	110
3.1.1	Presión hidráulica sobre las paredes del pozo	110
3.1.2	Deformación plástica en formaciones salinas y lutitas no consolidadas	112
3.1.2.1	Lodos saturados de sal (salmueras)	112
3.1.2.2	Lodos bajo saturados de sal	112
3.1.2.3	Lodos base aceite	112
3.1.3	Ampliación del pozo	114
3.1.4	Formaciones con fuerzas no cohesivas	114
3.1.5	Interacción entre los fluidos de perforación y las formaciones arcillosas	115
3.1.5.1	Hinchamiento cristalino o hidratación superficial	115
3.1.5.2	Hinchamiento osmótico	116
3.1.6	Hidratación del pozo	117
3.1.7	Lutitas quebradizas	117
3.2	Control de la hidratación del pozo	118
3.3	Selección del tipo de lodo para mantener la estabilidad del pozo	119
3.3.1	Capacidad de intercambio catiónico	120
3.3.2	Balance de salinidad	120
3.3.3	Medición del hinchamiento	122
3.3.4	Prueba de dispersión	123
3.4	Tipos de lodo	125

3.4.1	Lodo inhibidor	125
3.4.2	Lodo con sistema de aislamiento	125
3.4.3	Lodo con sistema inerte	125
3.4.4	Lodo con baja pérdida de flujo	126
3.4.5	Lodo para deshidratar las formaciones	126
3.5	Recomendaciones para evitar dificultades por inestabilidad del pozo	126
	Nomenclatura	126
G.4	Capítulo 4 Generalidades	128
G.4.1	Coeficiente de fricción	128
G.4.2	Adhesión	128
G.4.3	Enjarre estático y dinámico	129
4	Presión Diferencial	130
4.1	Factores que afectan el pozo por presión diferencial	130
4.1.1	Una zona permeable con enjarre	131
4.1.2	Rotación	131
4.1.3	Diferencia de presión	132
4.1.4	Inclinación del pozo	135
4.1.5	Compresibilidad del enjarre	136
4.1.6	Permeabilidad del enjarre	136
4.1.7	Espesor del enjarre	137
4.1.8	Tiempo	138
4.2	Control de la pegadura por presión diferencial	139
4.3	Recomendaciones para evitar dificultades por presión diferencial	139
	Nomenclatura	139
G.5	Capítulo 5 Generalidades	141
G.5.1	Dirección	141
5	Geometría del Pozo	142

5.1	Factores que afectan el pozo por su geometría	143
5.1.1	Inclinación	143
5.1.1.1	Las formaciones	143
5.1.1.1.1	Teoría de deslizamiento	143
5.1.1.1.2	Teoría de la curvatura	143
5.1.1.1.3	Teoría de acuñación	145
5.1.1.2	Operaciones para el control de la inclinación	147
5.1.2	Patas de perro	147
5.1.3	Ojos de llave	149
5.1.4	Ojos de llave y presión diferencial	153
5.2	Remoción de ojos de llave	155
5.2.1	Lastrabarrenas con estabilizadores y escariadores	156
5.2.2	Tubería de perforación con escariadores	158
5.3	Recomendaciones para evitar dificultades por geometría del pozo	159
	Nomenclatura	159
	Conclusiones	160
	Anexo A Factores de conversión	161
	Anexo B Número de Reynolds con partículas (recortes)	162
	Anexo C Sidetrack	163
	Bibliografía	164

Resumen

En la actividad de perforación de pozos petroleros, las dificultades por pegaduras en las tuberías conllevan a una gran pérdida de tiempo y dinero, por lo cual es de vital importancia tener el conocimiento de estos escenarios y así poder evitarlos, para lograr cumplir el objetivo que es llegar a la zona deseada en el tiempo planeado.

El primer tema es la detección de geopresiones, ya que con esto se puede realizar una correcta planeación del pozo para poder minimizar las dificultades o anticiparnos a ellas. Después, la temática sobre las distintas dificultades que podrían presentarse, como por ejemplo la limpieza del pozo que, aunque parezca sencillo, no lo es, ya que se tiene que tener un buen fluido de perforación para cumplir con los objetivos necesarios (remoción, acarreo y suspensión) para que no se presente un escenario conflictivo; pues si no se trata a tiempo esta situación se irá agravando conforme se tiene un mayor ángulo de inclinación y una mayor profundidad.

Otro problema son las dificultades por inestabilidad en el pozo, que pueden ser las más graves, ya que incluso, podemos perder herramienta por causa de algún derrumbe, propiciando a realizar desviaciones en la trayectoria del pozo y no dar seguimiento de la planeación del mismo. También se tiene que lidiar con el hinchamiento de las lutitas, ya que cuando esto ocurre se reduce el diámetro del pozo atrapando la tubería. Otra de las cosas que no se deben de olvidar es un buen conocimiento geológico ya que cuando se presenta alguna estructura geológica, se tiene que saber de que tipo es y así poder trabajar sin dificultades en ésta.

También existe la pegadura de la tubería por presión diferencial, esta es debida a que hay una zona de presión anormal baja, provocando con esto que la presión ejercida por el fluido de perforación sea mayor, logrando que la tubería comience a adherirse a la formación; esto también puede ocurrir al dejar la tubería estática por un periodo de tiempo considerable.

La geometría del pozo, también puede provocar dificultades, ya que al cambiar el aparejo de fondo e introducirlo donde ya trabajó otro con características diferentes, el segundo podría no pasar si este no es lo suficientemente flexible para introducirlo en un pozo con un alto grado de inclinación. Se puede presentar el caso en el que parte de la tubería esté en contacto con las paredes del pozo y se provoque desgaste al rotar la tubería, esté perjudica tanto a la tubería como a las paredes del pozo.

Como se ve, las dificultades son variadas y se pueden presentar en la perforación de un pozo de forma continua o aislada, así que se debe de tener el conocimiento de qué es lo que está pasando en el pozo ya que no se puede ver la situación de manera directa, así que si se conocen las causas, se pueden resolver las dificultades.

Summary

In the drilling well oil activity, difficulties for pipe sticking involve a great waste of time and money, that is why is very important having knowledge of this problems for that be avoided, to achieve the goal of getting the wanted zone in time.

The first theme is “geopresiones” detection, since with this a right well planning can be done, so the difficulties can be diminished or early them. After the topic about that can be develop, for example the well cleaning that, although apparently simple, not it is, since must has a good drilling fluid to achieve the necessary goals carry with adjective necessary (removing, carriaging and hanging) to do not present a stage conflicting; if this situation is not handled on time it will be getting worst with a larger angle of inclination and a deeper depth.

Another problem is the well’s instability difficulties, we can even lose tools because of some collapse, encouraging deviations in the well’s trajectory and not give the well’s planning following and not give pursuit of well planning. Also it is has to struggle with the swelling of the shales since when this happens the well’s diameter decreases sticking the pipe. The geology is very important because when a failure occurs it has to know what kind it is so you can work it out without difficulties.

Also exist the pipe sticking for differential pressure, this is due to a zone of abnormal low pressure, provoking an increase in the pressure for drilling fluid, so the pipe sticks to the formation, this also could happen by leaving the pipe static for a large period of time making the pipe move towards to the formation.

The well geometry, same as the previous cases, it could provoke difficulties, by changing the bottom string and inserting it in where another one was previously working with different characteristics, the second will could not pass if is not flexible enough to be inserted in a well with a large angle of inclination. It could happen that a section of the pipe can be in contact with the well’s walls and provoke wear on the rotating pipe, this harm both of the pipe and the well’s wall.

As it is seeing, the difficulties are varied and it can be presented in the well’s drilling in a very often way it has to have the knowledge of what it is happening in the well, as the situation can not be directly managed, so as soon as the signs are knowledge this can solve difficulties.

G.1 Generalidades capitulo 1

G.1.1 Presión hidrostática

Es el peso de una columna de fluido sobre una unidad de área. La presión hidrostática (P_h) es igual al producto de la densidad promedio del fluido, **ver anexo A**, (ρ_f) por la profundidad de la columna (D) (ecuación G1.1).

$$P_h[psi] = \rho_f \left[\frac{lb}{gal} \right] * D[pie] \quad (G1.1)$$

Si una columna de fluido tiene dos segmentos o más con diferentes densidades la presión hidrostática que tendría en el fondo (ecuación G1.2), (ver figura G1-1).

$$P_h = \sum_{i=1}^n \rho_{f_i} (D_i - D_{i-1}) \quad (G1.2)$$

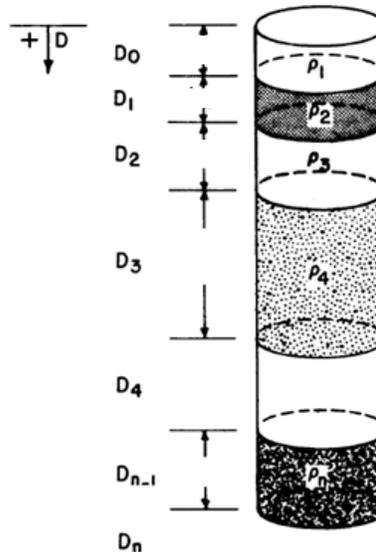


Figura G1-1 Columna de fluidos con diferentes densidades (Bourgoyne. et al., 1986).

G.1.2 Presión normal

Es una presión igual a la presión hidrostática ejercida por una columna de fluido de formación calculada de la superficie a la profundidad de interés.

G.1.3 Presión anormal

Estas son presiones que pueden ser mayores o menores a la presión normal, se pueden deber a los siguientes factores:

- **G.1.3.1 Nivel piezométrico**

Es cuando un estrato poroso y permeable aflora y se encuentra confinado por otras capas impermeables, el estrato y el fluido contenido en él alcanzan un nivel regional mayor (ver figura G1-2). Este nivel puede ser un parámetro que determine valores altos de geopresiones.

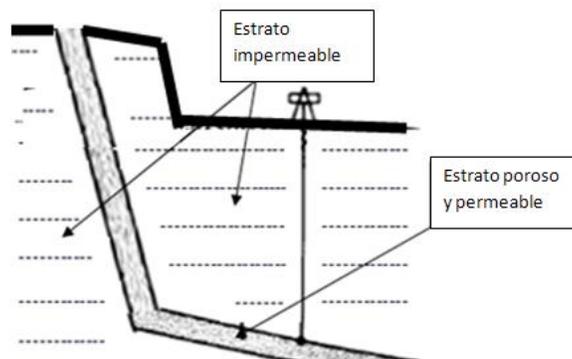


Figura G1-2 Nivel piezométrico.

- **G.1.3.2 Sistema roca-fluido**

En formaciones cerradas como las lenticulares, en yacimientos anticlinales y formaciones con grandes echados (inclinaciones) se acumulan fluidos de baja densidad, tales como el gas y el aceite, estos son empujados por el agua generando un incremento de presión, ya que el agua intenta ocupar el espacio poroso donde se encuentran los fluidos de baja densidad (figura G1-3).

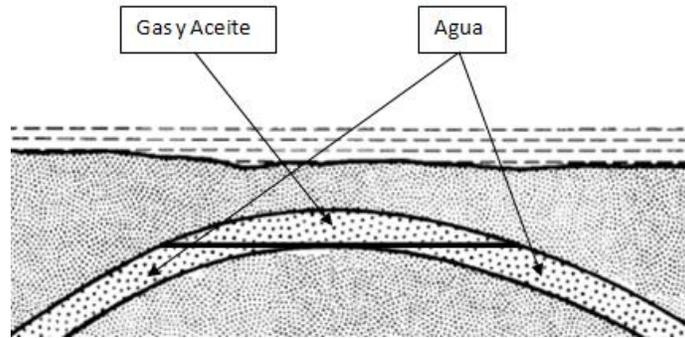


Figura G1-3 Sistema roca-fluido. Yacimiento anticlinal (modificado de Bourgoyne. et al., 1986).

- **G.1.3.3 Ritmo de sedimentación y ambiente de depósito**

En zonas donde existe un ritmo acelerado de sedimentación y compactación los estratos más antiguos que contienen fluidos sufren un incremento de presión lo que provoca que estos fluidos migren hacia zonas permeables y porosas de menor presión; cuando culmina el flujo de fluidos provoca una precipitación de sílice y carbonatos formando un sello además de dejar una agua residual con un mayor contenido de salinidad en el estrato de mayor presión (figura G1-4).

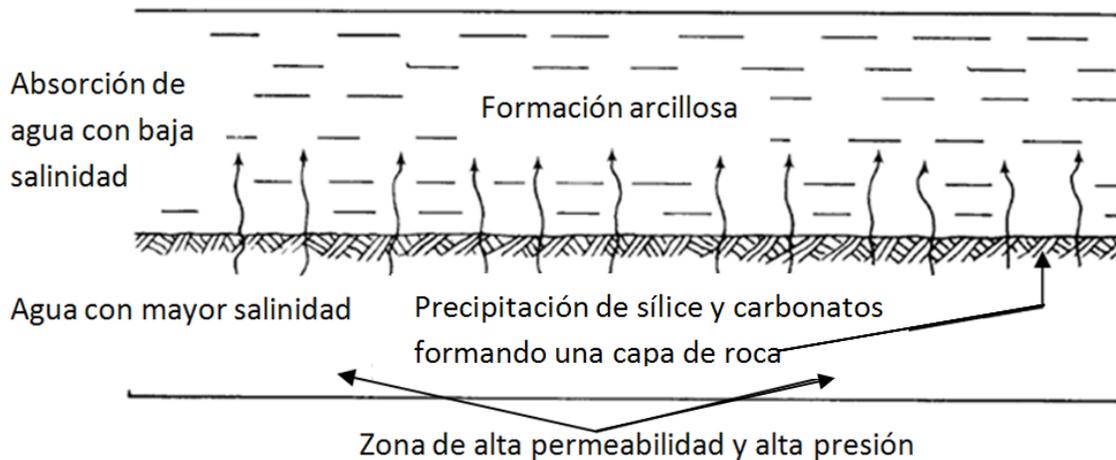


Figura G1-4 Ritmo de sedimentación y ambiente de depósito (modificado de Bourgoyne. et al., 1986).

- **G.1.3.4 Actividad tectónica**

Las presiones anormales son causadas por: fallas locales o regionales, plegamientos, corrimientos y desprendimientos laterales, aumento de presión causado por caídas de bloques fallados, movimientos diapíricos de sal y/o arcilla, sismos, etc.

Al existir una falla normal, el estrato baja, y éste que era de presión normal puede convertirse en uno de presión anormal lo que provocaría un flujo de fluidos hacia zonas de menor presión (figura G1-5).

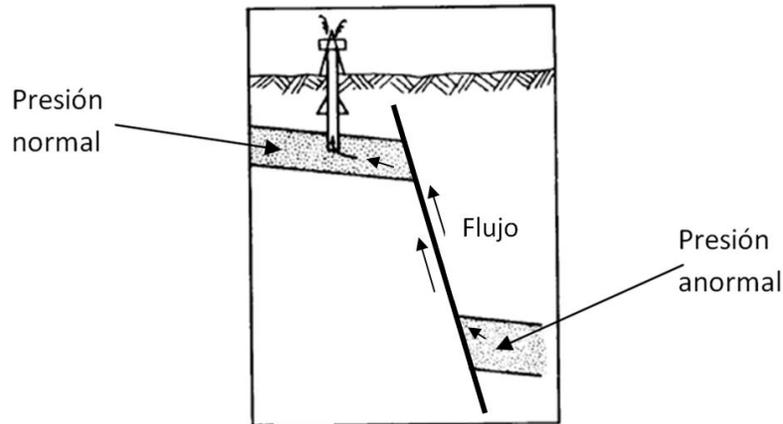


Figura G1-5 Falla normal que provoca presión anormal baja (modificado de Bourgoyne. et al., 1986).

Si existe una falla inversa y el estrato de presión normal conserva esa presión, pero cambia a una menor profundidad, es decir, que el estrato sube, entonces se considera un estrato con presión anormal para esa nueva profundidad (figura G1-6).

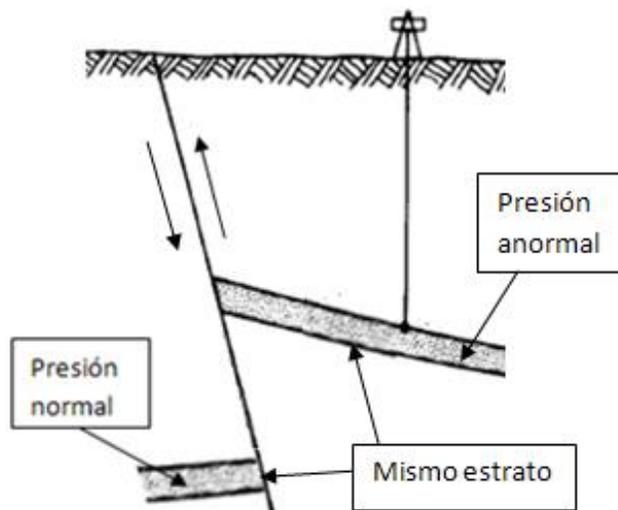


Figura G1-6 Falla que provoca presión anormal alta (modificado de Bourgoyne. et al., 1986).

Al haber un levantamiento repentino de un domo salino los estratos superiores se compactan y se incrementa la presión en los mismos (figura G1-7).

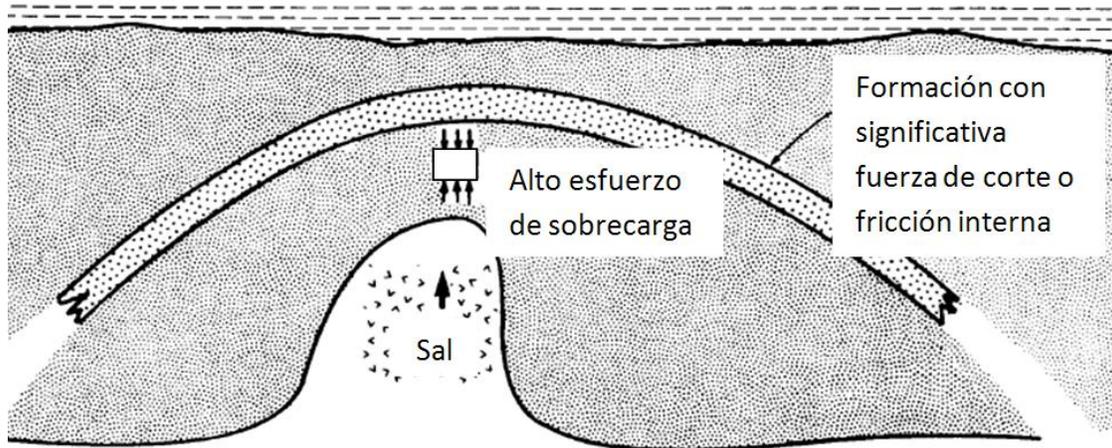
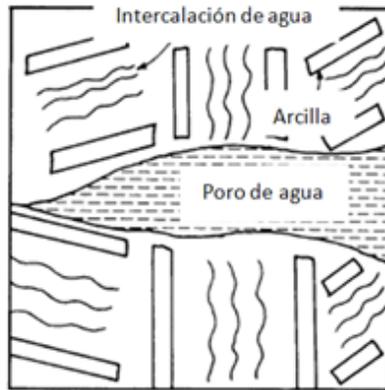


Figura G1-7 Movimiento diapírico de sal que provoca presión anormal (modificado de Bourgoyne. et al., 1986).

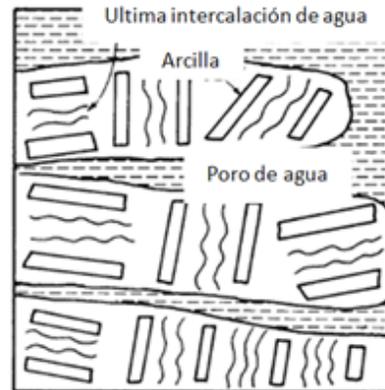
- **G.1.3.5 Diaénesis**

Es cuando existen cambios químicos en los sedimentos así como en la composición mineral, esto se da por procesos geológicos después de haberse compactado y depositado los sedimentos lo que da origen a la redistribución y recristalización de los minerales originales, además de la formación de nuevos minerales; estos cambios pueden contribuir a una presión anormal.

Cuando la montmorillonita contenida en algunas lutitas comienza a presentar una deshidratación, debido a condiciones de presión y temperatura (200 a 300 °F) elevadas, queda un agua con mayor densidad y contenido de sales dentro de ésta al mismo tiempo que el volumen de agua libre aumenta. Al perder toda el agua, la permeabilidad en los sedimentos disminuye provocando una presión anormal y formando así la ilita. Esto puede explicar que el agua fresca se puede encontrar en zonas donde la presión de formación es anormal (figura G1-8).



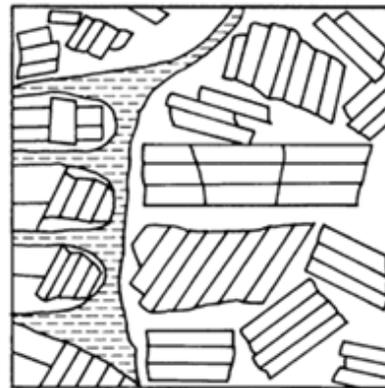
Montmorillonita antes de la diagénesis



Perdida de las intercalaciones de agua



Perdida de las intercalaciones de agua convirtiéndose de montmorillonita a illita



Última etapa de compactación.

Figura G1-8 Cambio diagénético de la montmorillonita a illita provocando presión anormal (modificado de Bourgoyne. et al., 1986).

- **G.1.3.6 Fenómenos osmóticos y de filtración**

Se genera una presión osmótica cuando dos soluciones con diferente contenido de sales se encuentran separadas por una membrana semipermeable. La solución con menor contenido de sales migra hacia la de mayor contenido salino provocando una presión anormal (figura G1-9).

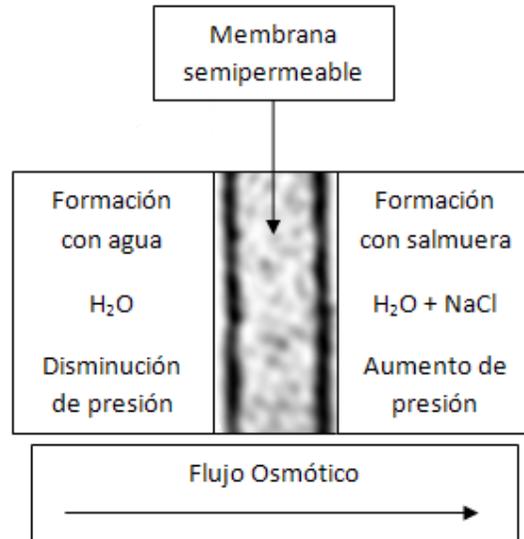


Figura G1-9 Presión osmótica provocando presión anormal.

- G.1.3.7 Efectos termodinámicos**
 Por efecto de la temperatura los fluidos contenidos en los poros se expanden provocando así una presión anormal (figura G1-10).

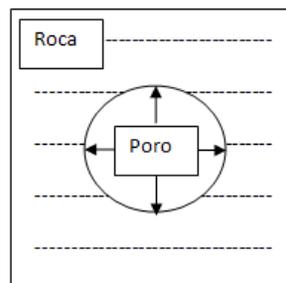


Figura G1-10 Presión anormal por efectos termodinámicos.

G.1.4 Presión de poro (P_p) (definición)

Es aquella a la que se encuentran confinados los fluidos dentro de la formación y se calcula de manera general y simple como el producto de la densidad promedio del fluido (ρ_f) contenido en los poros por la profundidad en el punto de interés (D) (ecuación G1.3). También se le conoce como presión de formación.

$$P_p[\text{psi}] = \rho_{fl} \left[\frac{\text{lb}}{\text{gal}} \right] * D[\text{pie}] \quad (G1.3)$$

G.1.5 Presión de fractura (P_F) (definición)

Es la fuerza por unidad de área necesaria para vencer la presión de formación (P_p) más la resistencia de la roca (σ_h) (esfuerzo horizontal menor) (ecuación G1.4).

$$P_F[\text{psi}] = P_p[\text{psi}] + \sigma_h[\text{psi}] \quad (G1.4)$$

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 G1-11).

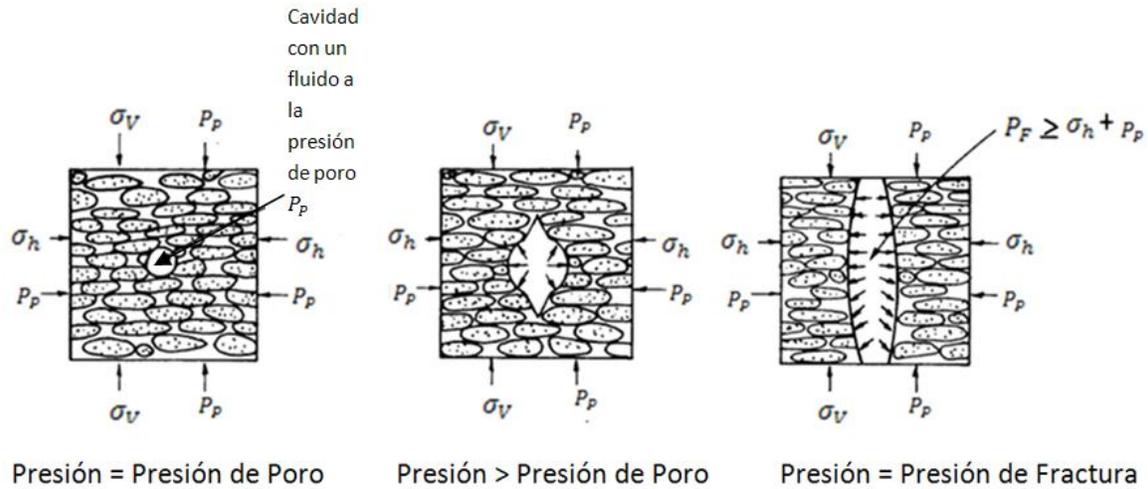


Figura G1-11 Cadena de eventos para que se produzca una fractura (modificado de Bourgoyne. et al., 1986).

G.1.6 Presión de sobrecarga (S) (definición)

Es la originada por el peso de las rocas sobreyacentes y los fluidos contenidos en los espacios porosos de las mismas en el punto de interés y se calcula a partir de la presión de poro (P_p) más el esfuerzo en la matriz de roca vertical (σ_v) (ecuación G1.5). También se le conoce como esfuerzo de sobrecarga.

$$S[psi] = P_p[psi] + \sigma_v[psi] \quad (G1.5)$$

G.1.7 Gradientes de presión

Es la variación o cambio que existe entre la fuerza que ejerce la presión con respecto a la profundidad.

Los gradientes de sobrecarga, presión de poro y esfuerzo vertical compactados de manera normal se consideran con los valores de la tabla G1-1.

S/D	P_p/D	σ_v/D	[unidades]
1	0.465	0.535	[psi/pie]
0.23	0.107	0.123	[kg/cm ² /m]
144*	66.8*	77.2*	[lb/pie ³]
2.3*	1.07*	1.23*	[gr/cm ³]
19.24*	8.92*	10.32*	[lb/gal]

*gradientes de presión en unidades de densidad.

Tabla G1-1 Valores normales para los gradientes de sobrecarga, presión de poro y esfuerzo vertical.

Los gradientes varían dependiendo del área donde se perfora por lo que se deben de calcular para cada zona en especial.

G.1.8 Esfuerzo (σ)

El esfuerzo es la aplicación de una fuerza (F) sobre un área (A), ésta fuerza es transferida a través de los sólidos (ecuación G1.6).

$$\sigma[psi] = \frac{F[lb]}{A[pg^2]} \quad (G1.6)$$

G.1.9 Esfuerzo efectivo (σ_v)

Es el esfuerzo generado por el contacto grano a grano, también se conoce como esfuerzo de matriz (ecuación G1.7).

$$\sigma_v[psi] = S[psi] - P_p[psi] \quad (G1.7)$$

G.1.10 Relación de Poisson (ν)

Ésta relación no se puede medir directamente en la roca, depende de los cambios que sufren las propiedades de elasticidad y rigidez a causa de la aplicación de una fuerza en la matriz de roca (ecuación G1.8).

$$\nu = \frac{\text{cambio en la elasticidad}}{2(\text{cambio en la rigidez})} - 1 \quad (G1.8)$$

La roca al estar sometida a esfuerzos horizontales y verticales se deforma hacia donde existe menor esfuerzo (figura G1-12). La representación matemática para ésta deformación es la ecuación G1.9.

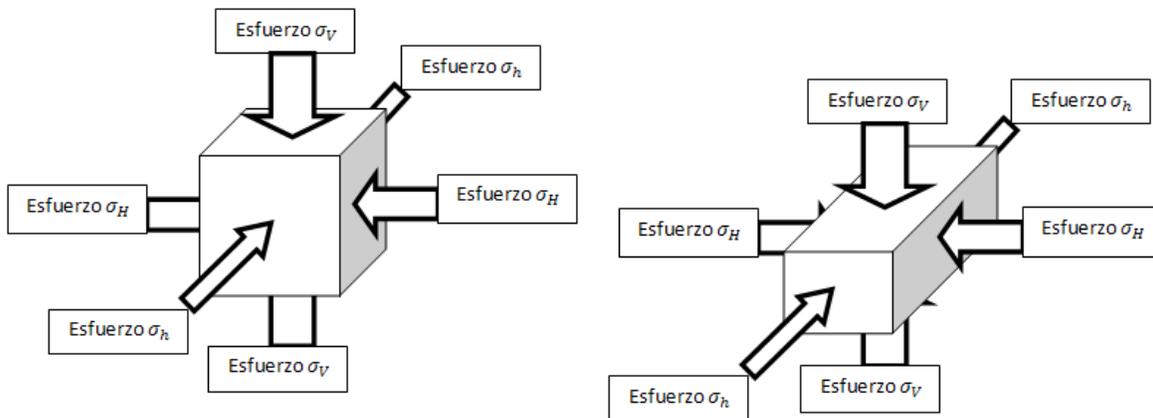


Figura G1-12 Deformación del cubo de roca debido a que los tres esfuerzos que actúan sobre ésta son diferentes. Los esfuerzos horizontales por lo general se consideran menores que el vertical.

$$\frac{\sigma_h}{\sigma_v} = \frac{\nu}{(1 - \nu)} \quad (G1.9)$$

Si se toma como valor de 0.25 para la relación de Poisson en la ecuación G1.9, considerando que es un valor promedio para las rocas sedimentarias, se puede observar que el esfuerzo horizontal menor es igual a una tercera parte del esfuerzo vertical (ver ecuación G1.10).

$$\sigma_h = \frac{0.25}{(1 - 0.25)} * \sigma_v = \frac{1}{3} \sigma_v \quad (G1.10)$$

Algunos valores de la relación de Poisson se muestran en la tabla G1-2.

Arcilla, muy mojada	0.50	Arenisca	
Arcilla	0.17	Grueso	0.05
Conglomerado	0.20	Cementante grueso	0.10
Dolomita	0.21	Fino	0.03
Grauvaca		Nuy fino	0.04
Grueso	0.07	Medio	0.06
Fino	0.23	Probablemente ordenado arcilloso	0.24
Medio	0.24	Fosilíferas	0.01
Calizas		Lutita	
Fina, micrita	0.28	Calcáreo (<50% CaCO ₃)	0.14
Media, calcarenítica	0.31	Dolomítica	0.28
Porosa	0.20	Silíceo	0.12
Estilolítica	0.27	Arcilloso (<70% arcilla)	0.17
Fosilíferas	0.09	Arenoso (<70% arena)	0.12
Asentamiento de fósiles	0.17	Bituminoso	0.25
Esquistosa	0.17	Limolita	0.08
		Pizarra	0.13
		Toba volcánica	
		Vidrio	0.34

Tabla G1-2 Valores sugeridos para la relación de Poisson para diferentes litologías (modificado de Darley, 1948).

G.1.11 Registros geofísicos

Se utilizan para obtener valores de las propiedades de las formaciones.

- **G.1.11.1 Potencial espontáneo SP**

Es un registro de los fenómenos que ocurren de manera natural en las formaciones. La curva de SP mide el potencial eléctrico (voltaje), debido a la interacción entre el agua de formación y los fluidos de perforación conductivos, así como algunas rocas que permiten el paso de cationes (lutitas) provocando un movimiento de iones, dando como resultado una corriente eléctrica y por consecuencia un potencial eléctrico.

- **G.1.11.2 Rayos gama RG**

Este también es un registro de los fenómenos que acontecen de forma natural en los estratos. La curva de RG indica el nivel de radioactividad natural en la roca, ya que muchas de estas presentan cierta emisión de radioactividad natural que depende de la cantidad de potasio, torio y uranio que contienen.

Los registros de SP y RG sirven para:

- 1) Diferenciar rocas potencialmente productoras, permeables y porosas (arenisca, caliza, dolomía) de arcillas y lutitas no permeables.
- 2) Definir los límites de los estratos y permitir la correlación entre los mismos.
- 3) Proporcionar un indicador del contenido de arcilla en los estratos.
- 4) Ayuda para poder identificar la litología (mineral).
- 5) Ayuda para determinar la resistividad del agua de formación.
- 6) Contribuye a la detección y evaluación de posibles depósitos de minerales radioactivos.
- 7) Permite definir la concentración de potasio, torio y uranio.

- **G.1.11.3 Sónico**

Es un registro que trabaja en función del tiempo (t) y requiere de una onda sonora que viaja a través de la formación. El inverso de la velocidad de la onda sonora es conocido como tiempo de tránsito y este depende de la litología y porosidad de la roca. Este registro es muy útil para conocer la porosidad cuando se conoce la litología.

- **G.1.11.4 Resistividad**

Mide la resistividad de la formación al mandar corriente a la misma y medir la facilidad con que fluye la electricidad, o al inducir una corriente eléctrica y medir que tan grande es. La electricidad pasa por la formación dependiendo del contenido de fluidos que esta tenga en los poros.

G.1.12 Geomecánica

Existen esfuerzos que se presentan en las formaciones rocosas debido a la sedimentación y compactación, por lo general se aprecian en estados de sedimentación relativamente jóvenes o en ambientes de sedimentación deltaicos. Un depósito continuo de sedimentos aumenta el esfuerzo vertical debido al incremento constante de carga sobre los estratos, en el contacto grano a grano se comienza a presentar una expansión lateral de los mismos en el plano horizontal (ver figura G1-13 centro).

Los esfuerzos existentes en los estratos (ver figura G1-13 izquierda), se definen como:

$$(\sigma_v > \sigma_H > \sigma_h)$$

A causa de estos esfuerzos la matriz de roca se fractura en un plano perpendicularmente al esfuerzo mínimo. Por ejemplo, si se aplica una presión en la roca verticalmente los esfuerzos horizontales mayor y menor se reducirán paulatinamente hasta que uno de ellos (el menor) se haga cero, si la presión continua sobrepasara la resistencia de tensión de la roca convirtiéndose al esfuerzo mínimo horizontal en un valor negativo (ver figura G1-13 derecha).

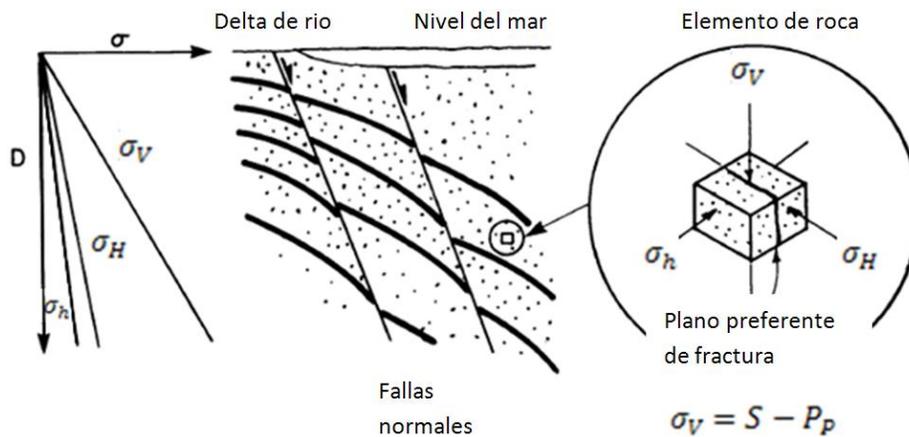


Figura G1-13 Relación existente entre los tres esfuerzos que actúan en la roca (modificado de Bourgoyne. et al., 1986).

G.1.13 Línea base de las lutitas

Ésta línea se debe a que las lutitas (roca impermeable) solo dejan pasar a los cationes (cargas positivas) provocando un movimiento de iones que forma una corriente eléctrica y la

fuerza que hace que se muevan constituye un alto potencial eléctrico, por lo que en el registro de SP se toma como línea base de las lutitas los valores mas altos de voltaje, lo que también indica una mayor salinidad de la formación. Ocurre lo contrario con rocas permeables como arenas ya que solo pasan los aniones (cargas negativas), tienen menor salinidad y por ello un menor potencial eléctrico. Lo anterior es debido a la presencia de filtrado y agua innata de la formación y la diferencia en las concentraciones de iones de los mismos (figura G1-14).

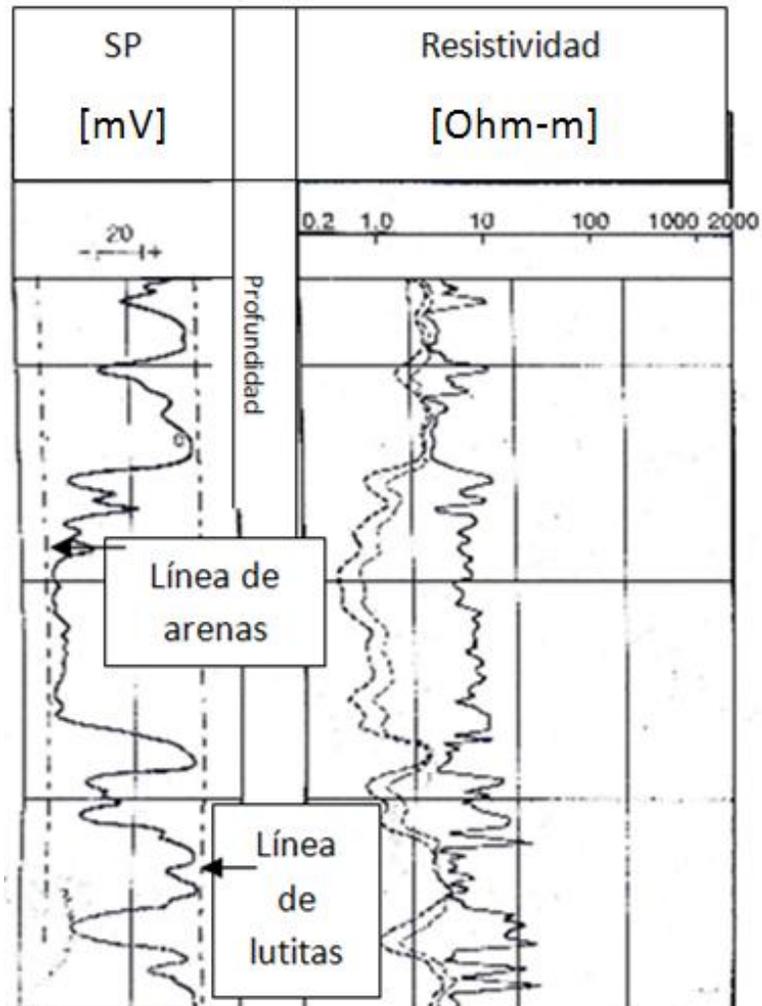


Figura G1-14 Registros de SP y Resistividad que sirven para dibujar la línea base de las lutitas y de las arenas (modificado de Schlumberger, 1972)

1 Detección de Geopresiones

El objetivo de un pozo petrolero es el de crear un conducto con diámetros conocidos, del yacimiento a la cabeza del pozo, para así producir hidrocarburos de forma controlada y para esto debemos de construir dicho pozo de una manera segura, eficiente y dentro del presupuesto, solo podemos lograr esto con una buena planeación y diseño de la perforación.

Una correcta planeación para la perforación de un pozo petrolero es indispensable para minimizar las dificultades por pegadura de tubería que podamos tener, como una mala limpieza, inestabilidad, presión diferencial y geometría del pozo, esto nos ocasiona perdidas de tiempo y de dinero por lo que es de vital importancia evitarlas.

Para iniciar con la planeación de la perforación debemos conocer la presión de poro (P_p) y la presión de fractura (P_f), llamadas en conjunto ventana operacional, así como la presión de sobrecarga (S). Las primeras dos se obtienen con métodos de predicción que se mencionaran más adelante y la tercera a partir de una ecuación.

1.1 Presión de sobrecarga (S)

Como se menciona en la sección de generalidades de este capítulo la presión de sobrecarga (S) es el esfuerzo vertical (σ_v) más la presión de poro (P_p) que actúa sobre la roca en el punto de interés, y esta dada por la siguiente ecuación:

$$S = 0.052[(1 - \phi)\rho_r D + \phi\rho_f D] \quad (1.1)$$

Donde	S	Presión de sobrecarga en [psi]
	ϕ	Porosidad promedio de la formación en fracción
	ρ_r	Densidad de la roca [lb/gal]
	ρ_f	Densidad del fluido intersticial [lb/gal]
	D	Profundidad en el punto de interés [pie]

El número 0.052 que multiplica a la expresión es un factor de conversión (**ver anexo A**), por lo que este factor se tiene que cambiar dependiendo de las unidades que se estén utilizando.

De la ecuación 1.1 si se omite la profundidad se obtiene el gradiente de presión, que es un promedio general, de sobrecarga (***G_s***) en [psi/pie].

$$G_s = 0.052[(1 - \phi)\rho_r + \phi\rho_f] \quad (1.2)$$

Donde	<i>G_s</i>	Gradiente de presión de sobrecarga en [psi/pie]
	<i>ϕ</i>	Porosidad promedio de la formación en fracción
	<i>ρ_r</i>	Densidad de la roca [lb/gal]
	<i>ρ_f</i>	Densidad del fluido intersticial [lb/gal]

Así solo se multiplica por la profundidad medida en [pie] en el punto de interés y obtenemos la presión de sobrecarga (***S***) en [psi] en ese punto.

$$S = G_s * D \quad (1.3)$$

Donde	<i>S</i>	Presión de sobrecarga en [psi]
	<i>G_s</i>	Gradiente de presión de sobrecarga en [psi/pie]
	<i>D</i>	Profundidad en el punto de interés [pie]

La ecuación anterior se puede utilizar en un área donde se encuentren varios pozos ya que el gradiente no variara de manera considerable.

Ejemplo 1-1

Calcular la presión de sobrecarga utilizando las ecuaciones 1.1 y 1.2 en el punto de interés que se encuentra a una profundidad de 8000 [pie] tomando en cuenta los datos de la tabla 1-1.

<i>Estrato</i>	<i>Porosidad %</i>	<i>Profundidad [pie]</i>	<i>Densidad roca [lb/gal]</i>	<i>Densidad fluido [lb/gal]</i>
<i>Inicial</i>	29	3000	16.77	8.67
<i>Intermedio</i>	20	6000	19.27	8.76
<i>Final</i>	14	8000	20.02	9.01

Tabla 1-1 Datos de ejemplo para presión de sobrecarga S .

Utilizando la ecuación 1.1 para los tres estratos tenemos:

$$S_1 = 0.052[(1 - 0.29) * 16.77 * 3000 + 0.29 * 8.67 * 3000] = 2249.676$$

$$S_2 = 0.052[(1 - 0.20) * 19.27 * 3000 + 0.20 * 8.76 * 3000] = 2678.208$$

$$S_3 = 0.052[(1 - 0.14) * 20.02 * 2000 + 0.14 * 9.01 * 2000] = 1921.7744$$

$$S_T = S_1 + S_2 + S_3 = 6849.66[psi]$$

Con la ecuación 1.2 también se calculan los valores para los tres estratos, como con la ecuación anterior.

$$GS_1 = 0.052[(1 - 0.29) * 16.77 + 0.29 * 8.67] = 0.749892[psi/pie]$$

$$GS_2 = 0.052[(1 - 0.20) * 19.27 + 0.20 * 8.76] = 0.892736[psi/pie]$$

$$GS_3 = 0.052[(1 - 0.14) * 20.02 + 0.14 * 9.01] = 0.9608872[psi/pie]$$

Posteriormente se emplea la ecuación 1.3 para obtener la presión de sobrecarga

$$S_1 = 0.749892 * 3000 = 2249.676[psi]$$

$$S_2 = 0.892736 * 3000 = 2678.208[psi]$$

$$S_3 = 0.9608872 * 2000 = 1921.7744[psi]$$

$$S_T = S_1 + S_2 + S_3 = 6849.66[\text{psi}]$$

1.2 Presión de poro (P_p)

Para obtener la presión de poro se utilizan métodos predictivos y estos a su vez se basan en la información obtenida de datos de perforación (ritmo de penetración, peso sobre la barrena, revoluciones por minuto de la rotaria y diámetro de la barrea) o de registros de litología (potencial espontaneo (SP), rayos gama (RG), resistividad y sónico).

El siguiente método es utilizado para determinar las presiones de poro antes de perforar el pozo, realizando la correlación de datos con pozos vecinos, o después de perforar el pozo se introducen herramientas de registros para obtener datos de las formaciones.

1.2.1 Gradientes de presión de acuerdo a Hottman y Johnson

Una de las primeras relaciones empíricas entre la presión de formación de las arenas permeables y los intervalos de tiempo de transito de las intercalaciones de lutitas se muestra en la tabla 1-2, considerando lo análogo para las resistividades de las lutitas tabla 1-3. Hottman y Johnson (1965) graficaron los gradientes de presión de poro equivalente obtenidos de los diferentes pozos contra los datos de tiempo de transito y resistividad de esos mismos pozos dando como resultado las figuras 1-1 y 1-2.

Al utilizar este método solo se tienen que usar datos de lutitas ya que se basa en datos de las mismas.

Lugar	Pozo	Profundidad [pie]	Presión [psi]	Gradiente de presión de formación [psi/pie]	$(t_r - t_n)$ [μs/pie]
Terrebonne, LA	1	13,387	11,647	0.87	22
Offshore Lafourche, LA	2	11,000	6,820	0.62	9
Assumption, LA	3	10,820	8,872	0.82	21
Offshore Vermilion, LA	4	11,900	9,996	0.84	27
Offshore Terrebonne,	5	13,118	11,281	0.86	27

LA						
East Baton Rouge, LA	6	10,980	8,015	0.73	13	
St. Martin, LA	7	11,500	6,210	0.54	4	
Offshore St. Mary, LA	8	13,350	11,481	0.86	30	
Calcasieu, LA	9	11,800	6,608	0.56	7	
Offshore St. Mary, LA	10	13,010	10,928	0.84	23	
Offshore St. Mary, LA	11	13,825	12,719	0.92	33	
Offshore Plaquemines, LA	12	8,874	5,324	0.60	5	
Cameron, LA	13	11,115	9,781	0.88	32	
Cameron, LA	14	11,435	11,292	0.90	38	
Jefferson, TX	15	10,890	9,910	0.91	39	
Terrebonne, LA	16	11,050	8,951	0.81	21	
Offshore Galveston, TX	17	11,750	11,398	0.97	56	
Chambers, TX	18	12,080	9,422	0.78	18	

Tabla 1-2 Diferencias de los tiempos de transito ($t_r - t_n$) en las formaciones de Mioceno y Oligoceno de las costas del golfo de Texas y Luisiana (modificado de Bourgoyne. et al., 1986).

Lugar	Pozo	Profundidad [pie]	Presión [psi]	Gradiente de presión de formación [psi/pie]	$\left(\frac{R_n}{R_r}\right)$ [Ohm-m]
St. Martin, LA	A	12,400	10,240	0.83	2.60
Cameron, LA	B	10,070	7,500	0.74	1.70
Cameron, LA	B	10,150	8,000	0.79	1.95
	C	13,100	11,600	0.89	4.20
	D	9,370	5,000	0.53	1.15
Offshore St. Mary, LA	E	12,300	6,350	0.52	1.15
	F	12,500	6,440	0.52	1.30
		14,000	11,500	0.82	2.40
Jefferson Davis, LA	G	10,948	7,970	0.73	1.78
	H	10,800	7,600	0.70	1.92
	H	10,750	7,600	0.71	1.77
Cameron, LA	I	12,900	11,000	0.85	3.30
Iberia, LA	J	13,844	7,200	0.52	1.10
		15,353	12,100	0.79	2.30
Lafayette, LA	K	12,600	9,000	0.71	1.60

		12,900	9,000	0.70	1.70
	L	11,750	8,700	0.74	1.60
	M	14,550	10,800	0.74	1.85
Cameron, LA	N	11,070	9,400	0.85	3.90
Terrebonne, LA	O	11,900	8,100	0.68	1.70
		13,600	10,900	0.80	2.35
Jefferson, TX	P	10,000	8,750	0.88	3.20
St. Martin, LA	Q	10,800	7,680	0.71	1.60
Cameron, LA	R	12,700	11,150	0.88	2.80
		13,500	11,600	0.86	2.50
		13,950	12,500	0.90	2.75

Tabla 1-3 Relación de las resistividades de las lutitas (R_n/R_r) en pozos del Mioceno y Oligoceno (modificado de Bourgoyne. et al., 1986).

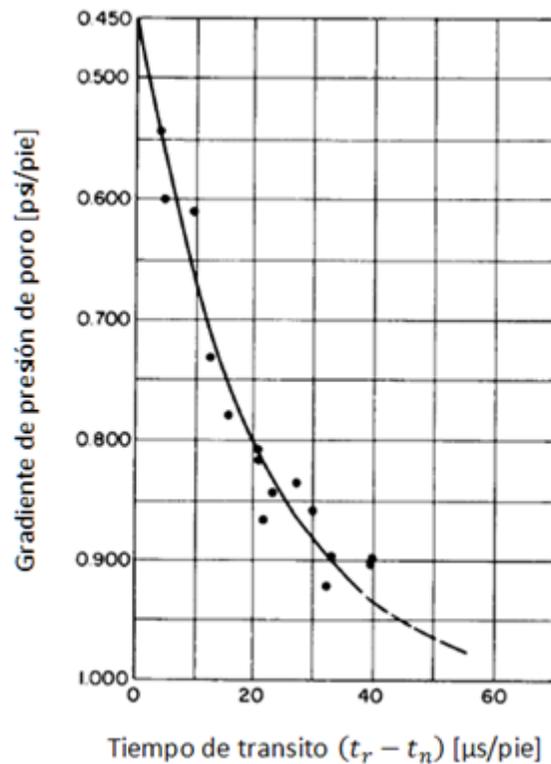


Figura 1-1 Gradiente de presión de poro equivalente contra intervalos de tiempo de tránsito de las lutitas. Hottman y Johnson (1965) (modificado de Bourgoyne. et al., 1986).

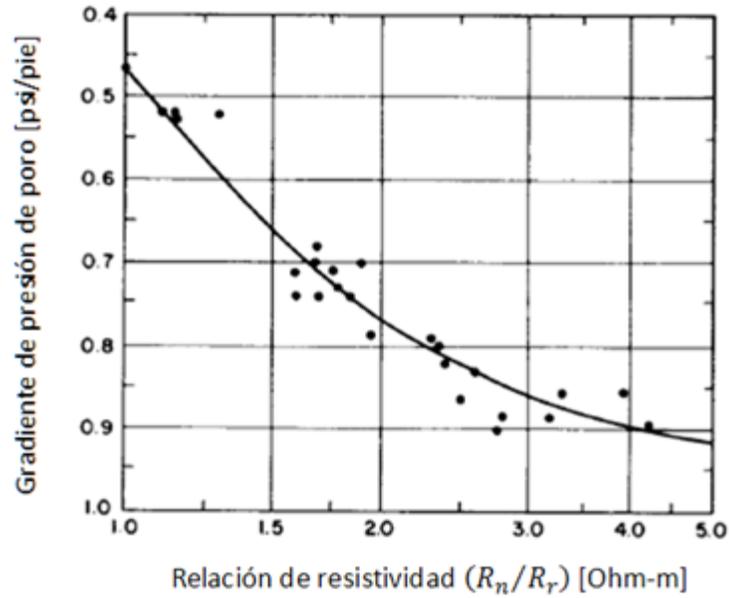


Figura 1-2 Gradiente de presión de poro equivalente contra la resistividad de las lutitas. Hottman y Johnson (1965) (modificado de Bourgoyne. et al., 1986).

Ejemplo 1-2

Obtener la presión de poro a una profundidad de 9000 [pie] utilizando los siguientes datos de registros del pozo “a” y el método de Hottman y Johnson (1965).

Profundidad [pie]	SP [mV]	Resistividad [Ohm-m]	Sónico [μ s/pie]
3800	0	4.71	54.99
3900	9.09	3.64	42.39
4000	9.07	8.88	65.87
4100	8.78	9.48	63.97
4200	2.12	8.2	41.76
4300	8.77	8.8	61.38
4400	1.79	8.89	63.18
4500	0.4	9.841	53.46
4600	10.24	0.85	38.25
4700	75.52	0.54	147.24
4800	77.28	0.64	146.78
4900	79.04	0.6	146.81
5000	19.36	9.81	43.83
5100	45.68	0.75	64.06

5200	12.08	2.56	45.18
5300	-7.94	14.08	50.94
5400	-2.82	9.18	63.79
5500	-5.08	1.14	52.56
5600	-17.24	11.4	39.42
5700	-23.2	7.44	59.67
5800	-7.42	6.4	65.51
5900	-10.76	12.6	65.61
6000	53.12	5.38	60.56
6100	23.36	3.9	64.21
6200	78.8	0.71	145.3
6300	72.48	0.76	144.35
6400	68.24	0.6	144.6
6500	70.8	0.74	143.36
6600	-7.84	1.56	40.32
6700	-0.46	6.13	65.86
6800	50	6.36	65.59
6900	30.08	11.4	69.02
7000	53.6	7.8	63.27
7100	32.88	14.75	68.29
7200	37.84	8.88	52.02
7300	70.64	9.27	59.04
7400	24.8	3.37	64.96
7500	11.76	2.89	64.27
7600	30.88	6.75	54.32
7700	71.2	5.37	63.89
7800	38.72	3.54	60.82
7900	11.52	6.72	50.23
8000	-7.38	4.6	43.65
8100	-9.84	1.78	53.28
8200	-6.42	11.32	62.31
8300	-7.94	5.74	41.04
8400	-3.04	0.92	134.2
8500	72.24	0.91	141.49
8600	72.4	0.84	144.27
8700	75.77	0.76	145.56
8800	74.16	0.58	146.28
8900	76.8	0.45	146.53
9000	66.88	0.36	148.61
9100	79.15	0.3	149.31
9200	54.88	1.14	60.54
9300	63.84	11.5	49.62
9400	29.12	10.42	57.96

9500	70.88	0.28	147.51
9600	70.24	0.29	148.76
9700	76	0.27	149.3
9800	78.64	0.28	148.1
9900	0.24	14.1	76.05
10000	6.96	9.93	39.15
10100	1.12	3.65	68.74
10200	26.56	2.35	62.1
10300	52.32	7.62	78.84
10400	3.76	4.32	43.92
10500	7.6	5.36	43.2
10600	14.96	1.32	41.58

Tabla 1-4 Datos obtenidos del pozo "a"

Con los datos de la tabla 1-4 se construyen las graficas de la figura 1-3.

Se inicia con el registro de (SP) en el cual se traza la línea base de las lutitas, en los intervalos de profundidades donde está trazada se marcan los puntos tanto en el registro de resistividad como en el sónico a esas mismas profundidades y así se obtienen los valores de las tendencias reales de compactación, como se ve en la figura 1-3.

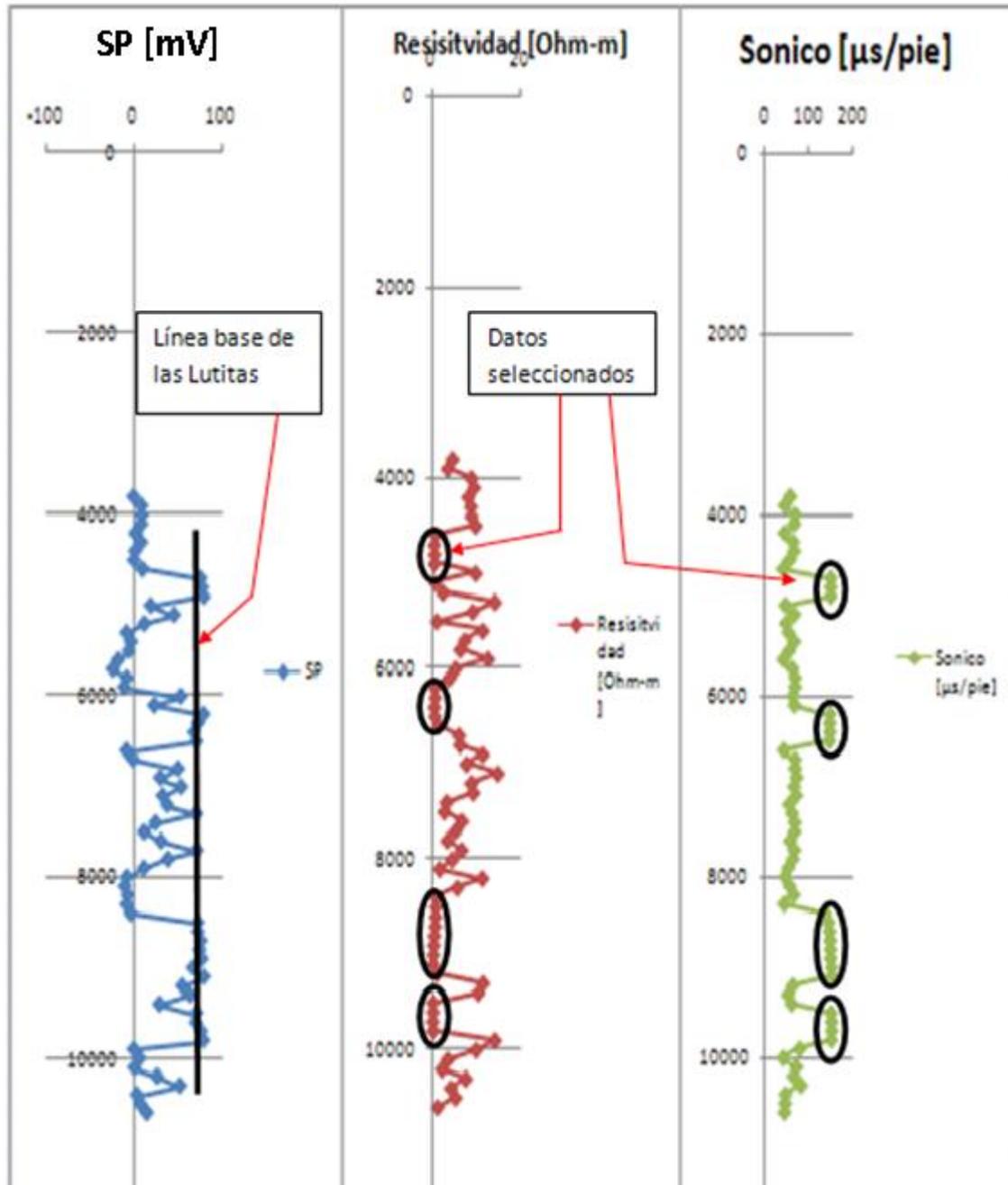


Figura 1-3 Registros de SP (línea base de las lutitas), Resistividad y Sónico (selección de datos).

Los datos seleccionados de los registros en la figura 1-3 se muestran en la tabla 1-5.

Profundidad [pie]	Resistividad [Ohm-m]	Sónico [μs/pie]
4700	0.54	147.24
4800	0.64	146.78
4900	0.6	146.81
6200	0.71	145.3
6300	0.76	144.35
6400	0.6	144.6
6500	0.74	143.36
8400	0.92	134.2
8500	0.91	141.49
8600	0.84	144.27
8700	0.76	145.56
8800	0.58	146.28
8900	0.45	146.53
9000	0.36	148.61
9100	0.3	149.31
9500	0.28	147.51
9600	0.29	148.76
9700	0.27	149.3
9800	0.28	148.1

Tabla 1-5 Datos de tendencia real de registros de Resistividad y Sónico en lutitas del pozo "a".

Ahora se grafica la profundidad contra los datos obtenidos de los registros (tabla 1-5) de resistividad o del sónico (tiempo de transito) y trazamos la línea de tendencia normal hasta la profundidad total. Se marcan los valores de ambas líneas (real y normal) a la profundidad de interés y se obtienen los valores correspondientes de resistividad o de tiempo de transito (figura 1-4).

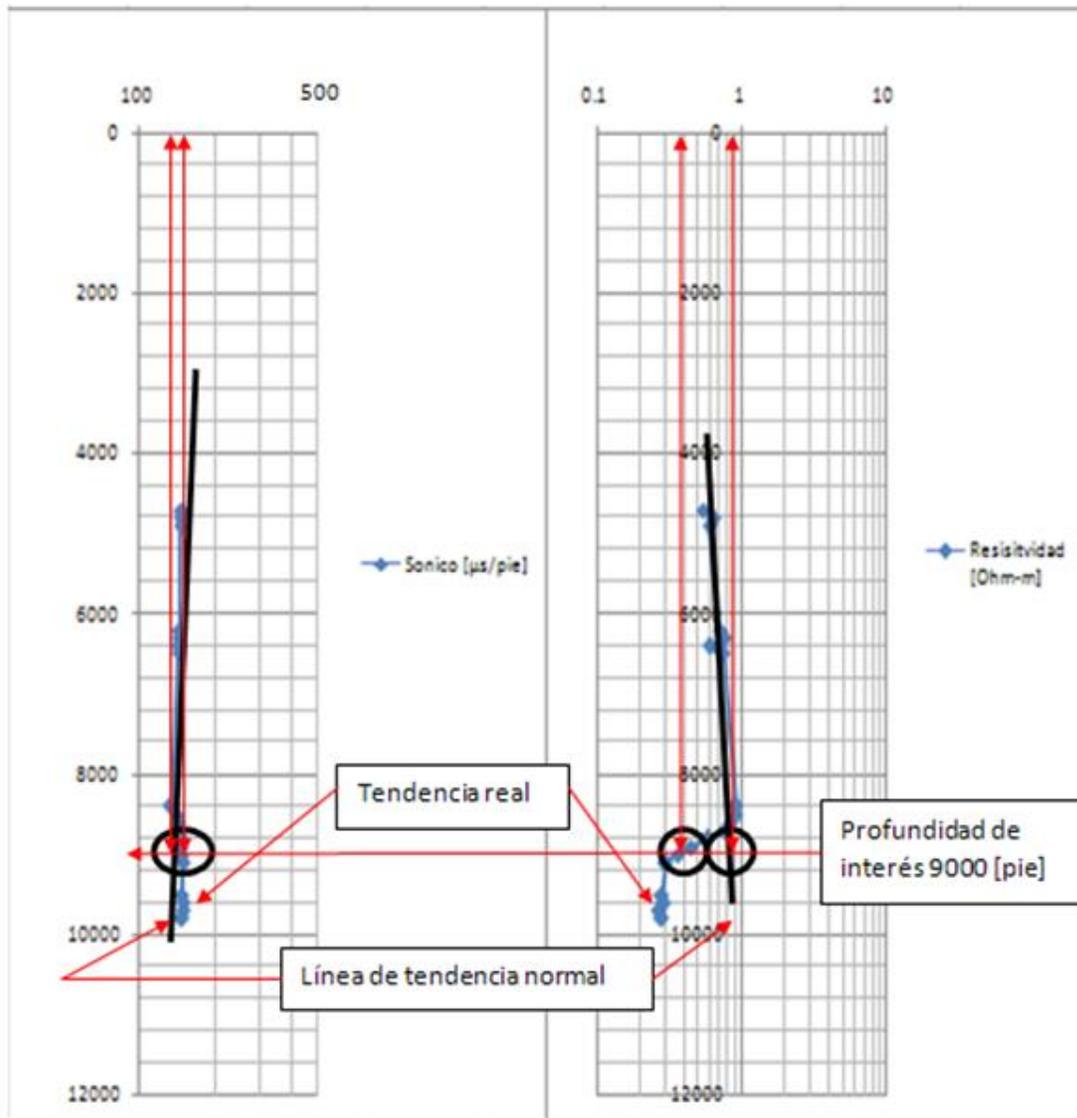


Figura 1-4 Tiempo de transito (izquierda) y Resistividades (derecha).

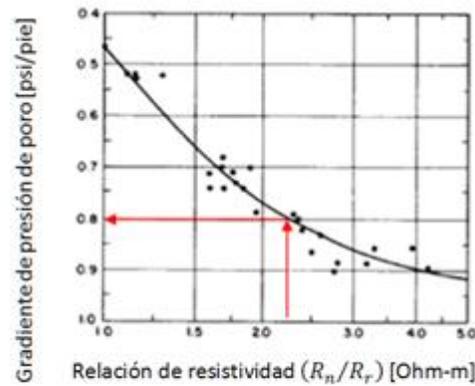
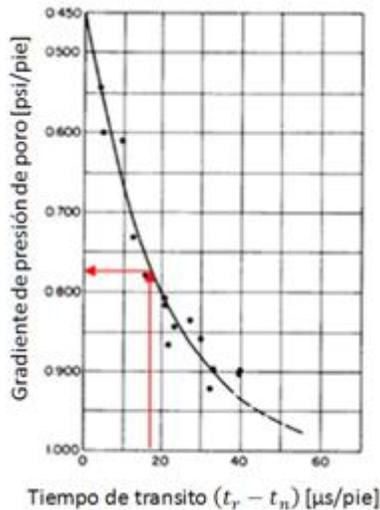
Tiempo de transito [$\mu\text{s}/\text{pie}$]		Resistividad [$\text{Ohm}\cdot\text{m}$]	
Real	Normal	Real	Normal
149	131	0.4	0.9

Tabla 1-6 Resultado de las tendencias normal y real.

Si se utiliza el registro de resistividad se tiene que calcular una relación de la resistividad normal entre la resistividad real [R_n/R_r] y si se utiliza el sónico es una diferencia del tiempo de transito real menos el tiempo de transito normal [$t_r - t_n$], con estos valores se entra en las figuras 1-1 y 1-2.

$$[t_r - t_n] = 149 - 131 = 18 \left[\frac{\mu s}{pie} \right]$$

$$[R_n/R_r] = 0.9/0.4 = 2.25 [Ohm - m]$$



Figuras (1-1) izquierda y (1-2) derecha (modificado de Bourgoyne. et al., 1986).

El valor obtenido de la grafica es el de gradiente de presión de poro, así que solo se multiplica por la profundidad para obtener la presión de poro a esa profundidad.

Con tiempo de transito tenemos un gradiente de 0.78 [psi/pie] y una presión de poro de:

$$P_p = 0.78 [psi/pie] * 9000 [pie] = 7020 [psi]$$

Con resistividad tenemos un gradiente de 0.8 [psi/pie] y una presión de poro de:

$$P_p = 0.8 [psi/pie] * 9000 [pie] = 7200 [psi]$$

La diferencia en el resultado radica en que tan buena es la aproximación que se tiene con la selección de datos, la construcción de la línea de tendencia normal así como los valores que se leen de las figuras 1-1 y 1-2.

Existen otros métodos para calcular la presión de poro pero son muy similares al de Hottman y Johnson (1965) por lo que no se hará referencia a estos.

1.2.2 Exponente “d” y “dc”

1.2.2.1 Bingham

Este método es utilizado para calcular la presión de poro mientras se esta perforando ya que utiliza los datos que se obtienen directamente de esta practica. Las bases del modelo están en la ecuación de Bingham (1965) (ver ecuación 1.4).

1.2.2.2 Modelo de Jorden y Shirley para normalizar el ritmo de penetración

Jorden y Shirley (1966) propusieron usar el modelo de Bingham (1965) y normalizar el ritmo de penetración considerando los efectos ocasionados por cambio del peso sobre la barrena, de las revoluciones por minuto de la rotaria y del diámetro de la barrena a través del cálculo del exponente “d”, definido en la ecuación 1.5.

El uso del exponente “d” y “d_c” también es utilizado para detectar presiones anormales.

$$\frac{R}{60N} = a \left(\frac{12W}{d_B} \right)^d \quad (1.4)$$

Donde	R	Ritmo de penetración [pie/hrs]
	N	Velocidad de la rotaria [rpm]
	W	Peso sobre la barrena [1000 lb]
	d_B	Diámetro de la barrena [pg]
	d	Exponente de peso sobre la barrena
	a	Constante de penetración de la formación

$$d = \frac{\log\left(\frac{R}{60N}\right)}{\log\left(\frac{12W}{1000d_B}\right)} \quad (1.5)$$

Donde	d	Exponente d
	R	Ritmo de penetración [pie/hrs]
	N	Velocidad de la rotaria [rpm]
	W	Peso sobre la barrena [1000 lb]
	d_B	Diámetro de la barrena [pg]

La ecuación 1.5 es la forma estandarizada ya que el numero 60 es para tener las revoluciones por hora y no por minuto, el 12 es para tener [pie] en lugar de [pg] y la constante de penetración de la formación (**a**) del modelo de Bingham (1965) se asumió con valor de 1.

1.2.2.3 Modelo de Rehm y McClendon

Basándose en la ecuación anterior Rehm y McClendon (1971) propusieron una modificación por cambios en la densidad del lodo ya que éste cambia dependiendo de la profundidad a la que se está perforando.

$$d_c = d \left(\frac{\text{gradiente de presión de formación normal}}{\text{densidad del lodo actual}} \right) \quad (1.6)$$

Donde	d_c	Corrección del exponente d
	d	Valor obtenido en la ecuación 1.5
		Gradiente de presión de formación normal 8.92 [lb/gal]
		Densidad de lodo actual en [lb/gal]

Rehm y McClendon (1971) recomendaron usar una escala lineal para la profundidad y los valores de “ d_c ” para graficarlos y así obtener de manera cuantitativa la presión de formación, observaron que la tendencia normal se representaba por la siguiente ecuación:

$$d_{c_{normal}} = d_{c_{real}} + mD \quad (1.7)$$

- Donde
- $d_{c_{normal}}$ Se obtiene al extrapolar la línea de tendencia normal a la profundidad de Interés
 - $d_{c_{real}}$ Se obtiene a la profundidad de interés, en los valores reales
 - m Pendiente, constante de declinación de porosidad $0.000038 \text{ [pie}^{-1}\text{]}$
 - D Profundidad [pie]

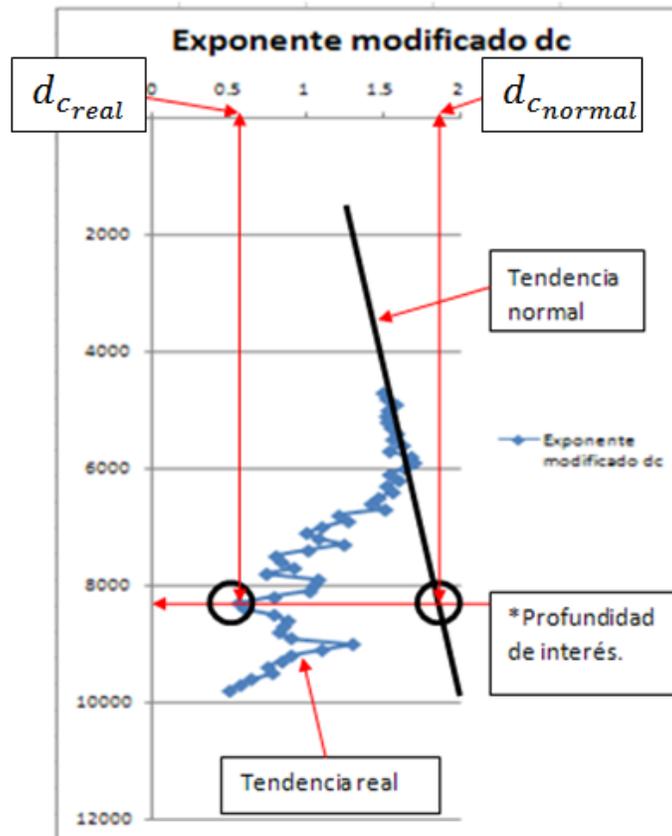


Figura 1-5 Ejemplo para la ecuación 1.7. *Profundidad en la que se desea conocer la presión.

Posteriormente desarrollaron la siguiente expresión empírica para obtener el gradiente de la presión de formación.

$$G_p = 7.65 \log[(d_{c_{normal}}) - (d_{c_{real}})] + 16.5 \quad (1.8)$$

Donde	G_p	Gradiente de presión de formación [lb/gal]
	$d_{c_{normal}}$	Se obtiene al extrapolar la línea de tendencia normal a la profundidad de Interés
	$d_{c_{real}}$	Se obtiene a la profundidad de interés, en los valores reales

1.2.2.4 Modelo de Zamora

Después Zamora (1972) propuso una manera similar para estimar la presión de poro mediante graficar los datos obtenidos de " d_c " en escala logarítmica (eje horizontal) contra la profundidad medida en [pie] en escala lineal (eje vertical), ésta al igual que la anterior también se determina el resultado de manera cuantitativa.

$$d_{c_{normal}} = d_{c_{real}} e^{mD} \quad (1.9)$$

Donde	$d_{c_{normal}}$	Se obtiene al extrapolar la línea de tendencia normal a la profundidad de Interés
	$d_{c_{real}}$	Se obtiene a la profundidad de interés, en los valores reales
	e	Numero e = 2.71
	m	Pendiente, constante de declinación de porosidad 0.000038 [pie ⁻¹]
	D	Profundidad [pie]

Por ultimo Zamora (1972) propuso utilizar la siguiente correlación empírica basándose en que la pendiente normal de la presión de poro tiende a ser lineal al igual que la pendiente de los valores de “ d_c ” a partir de 5000 [pie] que oscilan entre 1.4 y 1.7, lo que corresponde para ambos casos, al valor de “ m ” (0.000039 [pie⁻¹]) en la ecuación 1.7 de Rehm y McClendon (1971). Por lo que Zamora (1972) desarrollo la siguiente ecuación para determinar el gradiente de presión de poro.

$$G_P = G_N \left(\frac{d_{c_{normal}}}{d_{c_{real}}} \right) \quad (1.10)$$

- Donde
- G_P gradiente de presión de formación [psi/pie]
 - G_N gradiente de presión normal de 0.465 [psi/pie]
 - $d_{c_{normal}}$ se obtiene al extrapolar la línea de tendencia normal a la profundidad de Interés
 - $d_{c_{real}}$ se obtiene a la profundidad de interés, en los valores reales

Ejemplo 1-3

Determinar la presión de formación a una profundidad de 9000 [pie] con las ecuaciones de Rehm y McClendon (1971) y la de Zamora (1972). Utilizar los siguientes datos de perforación del pozo “b”.

	R	W	N	Mw	dB
profundidad	Ritmo de Penetración	Peso sobre la Barrena	Velocidad de la Rotaria	Peso del Lodo	Diámetro de la Barrena
[pie]	[pies/hrs]	[1000 lb]	[rpm]	[lb/gal]	[pg]
6000	82	60	120	9.1	26
6100	95	60	120	9.1	26
6200	89	60	120	9.1	26
6300	99	60	120	9.1	26
6400	103	70	120	9.1	26
6500	74	70	120	9.1	26
6600	92	70	120	9.1	26

Dificultades que se pueden evitar al perforar un pozo 2013

6700	92	50	100	9.3	17.5
6800	92	50	100	9.3	17.5
6900	92	50	100	9.3	17.5
7000	84	50	100	9.3	17.5
7100	84	50	120	9.3	17.5
7200	84	50	120	9.3	17.5
7300	84	50	120	9.3	17.5
7400	36	50	90	9.7	17.5
7500	36	50	90	9.7	17.5
7600	29	50	90	10.2	17.5
7700	29	50	90	10.2	17.5
7800	29	50	90	10.2	17.5
7900	29	50	90	10.2	17.5
8000	29	58	70	10.2	17.5
8100	29	58	70	10.8	17.5
8200	29	58	70	11.2	17.5
8300	34	58	70	11.2	17.5
8400	36	58	70	11.2	17.5
8500	49	55	70	11.2	17.5
8600	47	50	60	13	12.25
8700	47	45	60	13	12.25
8800	47	45	60	13	12.25
8900	47	45	60	13	12.25
9000	47	45	50	13	12.25
9100	26	45	50	15.1	8.5
9200	79	50	60	15.1	8.5
9300	73	50	60	15.1	8.5
9400	73	50	70	15.1	8.5
9500	73	50	70	15.1	8.5
9600	73	50	70	15.1	8.5
9700	73	50	70	15.3	8.5
9800	64	50	70	15.3	8.5
9900	64	50	70	15.3	8.5
10000	64	50	70	15.3	8.5
10100	41	50	70	15.3	8.5
10200	41	47	70	15.3	8.5
10300	41	47	70	15.3	8.5
10400	40	47	70	15.3	8.5
10500	40	47	70	15.3	8.5
10600	40	47	60	15.3	8.5
10700	32	47	60	15.5	8.5
10800	32	47	60	15.5	8.5
10900	32	60	60	15.6	8.5

11000	32	60	60	15.6	8.5
11100	29	60	60	15.7	8.5
11200	28	50	70	15.9	8.5
11300	28	50	70	15.9	8.5

Tabla 1-7 Datos de la perforación del pozo "b"

Para poder graficar la profundidad contra el exponente " d_c ", en ambos métodos, se tienen que emplear las ecuaciones 1.5 y 1.6.

Sólo se resolverá para los datos de profundidad de 6000 [pie] ya que es lo mismo para todos los demás.

$$d = \frac{\log\left(\frac{82}{60 * 120}\right)}{\log\left(\frac{12 * 60}{1000 * 26}\right)} = 1.2477$$

$$d_c = 1.2477 \left(\frac{8.92}{9.1}\right) = 1.223$$

Se grafican los valores obtenidos de " d_c " como se observa en la figura 1-6.

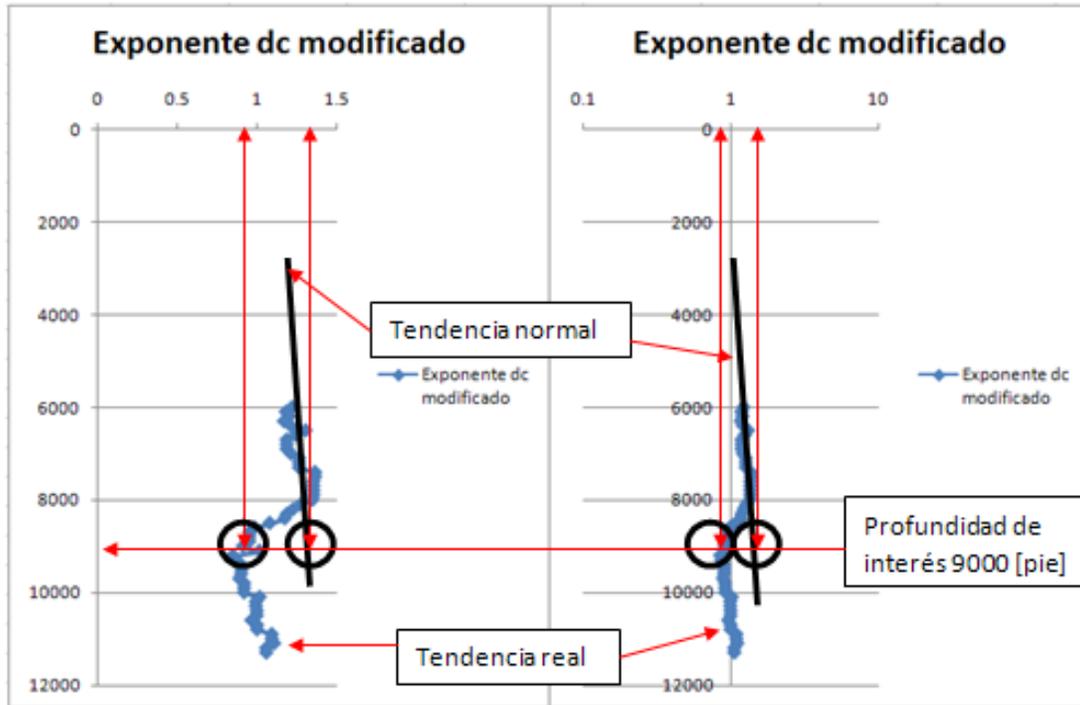


Figura 1-6 Exponente “ d_c ” para los métodos de Rehm y McClendon (1971) (izquierda, escala lineal) y el de Zamora (1972) (derecha escala logarítmica).

Se traza la línea de tendencia normal y se obtiene los valores de $(d_{c_{normal}})$ y $(d_{c_{real}})$ a la profundidad de interés.

Escala lineal Rehm y McClendon (1971)		Escala logarítmica Zamora (1972)	
$(d_{c_{normal}})$	$(d_{c_{real}})$	$(d_{c_{normal}})$	$(d_{c_{real}})$
1.35	0.9	1.35	0.9

Tabla 1-8 Valores obtenidos de $(d_{c_{normal}})$ y $(d_{c_{real}})$ con la figura 1-6.

Ya obtenidos los datos se utilizan las ecuaciones 1.8 y 1.10 respectivamente para cada método.

Método de Rehm y McClendon (1971):

$$G_p = 7.65 \log[(1.35) - (0.9)] + 16.5 = 13.84 [lbm/gal]$$

Para obtener la presión de poro o de formación se multiplica el gradiente por la profundidad de interés.

$$P_p = 0.052(13.84[lbm/gal])(9000[pie]) = 6480.43[psi]$$

Método de Zamora (1972):

$$G_p = 0.465 * \left(\frac{1.35}{0.9}\right) = 0.6975[psi/pie]$$

$$P_p = (0.6975[psi/pie])(9000[pie]) = 6277.5[psi]$$

La diferencia de valores se puede deber al trazo de la línea de tendencia normal y la interpretación de los valores obtenidos de la figura 1-6, además de las propias diferencias de los métodos, pero en general dan una buena y rápida aproximación del valor de la presión de poro.

1.3 Presión de fractura (P_F)

Conocer la presión de fractura es de mucha importancia en la planeación de un pozo ya que nos dice la densidad necesaria del lodo de perforación para no dañar (fracturar) la formación y no tener dificultades por perdida de circulación del lodo (filtrado).

Esta presión la podemos determinar con los siguientes métodos. Al igual que los anteriores también son métodos predictivos puesto que utilizan datos de presión de poro.

1.1.3 Hubbert y Willis

Hubbert y Willis (1957) analizaron las variables involucradas en las formaciones fracturadas y acordaron que el gradiente de fractura esta en función de la presión de sobrecarga (S), presión de poro (P_p) y una relación entre los esfuerzos verticales y horizontales la cual esta basada en la relación de Poisson. Los valores utilizados en la relación de Poisson son de 0.25 y de

0.33 dando como resultado $1/3$ y $1/2$ respectivamente para las representaciones matemáticas a las que llegaron.

$$\frac{P_F}{D} (min) = \frac{1}{3} \left(\frac{S_D}{D} + \frac{2P_P}{D} \right) \quad (1.11)$$

$$\frac{P_F}{D} (max) = \frac{1}{2} \left(\frac{S_D}{D} + \frac{P_P}{D} \right) \quad (1.12)$$

Donde	P_F	Presión de fractura [psi]
	D	Profundidad [pie]
	S_D	Presión de sobrecarga a la profundidad D [psi]
	P_P	Presión de poro [psi]

Para que sea de una manera mas rápida Hubbert y Willis (1957) propusieron una grafica, en la cual se muestran las ecuaciones 1.11 y 1.12 con la suposición de que el gradiente de esfuerzo de sobrecarga (S_D/D) es 1.0 [psi/pie] y el gradiente de la presión de poro (P_P/D) es 0.465 [psi/pie], dicha grafica es la siguiente.

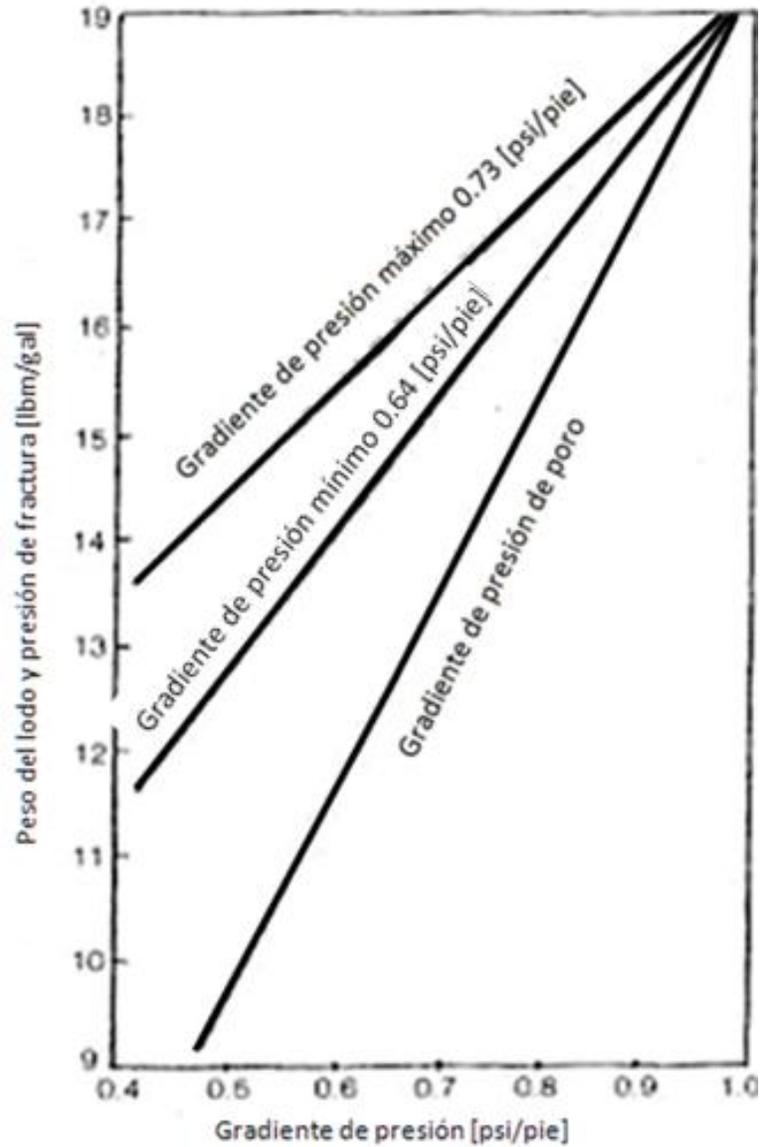


Figura 1-7 Gráfica para obtener el gradiente de fractura (modificado de Adams, 1980).

Para usar la grafica:

- I. Se entra en el eje vertical con un dato promedio de peso del lodo en [lb/gal] (este se puede interpretar como la presión de poro equivalente) que este en balance con la formación, es decir que tanto la presión de formación como la ejercida por el lodo sean iguales.
- II. Se traza una línea horizontal hasta intersectar el gradiente de presión de poro.
- III. Se traza una línea vertical hacia arriba (si se traza hacia abajo se obtiene el gradiente de presión de poro equivalente en [psi/pie]) para intersectar tanto la línea de gradiente de fractura mínimo como máximo.

IV. Se trazan líneas nuevamente horizontales para obtener los valores de la presión de fractura mínima y máxima en [lb/gal] como se ve en el ejemplo 1-4.

También se pueden obtener las presiones de fractura mínima y máxima si se entra en el eje horizontal con el gradiente de presión de poro equivalente; se toma el mismo valor promedio de peso de lodo y se multiplica por el factor de conversión de 0.052 (**ver anexo A**), se continúa a partir del paso III.

Ellos asumieron que en las ecuaciones las relaciones de esfuerzos y el gradiente de presión de sobrecarga eran constantes para todas las profundidades. Se ha comprobado que esto no es verdad para la mayoría de los casos.

Ejemplo 1-4

En un pozo que se encuentra en la costa del golfo de Luisiana se colocó una tubería de revestimiento (T.R.) a una profundidad de 12700 [pie], se estimó que la presión de formación equivalente es de 15 [lb/gal]. ¿Cuál es el gradiente de fractura debajo de la T.R.?

Se utilizan las ecuaciones 1.11 y 1.12 con la suposición de que el gradiente de esfuerzo de sobrecarga (S_D/D) es 1.0 [psi/pie].

$$P_p = 15[\text{lbm/gal}] * 0.052 * 12700[\text{pie}] = 9906[\text{psi}]$$

$$\frac{P_F}{D}(\text{min}) = \frac{1}{3} \left(1 \left[\frac{\text{psi}}{\text{pie}} \right] + \frac{2 * 9906[\text{psi}]}{12700[\text{pie}]} \right) = 0.8533 \left[\frac{\text{psi}}{\text{pie}} \right]$$

$$P_F(\text{min}) = 0.8533 \left[\frac{\text{psi}}{\text{pie}} \right] * 12700[\text{pie}] = 10836.91[\text{psi}]$$

Se aplican las mismas consideraciones para la presión de fractura máxima.

$$P_p = 15[\text{lb/gal}] * 0.052 * 12700[\text{pie}] = 9906[\text{psi}]$$

$$\frac{P_F}{D}(\text{máx}) = \frac{1}{2} \left(1 \left[\frac{\text{psi}}{\text{pie}} \right] + \frac{9906[\text{psi}]}{12700[\text{pie}]} \right) = 0.89 \left[\frac{\text{psi}}{\text{pie}} \right]$$

$$P_F(\text{máx}) = 0.89 \left[\frac{\text{psi}}{\text{pie}} \right] * 12700[\text{pie}] = 11303[\text{psi}]$$

Ejemplo 1-5

Mismo ejemplo que el (1-4). En un pozo que se encuentra en la costa del golfo de Luisiana se colocó una tubería de revestimiento (T.R.) a una profundidad de 12700 [pie], se estimó que la presión de formación equivalente es de 15 [lb/gal]. ¿Cuál es el gradiente de fractura debajo de la T.R.?

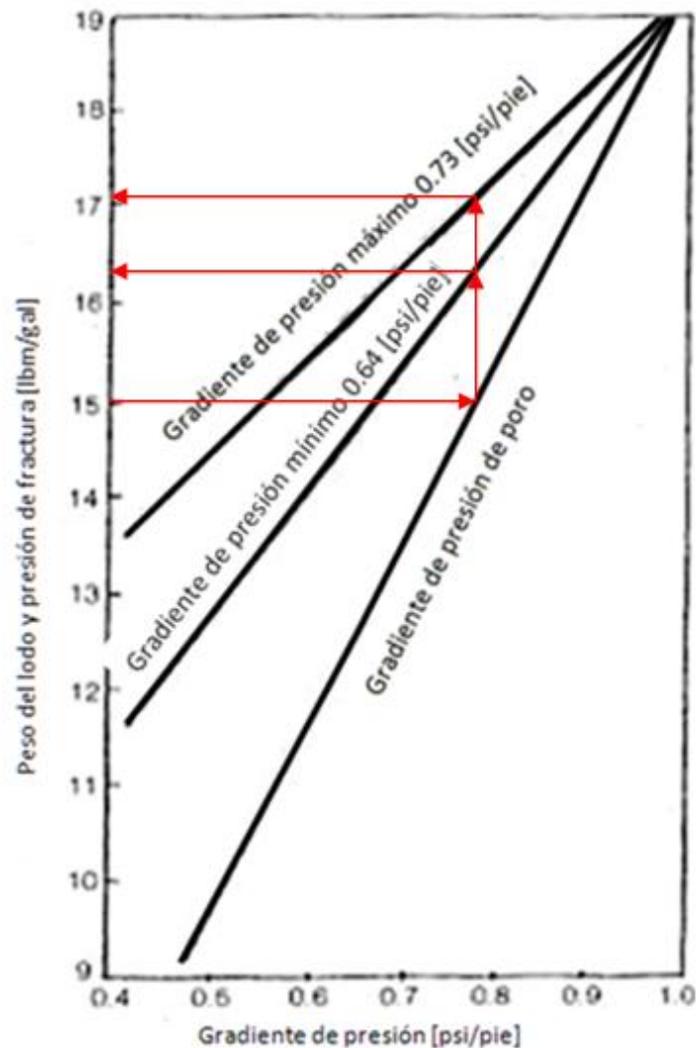


Figura 1-7 Gráfica para obtener el gradiente de fractura (modificado de Adams, 1980).

Entramos con un valor de 15 [lb/gal] en la figura 1-7 siguiendo los pasos para usar la grafica mencionados anteriormente se obtiene un gradiente de presión de fractura mínimo y máximo de 16.2 [lb/gal] y 17 [lb/gal] respectivamente, estos valores se convierten a [psi/pie] con un factor de conversión de 0.052 (**ver anexo A**) posteriormente se multiplican por la profundidad y se obtiene la presión de fractura mínima y máxima a esa profundidad.

$$P_F(\text{min}) = 16.2[\text{lbm/gal}](0.052)(12700[\text{pie}]) = 10698.48[\text{psi}]$$

$$P_F(\text{máx}) = 17[\text{lbm/gal}](0.052)(12700[\text{pie}]) = 11226.8[\text{psi}]$$

1.3.2 Modelo de Matthews y Kelly

Matthews y Kelly (1967) desarrollaron una ecuación similar a la de Hubbert y Willis (1957) e introdujeron un coeficiente que relaciona los esfuerzos vertical y horizontal denominado (K_i) en lugar de la relación de Poisson.

Se percataron que la cohesión en la matriz de roca usualmente esta relacionada con el esfuerzo en la matriz y que solo varia con el grado de compactación, por lo que desarrollaron la siguiente ecuación para calcular el gradiente de fractura.

$$G_F = \frac{P_P}{D} + \frac{K_i \sigma}{D} \quad (1.13)$$

Donde	G_F	Gradiente de fractura [psi/pie]
	P_P	Presión de formación en el punto de interés [psi]
	D	Profundidad en el punto de interés [pie]
	σ	Esfuerzo de la matriz en el punto de interés [psi]
	K_i	Coficiente de esfuerzo de la matriz a la profundidad en la cual el valor de “ σ ” debería de ser un esfuerzo normal

El coeficiente de esfuerzo de la matriz (K_i) relaciona el esfuerzo de la matriz actual en la formación de interés con las condiciones del esfuerzo de la matriz si la formación estuviera

compactada de manera normal. Los autores creyeron que las condiciones necesarias para fracturar la formación deberían de ser similares a las de una formación compactada de forma normal.

El coeficiente (K_i) se muestra en la figura 1-8. En la cual se aprecia que este coeficiente varia dependiendo de las diferentes condiciones geológicas.

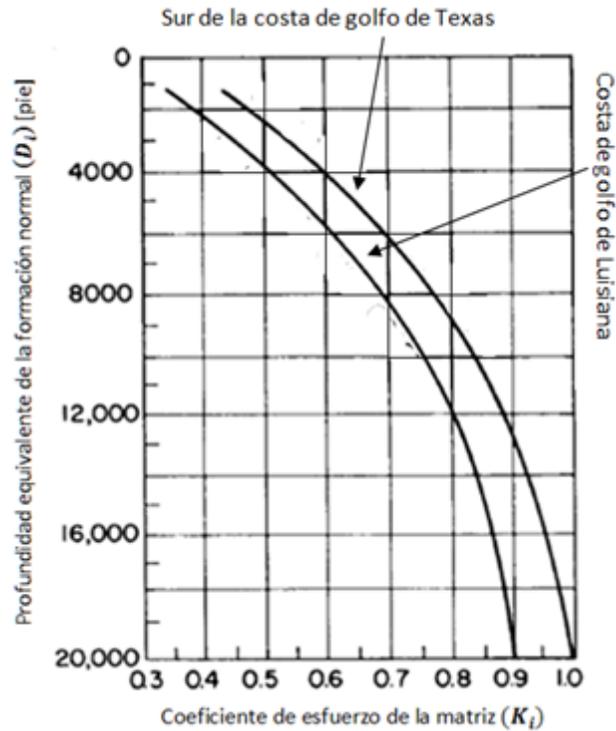


Figura 1-8 Profundidad equivalente de la formación (D_i) para obtener el coeficiente de esfuerzo de la matriz (K_i) (modificado de Bourgoyne. et al., 1986).

El procedimiento de cálculo para este método es el siguiente:

- I. Obtener la presión de formación (P_p).
- II. Obtener el esfuerzo de la matriz usando la ecuación 1.14 y asumir que el gradiente de sobrecarga es 1.0 [psi/pie].

$$\sigma = S - P_p \quad (1.14)$$

- III. Determinar la profundidad equivalente (D_i) con unidades de [pie] en la cual el valor del esfuerzo de la matriz (σ) sea normal haciendo la misma considerando para el gradiente de sobrecarga del paso anterior y utilizando la ecuación 1.15

$$D_i = \frac{\sigma}{0.535} \quad (1.15)$$

- IV. Usar el resultado de (D_i) en la figura 1-8 para obtener el valor correspondiente de (K_i).
- V. Con los valores de (P_p , σ , D_i y K_i) calcular el gradiente de fractura (G_F) con la ecuación 1.13.

Por otra parte existe una grafica para determinar el gradiente de presión de fractura y por consecuencia la presión de fractura sin necesidad de realizar los pasos anteriores, ésta es la siguiente.

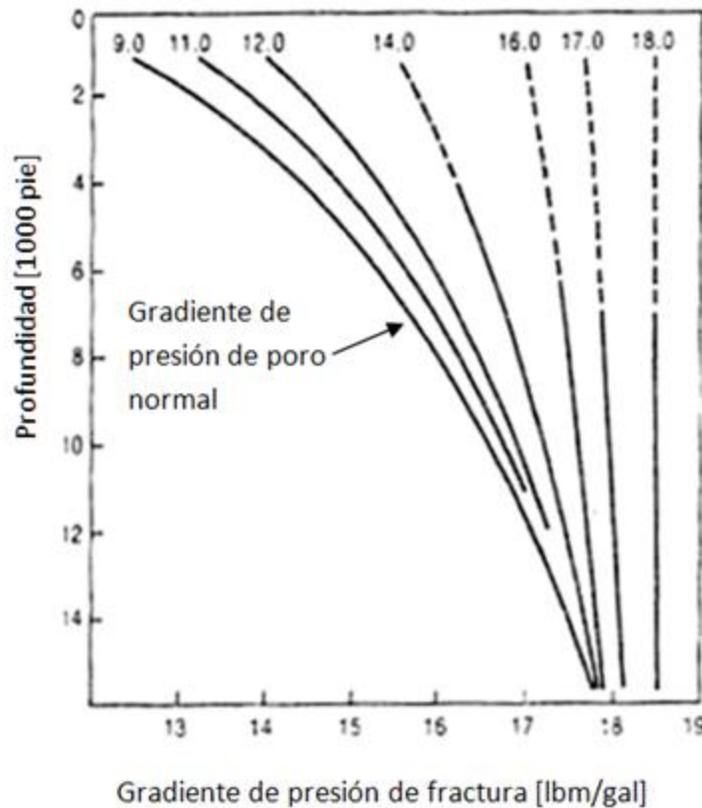


Figura 1-9 Aproximación gráfica para determinar el gradiente de presión de fractura (modificado de Adams, 1980).

En ésta gráfica simplemente se entra con un dato de profundidad en [pie] en el eje vertical para intersecar alguna de las líneas de gradiente de presión de poro (previamente calculado en

[lb/gal] o empleando la presión de poro equivalente), enseguida bajar al eje horizontal y obtener el valor del gradiente de fractura en [lb/gal].

Ejemplo 1-6

Se utilizan los mismos datos del ejemplo 1-4. En un pozo que se encuentra en la costa del golfo de Luisiana se colocó una tubería de revestimiento (T.R.) a una profundidad de 12700 [pie], se estimó que la presión de formación equivalente es de 15 [lb/gal]. ¿Cuál es el gradiente de fractura debajo de la T.R.?

- I. La presión de formación equivalente que nos dan está en unidades de densidad [lb/gal] por lo que se multiplica por un factor de conversión (0.052) para que quede en unidades de gradiente de presión [psi/pie] (**ver anexo A**), posteriormente se multiplica por la profundidad en la que se encuentra el punto de interés y obtenemos la presión de poro.

$$P_p = 15 \left[\frac{lbm}{gal} \right] * 0.052 * 12700[pie] = 9906[psi]$$

- II. Haciendo la suposición de que el gradiente de sobrecarga es de 1.0 [psi/pie] lo multiplicamos por la profundidad en el punto de interés para obtener el valor de la presión de sobrecarga para que se pueda utilizar la ecuación 1.14.

$$S = 1.0 \left[\frac{psi}{pie} \right] * 12700[pie] = 12700[psi]$$

$$\sigma = 12700[psi] - 9906[psi] = 2794[psi]$$

- III. Con la ecuación 1.15

$$D_i = \frac{2794[psi]}{0.535} = 5222.4[pie]$$

- IV. Se entra a la figura 1-8 para obtener el valor de (K_i).

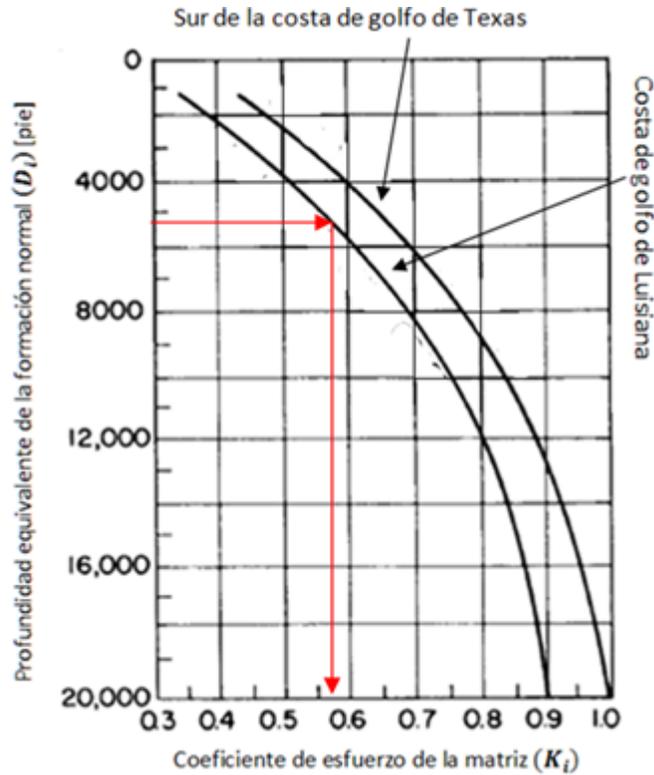


Figura 1-8 Profundidad equivalente de la formación (D_i) para obtener el coeficiente de esfuerzo de la matriz (K_i) (modificado de Bourgoyne. et al., 1986).

Se tiene un valor de $K_i = 0.557$

V. Con la ecuación 1.13

$$G_F = \frac{9906[psi]}{12700[pie]} + \frac{0.557 * 2794[psi]}{12700[pie]} = 0.902 \left[\frac{psi}{pie} \right]$$

Para obtener la presión de fractura se multiplica el valor del gradiente por la profundidad en el punto de interés.

$$P_F = 0.902 \left[\frac{psi}{pie} \right] * 12700[pie] = 11455.4[psi]$$

Utilizando la aproximación grafica de Matthews y Kelly, figura 1-9 en el ejemplo 1-6.

Ejemplo 1-7

Se toman los mismos datos del ejemplo 1-4. En un pozo que se encuentra en la costa del golfo de Luisiana se colocó una tubería de revestimiento (T.R.) a una profundidad de 12700 [pie], se estimó que la presión de formación equivalente es de 15 [lb/gal]. ¿Cuál es el gradiente de fractura debajo de la T.R.?

Para intersecar una de las curvas de presión de poro, en este caso, se utiliza la presión de poro equivalente de 15 [lb/gal] entrando con una profundidad de 12700 [pie] en la figura 1-9.

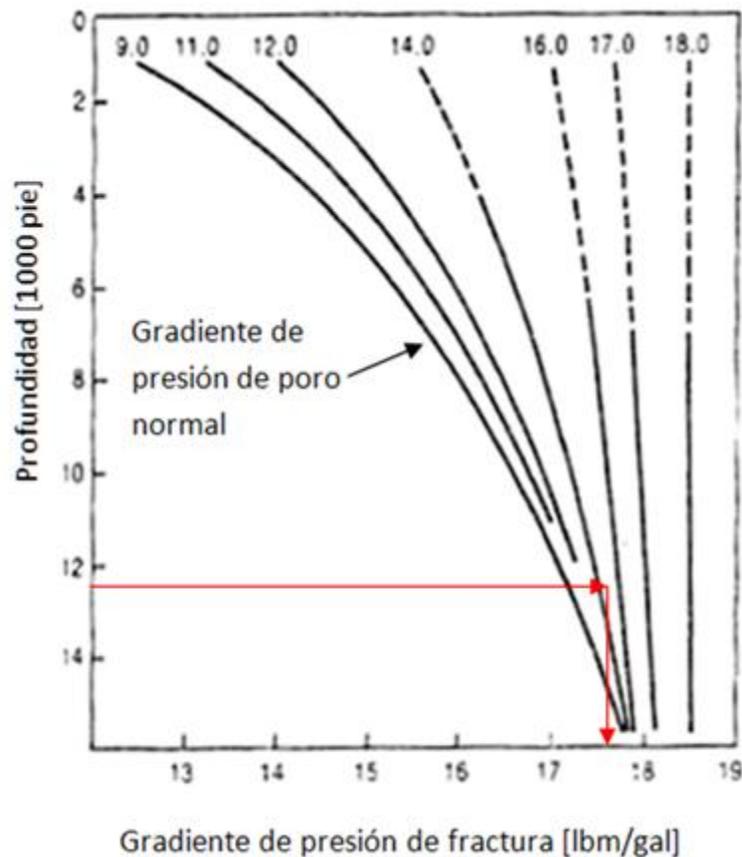


Figura 1-9 Aproximación gráfica para determinar el gradiente de presión de fractura (modificado de Adams, 1980).

Da un gradiente de fractura de 17.7 [lb/gal] se multiplica por el factor de conversión (**ver anexo A**) y por la profundidad en el punto de interés, así se obtiene la presión de fractura.

$$P_F = 17.7[lbm/gal](0.052)(12700[pie]) = 11689.08[psi]$$

1.3.3 Eaton

Los conceptos presentados por Matthews y Kelly fueron ampliados por Eaton (1969) quien introdujo la relación de Poisson y obtuvo la siguiente expresión para calcular el gradiente de presión de fractura.

$$G_F = \frac{S - P_P}{D} \left(\frac{\nu}{1 - \nu} \right) + \frac{P_P}{D} \quad (1.16)$$

Donde	G_F	Gradiente de fractura [psi/pie]
	S	Presión de sobrecarga [psi]
	P_P	Presión de formación [psi]
	D	Profundidad en el punto de interés [pie]
	ν	Relación de Poisson

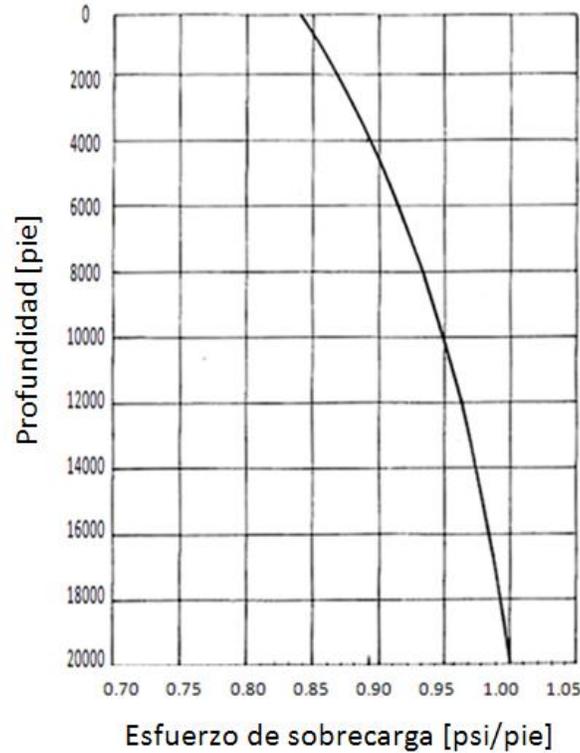


Figura 1-10 Profundidad en [pie] contra variación del esfuerzo de sobrecarga en [psi/pie] (modificado de Adams, 1980).

Eaton asumió que el esfuerzo de sobrecarga y la relación de Poisson varían con la profundidad. Usando datos reales de campos fracturados obtuvo una serie de valores, los cuales se muestran en las siguientes figuras 1-10 y 1-11 donde se ilustran esas variaciones.

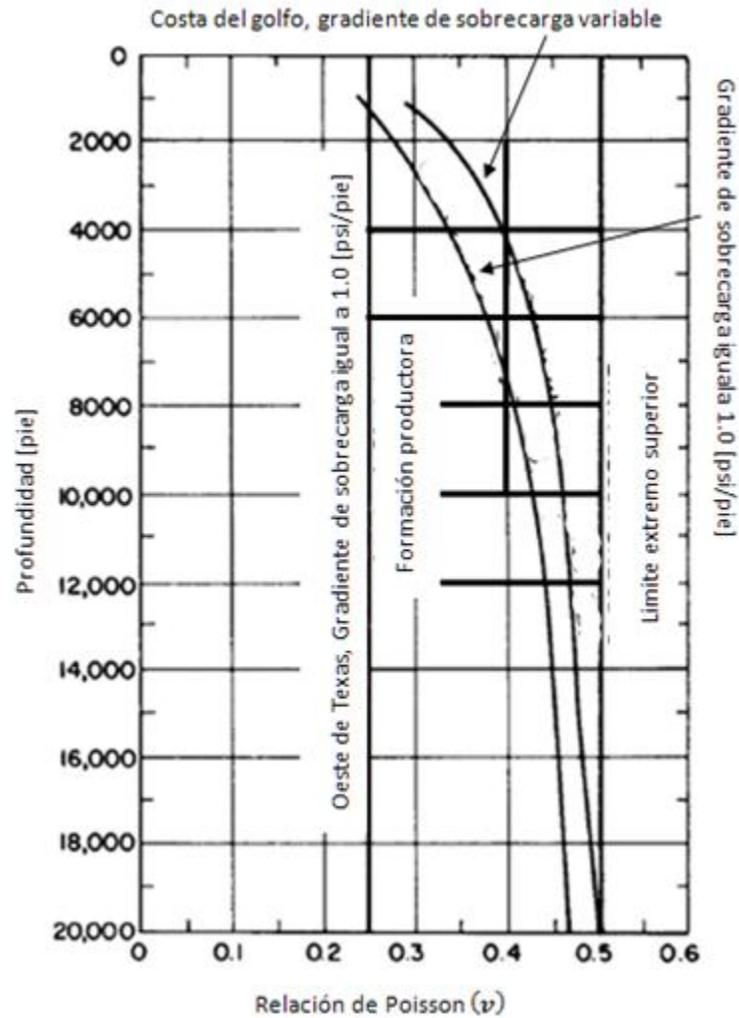


Figura 1-11 Variación de la relación de Poisson para el método de Eaton (modificado de Bourgoyne. et al., 1986).

La figura 1-11 nos muestra curvas donde al igual que los método anterior hace la suposición de que el gradiente de sobrecarga es 1.0 [psi/pie] y que varia dependiendo de la zona en donde se haya analizado la relación de Poisson.

Eaton realizo una grafica donde se puede obtener el gradiente de fractura de forma rápida en la cual se entra con un dato de profundidad en el eje vertical y se interseca alguna de las líneas de gradiente de presión de poro, posteriormente se baja hasta el eje horizontal para obtener un valor de presión de fractura.

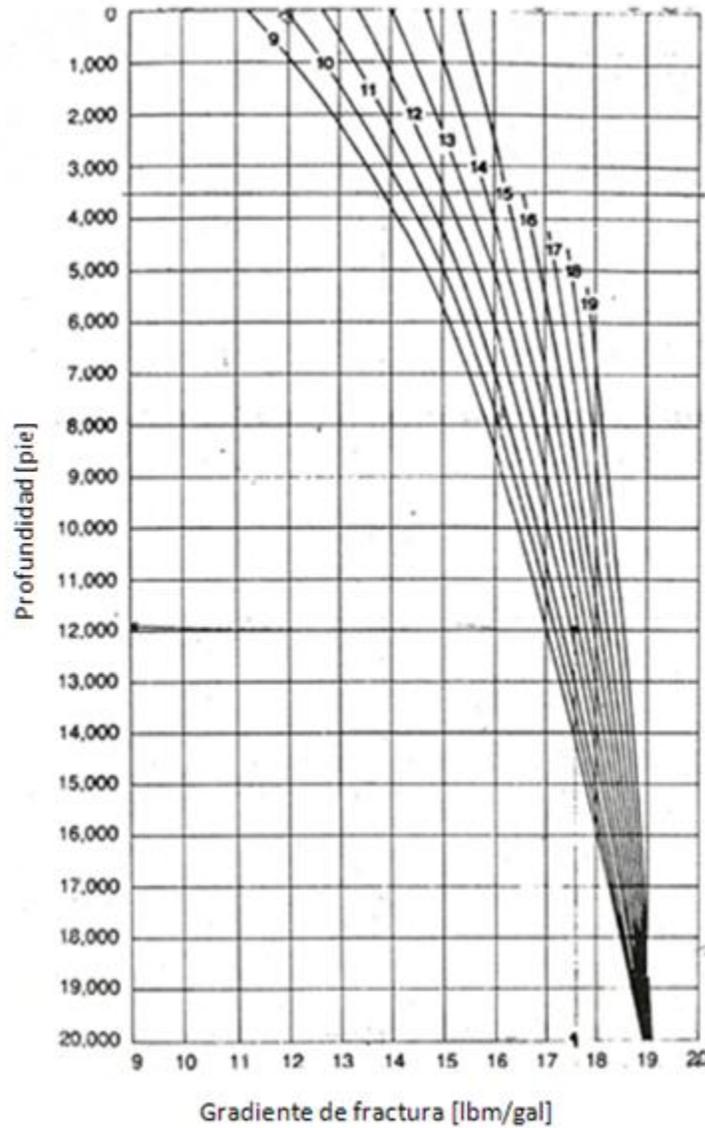


Figura 1-12 Aproximación para determinar el gradiente de presión de fractura (modificado de Adams, 1980).

Ejemplo 1-8

Con los datos del ejemplo 1-4. En un pozo que se encuentra en la costa del golfo de Luisiana se colocó una tubería de revestimiento (T.R.) a una profundidad de 12700 [pie], se estimó que la presión de formación equivalente es de 15 [lb/gal]. ¿Cuál es el gradiente de fractura debajo de la T.R.?

Para utilizar la ecuación 1.16 primero se entra a la figura 1-10 con la profundidad de 12700 [pie] para obtener la presión de sobrecarga.

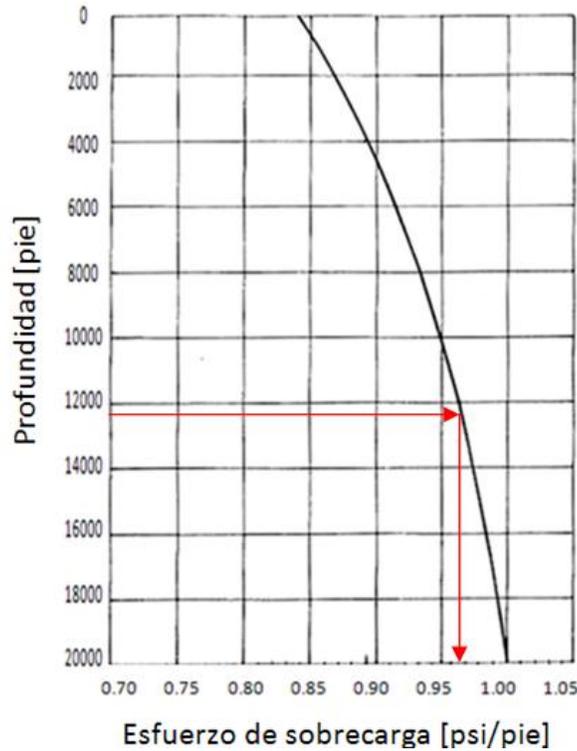


Figura 1-10 Profundidad en [pie] contra variación del esfuerzo de sobrecarga en [psi/pie] (modificado de Adams, 1980).

Se obtiene un valor de $G_S = 0.969[\text{psi/pie}]$ y se multiplica por la profundidad para tener la presión de sobrecarga.

$$S = 0.969[\text{psi/pie}] * 12700[\text{pie}] = 12306.3[\text{psi}]$$

Para la presión de poro se utiliza la presión de poro equivalente.

$$P_p = 15[\text{lbm/gal}] * 0.052 * 12700[\text{pie}] = 9906[\text{psi}]$$

Para la relación de Poisson se utiliza la figura 1-11.

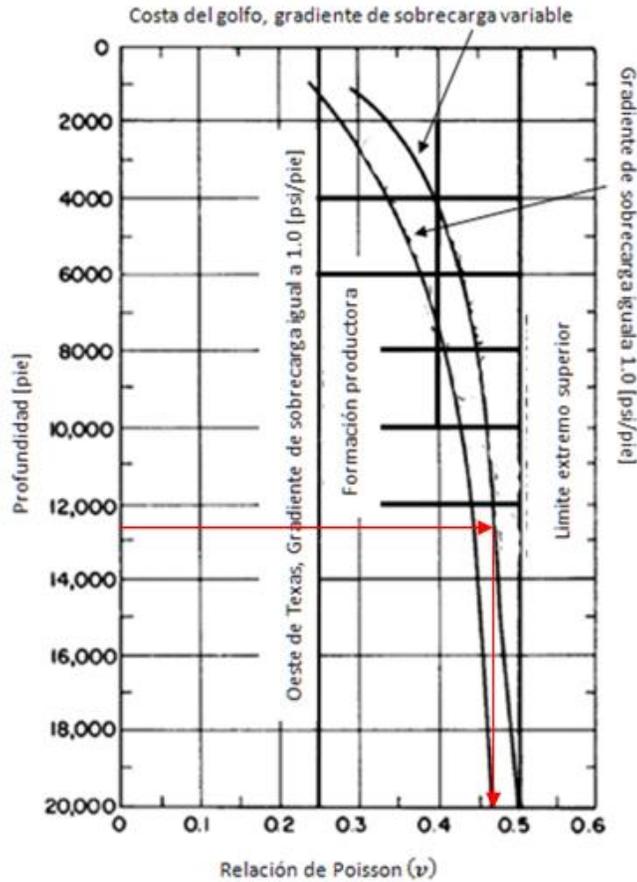


Figura 1-11 Variación de la relación de Poisson para el método de Eaton (modificado de Bourgoyne. et al., 1986).

Se obtiene un valor de $\nu = 0.46$, ya con los valores obtenidos se utiliza la ecuación 1.16.

$$G_F = \frac{12306.3[psi] - 9906[psi]}{12700[pie]} \left(\frac{0.46}{1 - 0.46} \right) + \frac{9906[psi]}{12700[pie]} = 0.941 \left[\frac{psi}{pie} \right]$$

Se multiplica por la profundidad para obtener la presión de fractura.

$$P_F = 0.941 \left[\frac{psi}{pie} \right] * 12700[pie] = 11950.7[psi]$$

Ejemplo 1-9

Con los datos del ejemplo 1-4. En un pozo que se encuentra en la costa del golfo de Luisiana se colocó una tubería de revestimiento (T.R.) a una profundidad de 12700 [pie], se estimó que la presión de formación equivalente es de 15 [lb/gal]. ¿Cuál es el gradiente de fractura debajo de la T.R.?

Con el método gráfico de Eaton utilizando la figura 1-12 y entrando con una profundidad de 12700 [pie] y con la presión de formación equivalente de 15 [lb/gal].

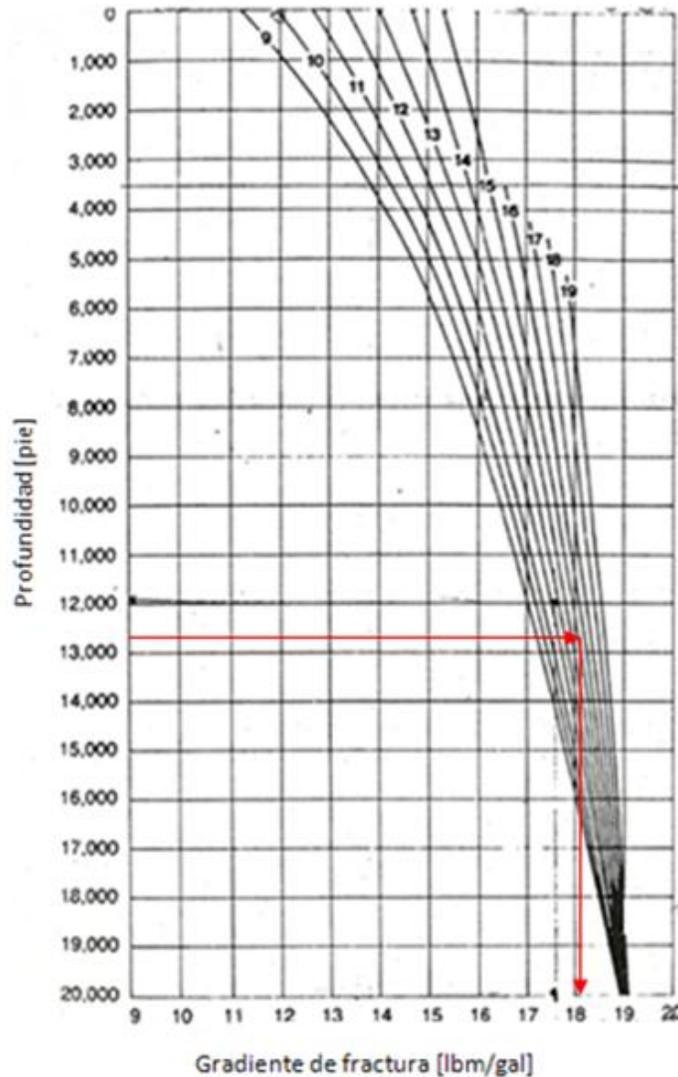


Figura 1-12 Aproximación para determinar el gradiente de presión de fractura (modificado de Adams, 1980).

Se obtiene un gradiente de presión de fractura equivalente de 18.1 [lb/gal]

$$P_F = 18.1[lbm/gal](0.052)(12700[pie]) = 11953.24[psi]$$

La tabla siguiente muestra los resultados obtenidos de los distintos métodos para apreciar la diferencia que existe entre los valores de presión de poro y presión de fractura.

Presión de poro	Hottman y Johnson Pozo "a"	Tiempo de transito		7020 [psi]
		Resistividad		7200 [psi]
	Exponente "d" y "d _c " Pozo "b"	Rehm y Mcclendon		6480.43 [psi]
		Zamora		6277.5 [psi]
Presión de fractura	Hubbert y Willis	Numéricamente	Mínimo	10836.91 [psi]
			Máximo	11303 [psi]
		Gráficamente	Mínimo	10698.48 [psi]
			Máximo	11226.8 [psi]
	Matthews y Kelly	Numéricamente		11455.4 [psi]
		Gráficamente		11689.08 [psi]
	Eaton	Numéricamente		11950.7 [psi]
		Gráficamente		11953.24 [psi]

Tabla 1-9 Comparación de los métodos para presión de formación y presión de fractura.

1.4 Ventana operacional

Una vez que se sabe como obtener los gradientes de presión de poro y presión de fractura se puede construir la ventana operacional y así estimar que tan denso tiene que ser el lodo ya que este debe de permanecer dentro de la ventana dependiendo de la profundidad y de la etapa en la que se encuentre para no dañar la formación y evitar que el pozo se arranque.

En la figura 1-13 se observa que la línea que pasa por los puntos (a, b, c y d) es la que representa la densidad del lodo, en [lb/gal], con la que se trabaja en cada una de las etapas o cambios de tubería de revestimiento. También se aprecia un margen de seguridad para ambos gradientes, mayor para el de presión de poro y menor para el de presión de fractura, este margen es el rango de densidad mínima y máxima que se puede manejar en la construcción del pozo petrolero.

Debemos de tomar en cuenta que no podemos tener el lodo a una densidad en [lb/gal] que sea igual a la de los gradientes de presión en [lb/gal]. En otras palabras que la presión ejercida por el lodo no sea igual, en ningún momento de la perforación, a las presiones de formación o de fractura.

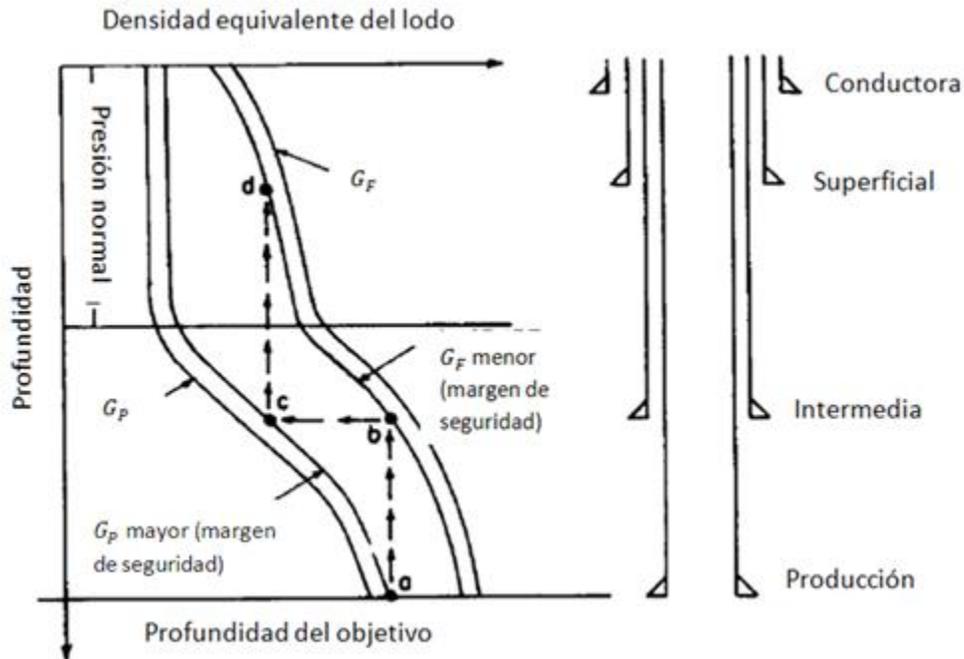


Figura 1-13 Ejemplo de la ventana operacional a partir de los gradientes de presión de poro y presión de fractura (modificado de Bourgoyne. et al., 1986).

1.5 Verificación de los perfiles de presiones

Se deben de verificar los perfiles de presión de poro y de fractura ya que los métodos empleados para esto son meramente predictivos.

Para poder verificar los perfiles que se obtuvieron con los métodos anteriores se deben de obtener valores reales del pozo donde se esta perforando para poderlos comparar con los de las predicciones y hacer un ajuste de ser necesario.

La verificación del perfil de presión de fractura se realiza mediante una prueba llamada de "goteo" o "Leakoff", esta prueba consiste en aumentar la presión que ejerce la columna del lodo dentro del pozo en una sección de agujero descubierto mediante el bombeo de mas lodo, esto con un gasto constante. La prueba se realiza después de haber colocado una tubería de revestimiento (T.R.) y perforar unos 10 [pie].

El resultado de una de estas pruebas se presenta en la figura 1-14 en donde del origen (0,0) al punto A indica las propiedades elásticas de la roca puesto que la presión que incrementa es directamente proporcional al volumen bombeado. En el punto A la presión ejercida por el lodo en la sección de agujero descubierto es igual a la presión de poro más el total del esfuerzo mínimo horizontal, ocasionando que se comience a fracturar la roca. Del punto A al punto B hay un aumento de presión en la roca lo que produce tensión en la misma hasta que se fractura totalmente y el lodo comienza a entrar en la formación, cuando esto ocurre es porque se a rebasado la fuerza que ejercía la presión de poro mas el esfuerzo mínimo horizontal, por lo que el bombeo se suspende (punto B) y la presión se mantiene para registrar la presión cada minuto por 10 minutos y la prueba termina (punto C).

La línea de presión anticipada de leakoff es para tener un estimado de la presión de fractura a la que se debe de llegar al realizar la prueba, esta presión se obtiene de los métodos para calcular presiones de fractura vistos anteriormente.

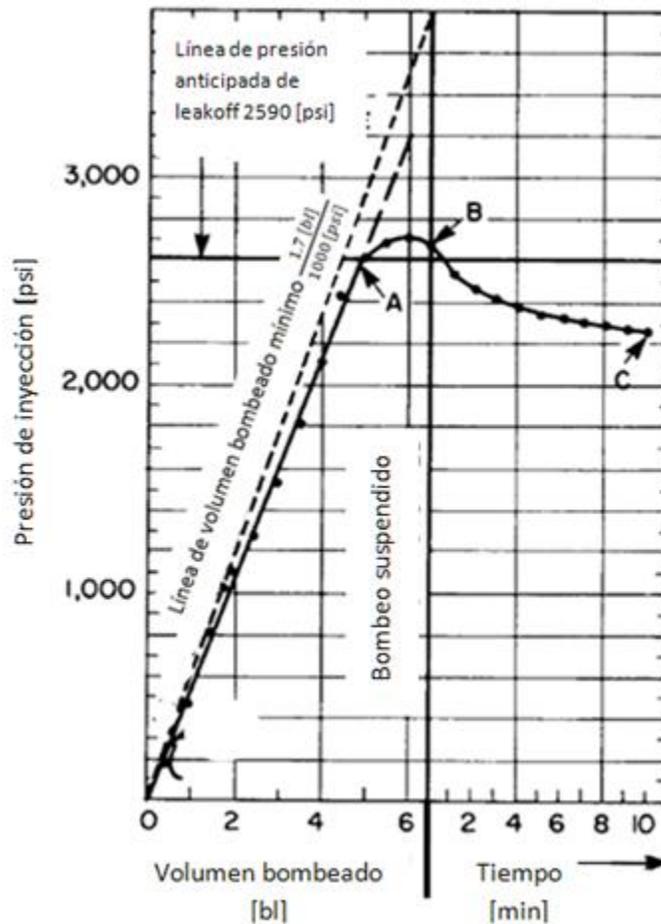


Figura 1-14 Ejemplo de una prueba de leakoff (modificado de Bourgoyne. et al., 1986).

Con los datos obtenidos de la prueba (profundidad, densidad del lodo y presión de bombeo) se puede calcular el gradiente de presión de fractura del pozo donde se realizó la prueba.

Ejemplo 1-10

Determinar el gradiente de presión de fractura después de haber realizado una prueba de goteo, si la profundidad a la que se realizó la prueba es de 5290 [pie], la presión que se registro al suspender el bombeo es de 500 [psi] y la densidad del lodo con la que se trabajo es de 13.07 [lb/gal].

Primero obtenemos la presión hidrostática que es la que ejerce el lodo sin la bomba (esta también se conoce como la presión de poro equivalente).

$$P_h = 13.07 \left[\frac{lbm}{gal} \right] * 0.052 * 5290[pie] = 3595.29[psi]$$

Ahora solo se suma la presión que proporcione la bomba al fluido y se obtiene la presión a la que se fracturo la formación.

$$P_F = 3595.29[psi] + 500[psi] = 4095.29[psi]$$

Para obtener el gradiente se divide la presión de fractura entre la profundidad.

$$G_F = \frac{P_F}{D} = \frac{4095.29 [psi]}{5290 [pie]} = 0.774 \left[\frac{psi}{pie} \right]$$

Y con este nuevo gradiente se realiza el ajuste necesario al perfil de presión de fractura.

Ahora que ya se sabe como diseñar una buena perforación de un pozo petrolero se debe de considerar que son solo predicciones (cuando no se dispone de datos originales del pozo donde se este perforando) pero aun así son métodos eficientes para poder llevar acabo la perforación y

poder tener idea de que se enfrenta en el campo de trabajo. Por lo que algunas dificultades podrían presentarse en ciertos casos. A consecuencia de esto se tienen que conocer los problemas para que al primer síntoma que se manifieste se pueda controlar y evitar.

Nomenclatura

<i>a</i>	Constante de penetración de la formación
<i>d_c</i>	Corrección del exponente d
<i>d_B</i>	Diámetro de la barrena [pg]
<i>d_{cnormal}</i>	Exponente d _c normal
<i>d_{creal}</i>	Exponente d _c real
<i>d</i>	Exponente d (Jorden y Shirley)
<i>d</i>	Exponente de peso sobre la barrena (Bingham)
<i>D</i>	Profundidad [pie]
<i>e</i>	Número e = 2.71
<i>G_F</i>	Gradiente de fractura [psi/pie]
<i>G_P</i>	Gradiente de presión de formación [psi/pie]
<i>G_N</i>	Gradiente de presión normal de 0.465 [psi/pie]
<i>G_s</i>	Gradiente de presión total de sobrecarga en [psi/pie]
<i>K_i</i>	Coefficiente de esfuerzo de la matriz a la profundidad en la cual el valor de “σ” debería de ser un esfuerzo normal
<i>m</i>	Pendiente, constante de declinación de porosidad 0.000038 [pie ⁻¹]
<i>N</i>	Velocidad de la rotaria [rpm]
<i>P_F</i>	Presión de fractura [psi]
<i>P_P</i>	Presión de poro [psi]
<i>P_h</i>	Presión hidrostática [psi]

R_n	Resistividad normal [Ohm-m]
R_r	Resistividad real [Ohm-m]
R	Ritmo de penetración [pie/hrs]
S	Presión de sobrecarga [psi]
S_D	Presión de sobrecarga a la profundidad D [psi]
t_n	Tiempo de transito normal [μ s/pie]
t_r	Tiempo de transito real [μ s/pie]
ν	Relación de Poisson
W	Peso sobre la barrena [1000 lb]
ρ_f	Densidad del fluido intersticial [lb/gal]
ρ_r	Densidad de la roca [lb/gal]
σ	Esfuerzo de la matriz en el punto de interés [psi]
ϕ	Porosidad promedio de la formación en fracción

G.2 Generalidades capitulo 2

G.2.1 Reología

Es el estudio de la deformación de los fluidos. Es muy importante en el análisis de la hidráulica para los perfiles de velocidad, viscosidad del fluido, pérdida de presión por fricción, densidad equivalente de circulación (ECD - siglas en ingles) y limpieza del pozo.

G.2.2 Velocidad del flujo de fluido

En la figura G2-1 se ve un perfil de velocidad de un fluido que se encuentra entre dos planos paralelos, el de abajo esta estacionario y el de arriba se mueve a una velocidad “v” en [pie/seg]. La capa adyacente al plano inferior tiene una velocidad de cero [pie/seg], mientras que la capa junto a la placa superior tiene una velocidad igual a la de la placa en movimiento y en las capas intermedias se va transmitiendo la velocidad de mayor a menor conforme cambia la altura, esto se llama ritmo de corte.

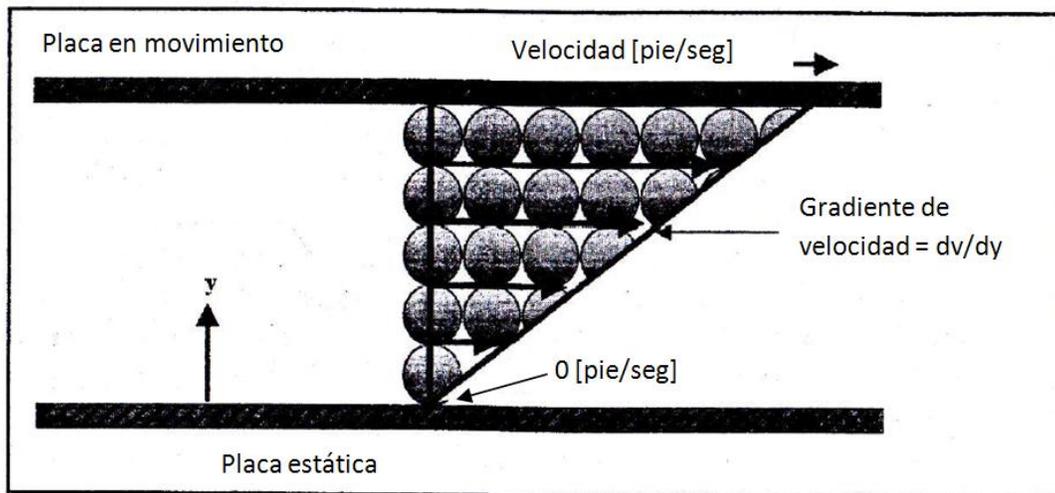


Figura G2-1 Representación del gradiente de velocidad entre dos placas paralelas (modificado de Azar, 2007).

G.2.3 Esfuerzo de corte - ritmo de corte

El esfuerzo de corte (τ), ecuación G2.1, se define como una fuerza aplicada (F) que actúa a lo largo de una superficie de área (A) y que tiende a deformar el fluido. La velocidad de corte o

ritmo de corte (γ), ecuación G2.2, es el gradiente de la velocidad, esto es; el cambio de la velocidad del fluido en una de sus capas a lo largo del eje "x" con respecto a otra capa que se encuentra a una unidad de distancia en otro eje, ya sea el "y" en coordenadas cartesianas (ver figura G2-1), o el eje "r" en coordenadas polares, estos dos conceptos se representa matemáticamente como:

$$\tau = \frac{F}{A} ; \left[\frac{lb}{100pie^2} \right] \quad (G2.1)$$

$$\gamma = \frac{dv}{dy} = \frac{dv}{dr} ; [seg^{-1}] \quad (G2.2)$$

G.2.4 Fluidos Newtonianos y no Newtonianos

Los fluidos de perforación se clasifican en dos grandes grupos: Newtonianos y no Newtonianos.

Los fluidos Newtonianos son aquellos que se describen con un termino llamado viscosidad Newtoniana (μ). Algunos ejemplos de estos fluidos son agua y aceite ligero, donde el esfuerzo de corte y el ritmo de corte están relacionados linealmente con n=1 en la ecuación G2.3.

$$\frac{F}{A} \approx \left(\frac{dv}{dy} \right)^n \approx \left(\frac{dv}{dr} \right)^n \quad (G2.3)$$

También están relacionadas con la constante de proporcionalidad que es la constante de la viscosidad Newtoniana (μ), como se ve en la figura G2-2.

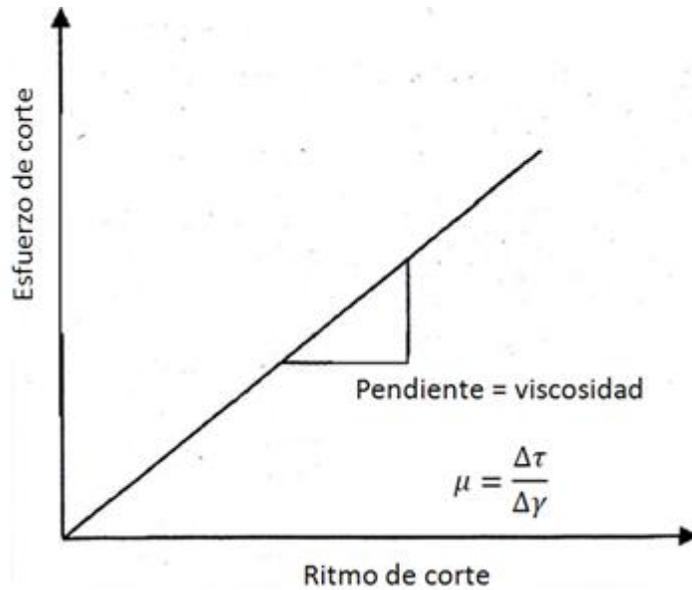


Figura G2-2 Ritmo de corte contra esfuerzo de corte para fluidos Newtonianos (modificado de Azar, 2007).

Para los fluidos Newtonianos, se tiene:

$$\tau = \mu\gamma \quad (G2.4)$$

Donde τ Esfuerzo de corte [lb/100pie²]
 μ Viscosidad Newtoniana [cp]
 γ Ritmo de corte [seg⁻¹]

Para los fluidos no Newtonianos son aquellos donde la propiedad de viscosidad no se puede describir con un término como en el caso de los fluidos Newtonianos, la propiedad de viscosidad se aproxima con alguno de los siguientes modelos:

- Modelo plástico de Bingham

$$\tau = \tau_y + \mu_p\gamma \quad (G2.5)$$

- Ley de potencias

$$\tau = K\gamma^n \quad (G2.6)$$

- Ley de potencias de cedencia

$$\tau = \tau_y + K\gamma^n \quad (G2.7)$$

Donde	τ_y	Valor de cedencia o esfuerzo de cedencia [lb/100pie ²]
	μ_p	Viscosidad plástica de Bingham [cp]
	K	Índice de consistencia
	n	Índice de comportamiento de flujo
	τ	Esfuerzo de corte [lb/100pie ²]
	γ	Ritmo de corte [seg ⁻¹]

Las figuras G2-3, G2-4 y G2-5 representan los modelos para fluidos no Newtonianos mencionados.

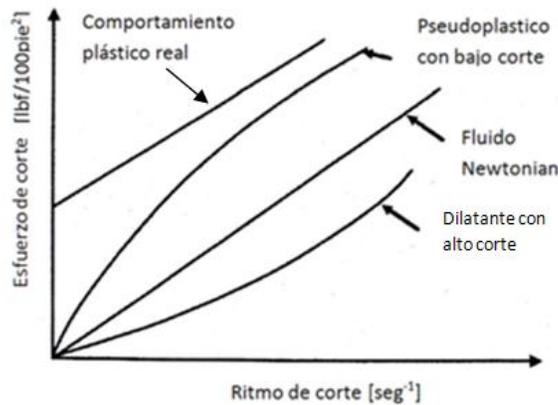


Figura G2-3 Ritmo de corte contra esfuerzo de corte independiente del tiempo para fluidos no Newtonianos (modificado de Azar, 2007).

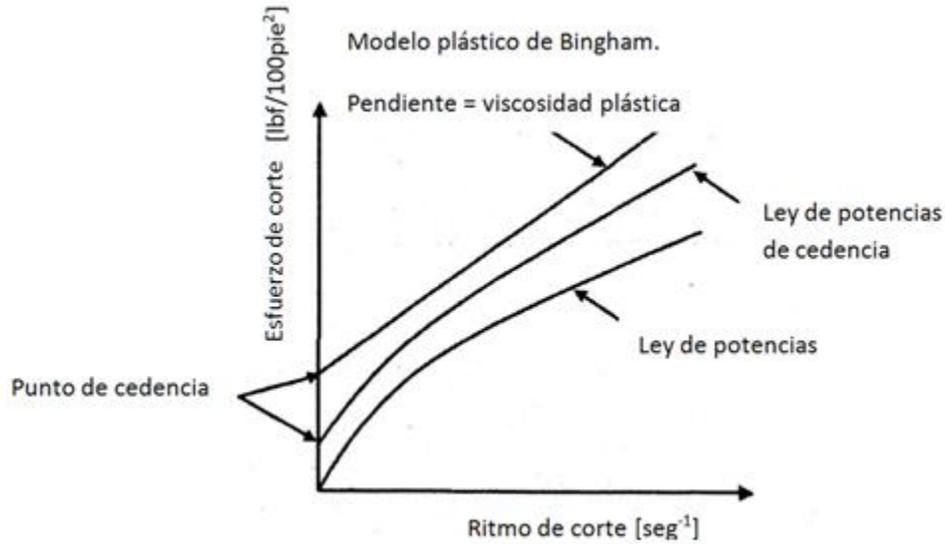


Figura G2-4 Ritmo de corte contra esfuerzo de corte para fluidos no Newtonianos (modificado de Azar, 2007).

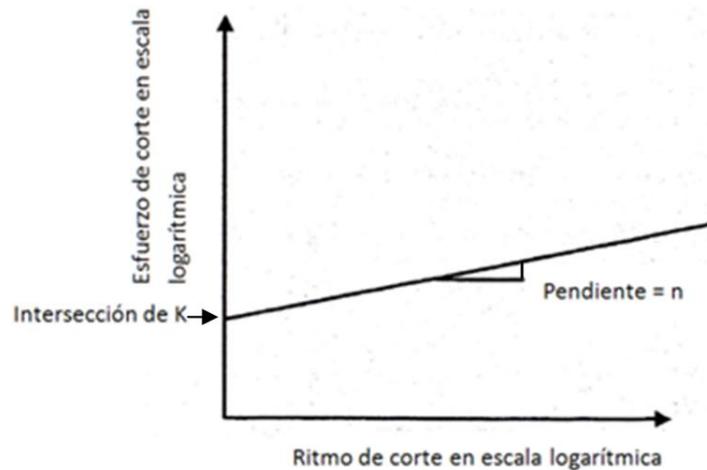


Figura G2-5 Ritmo de corte en [seg⁻¹] contra esfuerzo de corte en [lb/100pie²] para un fluido aplicando ley de potencias en escala logarítmica (modificado de Azar, 2007).

G.2.5 Viscosidad plástica

La viscosidad plástica (PV – siglas en ingles) es la resistencia que opone el fluido a fluir por causa de mecanismos de fricción dentro del fluido. Este mecanismo de fricción se debe a la interacción de las partículas solidas, la interacción entre los sólidos y partículas liquidas y la deformación de las partículas liquidas causada por el esfuerzo de corte. La cantidad de partículas solidas, el tamaño y forma de las mismas así como la distribución tienen una relación directa en la

viscosidad plástica. Aunque esto no es una relación cuantitativa entre la PV y las partículas solidas en el lodo, los valores medidos de la PV son un indicador cualitativo del contenido de sólidos en el lodo.

G.2.6 Valor de cedencia o punto de cedencia

El valor de cedencia también conocido como esfuerzo de cedencia o punto de cedencia es la resistencia del fluido a fluir causado por fuerzas electroquímicas dentro del fluido. Estas fuerzas electroquímicas se deben a cargas eléctricas en la superficie de partículas reactivas, cargas eléctricas en partículas con tamaño menor a un micrón (0.001[mm]) y por la presencia de electrolitos en lodos base agua.

G.2.7 Fuerza gel

El esfuerzo gel o fuerza gel es una medida de las fuerzas electroquímicas dentro del fluido en condiciones estáticas. Sus unidades son las mismas que las del punto de cedencia [lb/100pie²].

G.2.8 Fluido tixotrópico

Los fluidos de perforación no Newtonianos exhiben un comportamiento de flujo que depende del tiempo. Un fluido tixotrópico es aquel que en su estructura interna forma un esfuerzo gel mayor mientras esta en reposo, o de otra manera es un fluido en el cual disminuye el esfuerzo de corte mientras se le aplica un ritmo de corte constante.

Cuando a un fluido tixotrópico se le aplica un ritmo de corte constante su estructura gel se rompe en periodos de tiempo cortos, por lo que el modelo plástico de Bingham y la ecuación de la ley de potencias se pueden emplear para predecir el comportamiento de flujo de este fluido después de que la estructura gel se rompa.

G.2.9 Fluido viscoelastico

Definitivamente los polímeros tienen cierto grado de elasticidad y bajo un alto ritmo de corte tienden a elongarse, cuando el ritmo de corte decrece hasta un nivel nominal la deformación que sufrió se revierte. Lo mismo pasa con los fluidos viscoelásticos se adelgazan cuando el ritmo de corte es alto. Esto es, el lodo llega a ser delgado mientras fluye con una alta velocidad a través de las toberas de la barrena y posteriormente se vuelve a hacer grueso cuando esta fluyendo por el espacio anular con una velocidad considerablemente baja.

2 Limpieza del Pozo

Esta actividad radica en sacar la mayor cantidad posible de recortes del pozo por medio de la circulación del lodo de perforación (figura 2-1). Debido a que el lodo es el medio de transporte de los recortes, este debe de cumplir con ciertas características sobre los recortes, como son: acarreo, suspensión y transporte.

La limpieza del pozo se va complicando conforme el ángulo de inclinación aumenta ya que los recortes se asientan con mayor facilidad, formando camas de recortes en secciones que difieren de la vertical y en partes horizontales del pozo.

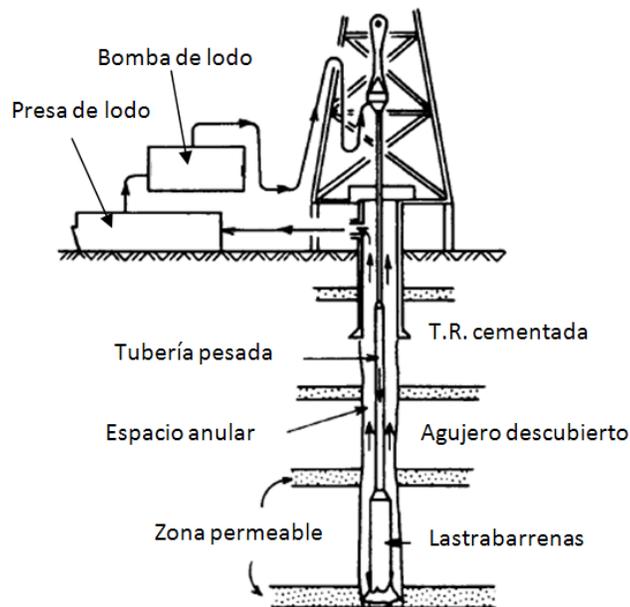


Figura 2-1 Sistema de circulación del lodo en el pozo (modificado de Bourgoyne. et al., 1986).

Existen ciertas dificultades que se presentan al no limpiar adecuadamente el pozo, estas son:

- La tubería queda atrapada.
- La barrena se desgasta mas rápido de lo que debería.
- Disminución en el ritmo de penetración.
- Formación de fracturas en la pared del pozo.
- Aumento de torque y tensión en la sarta.

- Perdida de lodo.

2.1 Factores que afectan el transporte de los recortes

El transporte de los recortes ocurre en el espacio anular, entre la tubería de revestimiento o el agujero descubierto y la tubería de perforación (ver figura 2-1). En los recortes actúan varias fuerzas (figura 2-2), como son: gravedad, flotabilidad, arrastre, inercia, fricción y contacto entre partículas.

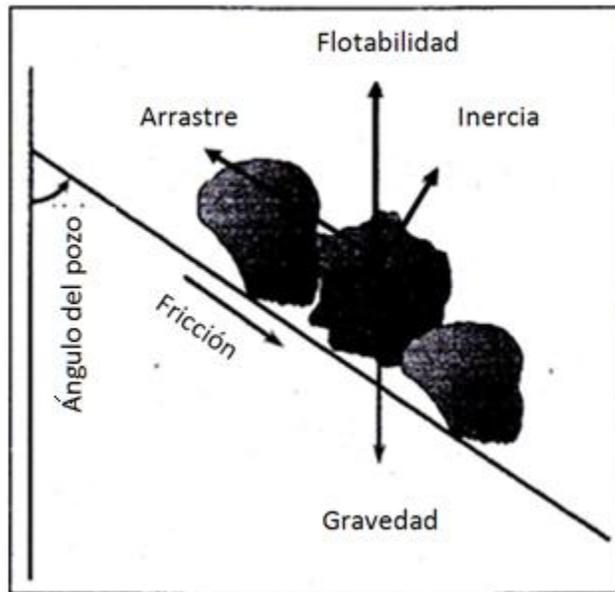


Figura 2-2 Fuerzas que actúan sobre una partícula al ser transportada (modificado de Azar, 2007).

También existen factores que afectan la capacidad, del fluido de perforación, para transportar los recortes.

Estos son:

- **2.1.1 Velocidad de asentamiento**

Los recortes tienden a asentarse cuando la velocidad del fluido no es la correcta, es decir que si el fluido viaja a una velocidad menor o igual a la velocidad de asentamiento los recortes comienzan a depositarse.

Para que el fluido transporte los recortes hasta la superficie debe de tener una velocidad promedio (\bar{v}_f) que sobrepase la velocidad promedio de asentamiento (\bar{v}_a), estas velocidades

dependen de la cantidad y tamaño de los recortes. La velocidad promedio de transporte (\bar{v}_t) es una diferencia de las anteriores.

$$\bar{v}_t = \bar{v}_f - \bar{v}_a \quad (2.1)$$

Al dividir la ecuación 2.1 con la velocidad promedio del fluido se obtiene la ecuación para la relación de transporte 2.2.

$$\frac{\bar{v}_t}{\bar{v}_f} = 1 - \frac{\bar{v}_a}{\bar{v}_f} = R_t \quad (2.2)$$

Donde R_t Relación de transporte.

En pozos verticales, donde la relación de transporte esta en un rango de 0.5 a 0.55, la componente de velocidad promedio axial de asentamiento (\bar{v}_{aa}) es igual a la velocidad promedio de asentamiento (\bar{v}_a) (ver figura 2-3).

$$\bar{v}_a = \bar{v}_{aa} \quad (2.3)$$

En pozos inclinados existen dos componentes de la velocidad de asentamiento que dependen del ángulo (ver figura 2-3).

$$\bar{v}_{aa} = \bar{v}_a \cos \theta \quad (2.4)$$

$$\bar{v}_{ra} = \bar{v}_a \sin \theta \quad (2.5)$$

Donde \bar{v}_{aa} Velocidad promedio axial de asentamiento

\bar{v}_{ra} Velocidad promedio radial de asentamiento

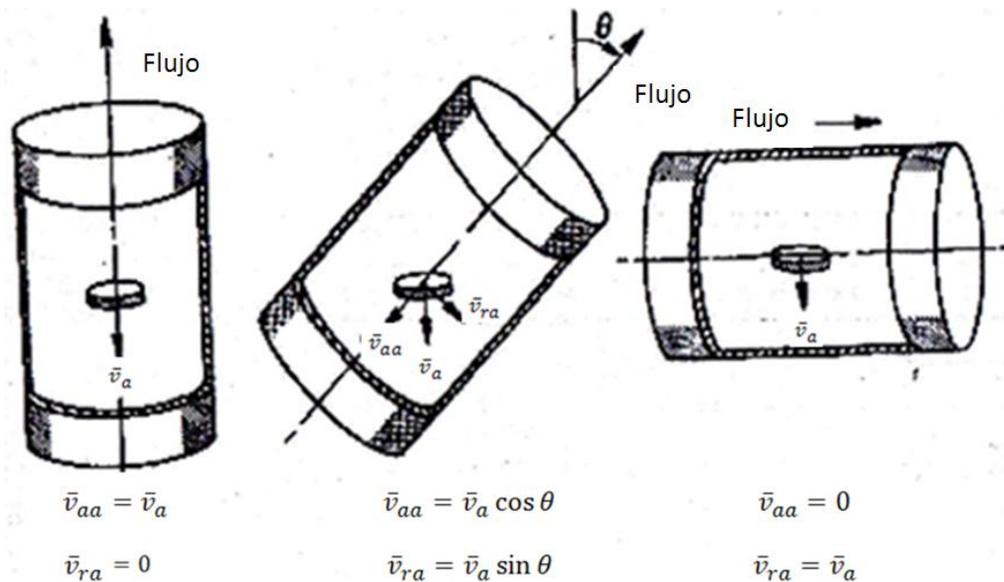


Figura 2-3 Velocidades de una partícula en una corriente de flujo en pozos vertical, inclinado y horizontal (modificado de Azar, 2007).

Como se ve en la figura 2-3 cuando el ángulo de inclinación aumenta la componente de la velocidad axial de asentamiento disminuye y se hace cero cuando la partícula se encuentra en una sección completamente horizontal del pozo. El componente de la velocidad radial de asentamiento tiene un valor máximo en un pozo horizontal y un valor nulo en uno vertical.

- **2.1.2 Velocidad del fluido en el espacio anular**

La velocidad del fluido en el espacio anular tiene que ser suficiente para transportar los recortes en un tiempo razonable y evitar el asentamiento de los mismos. Si se controla adecuadamente esta velocidad se evita la formación de camas de recortes las cuales afectan las actividades de perforación, por lo que es muy importante una buena limpieza del agujero.

La velocidad del fluido desafortunadamente tiene un límite ya que si se excede puede provocar erosión en las paredes del pozo y ocasionar así más dificultades.

La velocidad del fluido en pozos horizontales tiene que ser mucho mayor que en pozos verticales, ya que se incrementa la velocidad radial de asentamiento y se anula la axial de asentamiento provocando la formación de camas de recortes.

- **2.1.3 Régimen de flujo y régimen de asentamiento**

El flujo laminar puede ser inestable y romperse formando un patrón de flujo turbulento, esto a medida que se incrementa la velocidad del fluido. La transferencia de momento causada por el movimiento del flujo turbulento provoca una distribución de la velocidad que puede ser uniforme a través de la porción central del conducto a diferencia del flujo laminar. Sin embargo, una pequeña porción de capas del fluido cercanas a la pared de la tubería se mantiene en flujo laminar (figura 2-4).

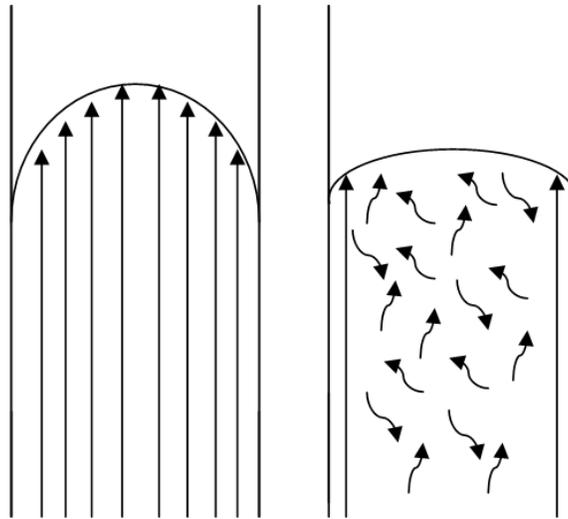


Figura 2-4 Patrón de flujo laminar con un perfil alto (izquierda) y patrón de flujo turbulento con un perfil bajo (derecha).

Con el patrón de flujo laminar y recortes “planos” en pozos verticales se tiene un efecto de reciclaje de recortes, como se ve en la figura 2-5 izquierda, esto se puede evitar rotando la tubería. Este reciclaje se debe a que la fuerza que ejerce el lodo en los recortes es desigual y por ello comienzan a tener una caída en el lodo debido a que en algún momento la cara mas delgada del recortes quedara en la dirección del flujo y este no tendrá el área de contacto suficiente para poder transportarlo (ver figura 2-5 centro). Otra manera de evitar el reciclaje de recortes es con un perfil de flujo turbulento en lugar de uno laminar ya que los recortes “planos” no tendrán el mismo comportamiento (figura 2-5 derecha).

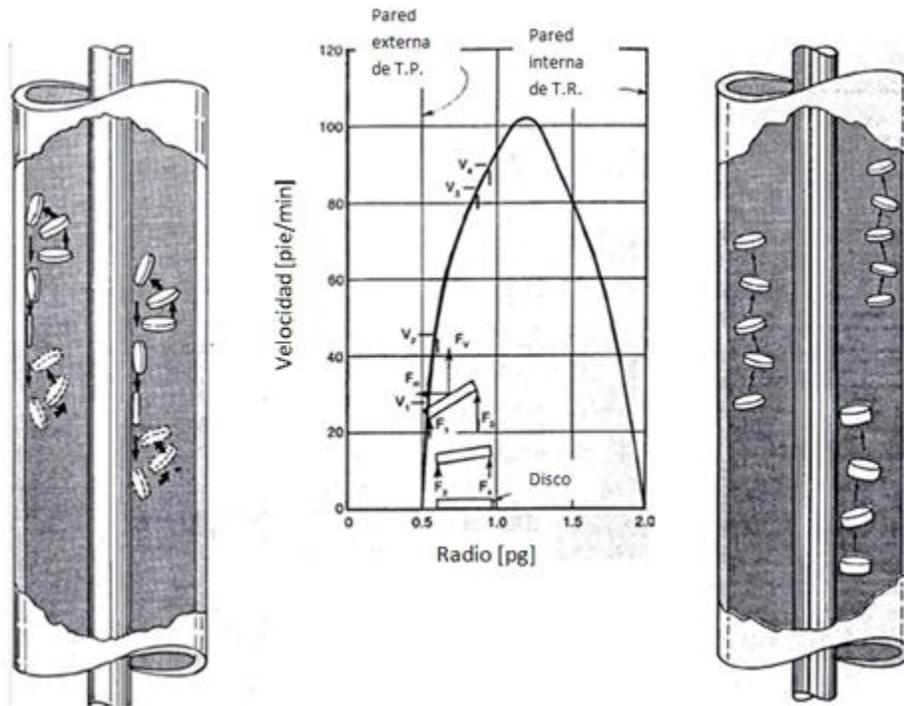


Figura 2-5 Reciclaje de recortes en forma de disco con T.P. estática en flujo laminar (izquierda). Fuerzas desiguales en la parte plana de los recortes en forma de disco en flujo laminar y en el espacio anular (centro). Transporte de recortes en forma de discos, transportados en flujo turbulento con T.P. estática (derecha) (modificado de Darley, 1988).

El régimen de flujo influye considerablemente en el transporte de recortes ya que actúa de forma diferente sobre estos si el pozo es vertical, inclinado u horizontal así como el tamaño y forma de los recortes.

Un régimen de flujo turbulento, en pozos verticales, siempre ocasiona un régimen de asentamiento turbulento, puesto que la dirección del flujo es en todas direcciones, esto es independiente de la forma y tamaño de los recortes. En este caso la única manera de poder determinar la velocidad de asentamiento de los recortes es mediante el momento de fuerzas en el fluido.

En el caso de flujo laminar, en pozos verticales, el tamaño y forma de los recortes si repercute en el transporte de los mismos, si los recortes tienden a ser alargados o en forma de disco estos se alinean en la dirección del flujo de fluido. Con este tipo de flujo el régimen de asentamiento siempre da valores bajos de velocidad de asentamiento de recortes, lo que indica que el flujo laminar es mucho mejor para transportar los recortes que el flujo turbulento, siempre y cuando los recortes no sean en forma de disco.

En los pozos inclinados y horizontales la ventaja del flujo laminar se anula, puesto que la componente de la velocidad axial disminuye (pozo inclinado) o es cero (pozo horizontal), en este caso la mejor manera de transportar los recortes es con un flujo turbulento.

- **2.1.4 Distribución del perfil de velocidades en flujo laminar por propiedades reológicas del lodo**

En el modelo de ley de potencias, el índice de comportamiento de flujo (n) tiene una relación con la distribución del perfil de velocidades. Al haber un decremento en (n) el perfil de velocidad del flujo de lodo se hace más plano lo que permite que el transporte de recortes sea más eficiente en un pozo vertical (figura 2-6).

En el caso de un pozo inclinado u horizontal existe excentricidad, la tubería de perforación no está centrada provocando un cambio en el espacio anular, lo que causa un decremento de (n) en la parte ancha del espacio anular y un incremento de (n) en la parte angosta del espacio anular así como un incremento en el requerimiento hidráulico y baja eficiencia para transportar los recortes que se encuentran asentados en el espacio (δ) ecuación 2.8 (ver figura 2-7).

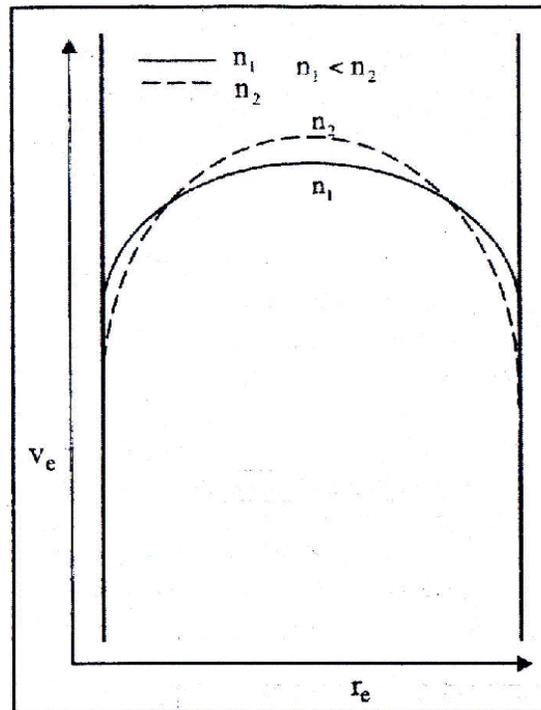


Figura 2-6 Efecto del índice de comportamiento de flujo (n) en el perfil de velocidad (Azar, 2007).

La densidad del lodo en pozos verticales, inclinados y horizontales influye de manera considerable en el transporte de recortes ya que si la densidad del lodo es alta muchos recortes quedaran en suspensión por lo que la limpieza del pozo será mejor y además un lodo denso erosiona las camas de recortes, pero se debe de tomar en cuenta que un aumento en la densidad podría ocasionar otras dificultades como erosión o fracturas en la pared del pozo y filtración de lodo.

La viscosidad por otro lado, en pozos verticales, tiene un buen impacto en el transporte de recortes ya que al tener una alta viscosidad el perfil de flujo tiende a ser plano. En el caso de un pozo inclinado u horizontal esta propiedad tiene poca o nula influencia en el transporte de recortes puesto que en una tubería con excentricidad positiva y con alta viscosidad del fluido el perfil de flujo se alarga, en la parte angosta del espacio anular, provocando así un incremento en el valor del índice de comportamiento de flujo (n), baja eficiencia en el transporte de recortes y un incremento en la formación de camas de recortes (ver figura 2-6).

- **2.1.5 Distribución del perfil de velocidades por excentricidad**

La relación de excentricidad (E) esta definida como el cociente de la excentricidad (e) y el radio del agujero o radio interior de la tubería de revestimiento (r_h) menos el radio exterior de la tubería de perforación (r_p) (el resultado de la resta es el espacio anular, solo de un lado y visto en un plano).

$$E = \frac{e}{r_h - r_p} \quad (2.6)$$

Entonces la excentricidad, que es el espacio entre el centro de la tubería de perforación y el centro del agujero o tubería de revestimiento, es:

$$e = E(r_h - r_p) \quad (2.7)$$

El espacio que se encuentra entre el centro de la tubería de perforación y el agujero o tubería de revestimiento es:

$$\delta = (1 - E)(r_h - r_p) \quad (2.8)$$

La figura 2-7 ejemplifica las ecuaciones 2.7 y 2.8.

La tubería puede tener una excentricidad positiva o negativa, como se muestra en la figura 2-7, cuando esto ocurre afecta la circulación del lodo y el transporte de recortes. La velocidad del lodo se reduce en la parte baja del pozo cuando la excentricidad es positiva haciendo que la limpieza del pozo se complique formando camas de recortes, cuando es una excentricidad negativa no existe dificultad para el transporte de recortes en la parte baja del pozo puesto que la circulación del lodo es lo suficientemente rápida (figura 2-8 y 2-9).

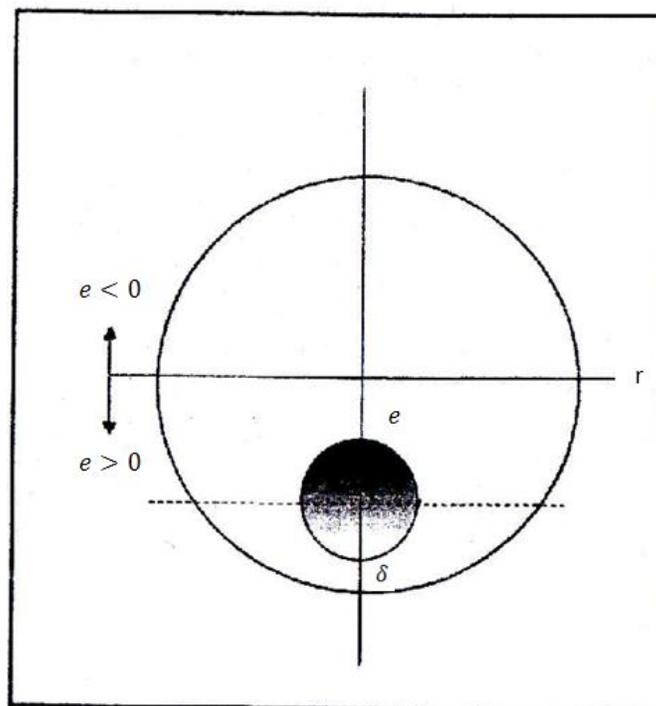


Figura 2-7 Excentricidad en el espacio anular (modificado de Azar, 2007).

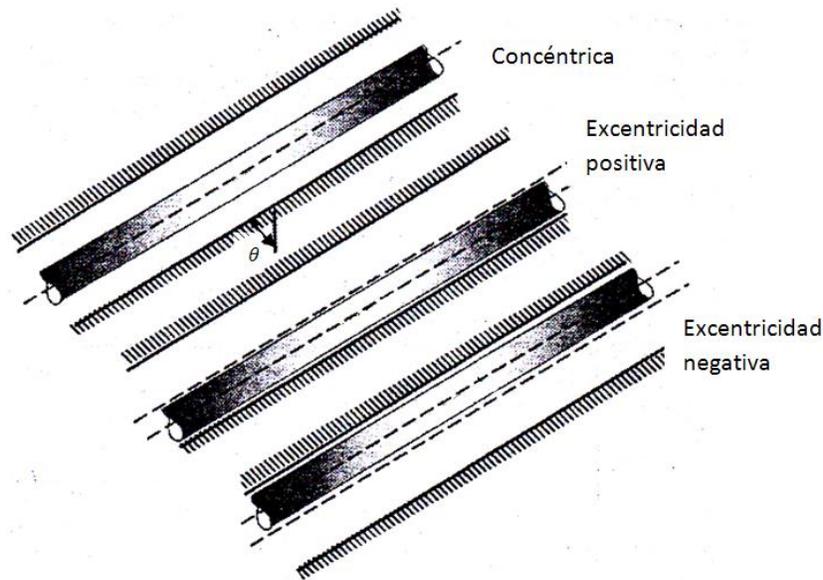


Figura 2-8 Excentricidad positiva y negativa (modificado de Azar, 2007).

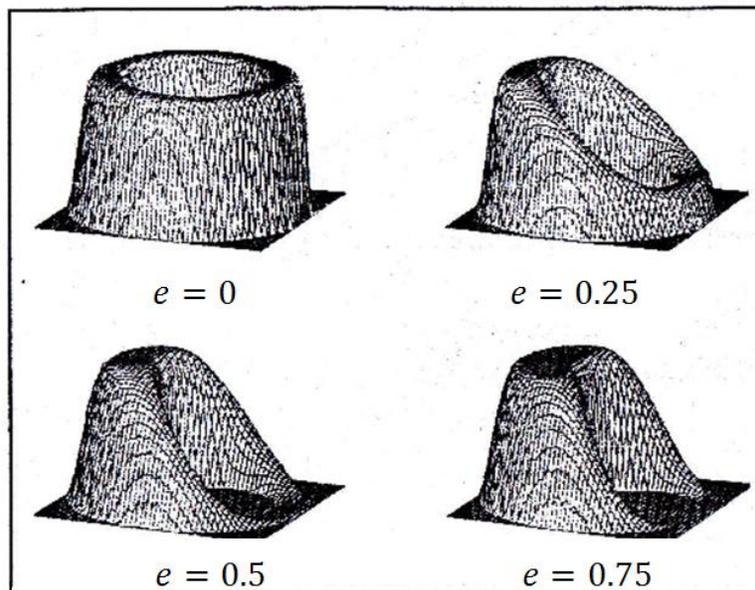


Figura 2-9 Vista en tercera dimensión del efecto de la excentricidad en el perfil de la velocidad (modificado de Azar, 2007).

- **2.1.6 Tipos de flujo sólido-líquido en pozos inclinados y horizontales**

Hay cuatro tipos de flujo, el primero es flujo con camas estacionarias en el cual los recortes se asentaron formando camas de recortes (inmóviles) en gran parte del pozo, provocando que el flujo de lodo pase por la parte superior sin transportar los recortes (figura 2-10a).

El siguiente tipo es el flujo en camas con movimiento superficial de recortes en el cual el flujo de lodo solo puede mover y transportar una pequeña cantidad de recortes sobre las camas, también se puede presentar con algunos recortes en suspensión (figura 2-10b).

El tercer tipo es aceptable para el transporte de recortes y es flujo heterogéneo en el cual todos los recortes son transportados y se encuentran en suspensión, la gran mayoría de los recortes están en la parte baja del espacio anular (figura 2-10c).

El último y mejor tipo para el transporte de recortes es el flujo homogéneo, en este los recortes también son transportados y se encuentran en suspensión en igual proporción en el espacio anular (figura 2-10d).

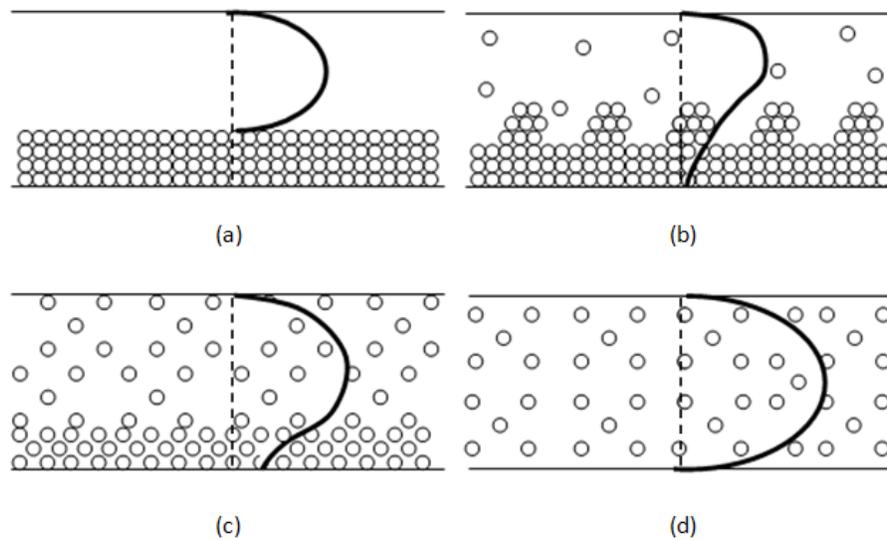


Figura 2-10 Patrones de flujo sólido-líquido en el espacio anular de manera cualitativa (modificado de Azar, 2007).

- **2.1.7 Ritmo de penetración**

El ritmo de penetración (ROP – por sus siglas en ingles) tiene un efecto muy significativo en la limpieza del pozo, ya que si el ritmo se incrementa el volumen de recortes dentro del espacio anular también incrementa por lo que se necesita de un mayor requerimiento hidráulico para mover los recortes.

Una alta acumulación de recortes en el fondo de un pozo vertical ocasiona un mayor desgaste en la barrena por lo que provoca un problema si no se limpia el pozo.

Lo recomendable es tener un ritmo de penetración con el cual no se creen demasiados recortes y así también no exigir un requerimiento hidráulico excesivo.

- **2.1.8 Velocidad de rotación de la sarta**

En pozos verticales, la rotación de la tubería no tiene un gran impacto en el transporte de los recortes, ya que solo transmite un efecto de fuerza centrífuga en los recortes evitando así el reciclaje de los mismos (figura 2-11 izquierda). Sin embargo en los pozos inclinados y horizontales la rotación de la sarta puede causar mucha influencia en la limpieza del pozo, esto se debe a que la tubería se mueva del lugar donde se encuentre una cama de recortes y el flujo del lodo pueda pasar por esta y remover los recortes limpiando el pozo (figura 2-11 centro y derecha).

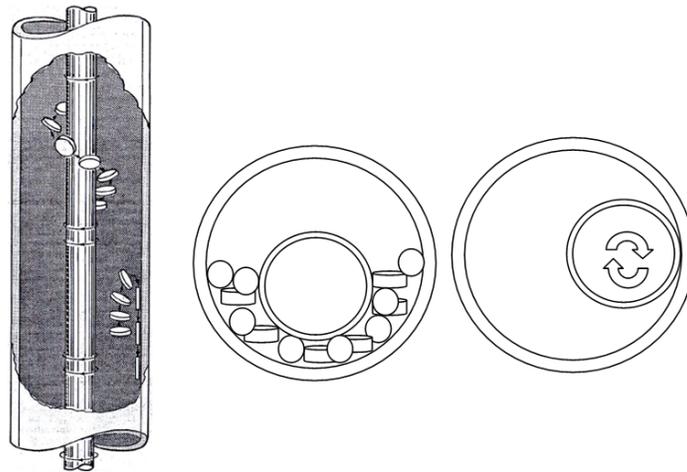


Figura 2-11 Pozo vertical con T.P. rotando en flujo laminar (izquierda). Pozo horizontal con T.P. estática (centro). Pozo horizontal con T.P. rotando (modificado de Darley, 1988).

2.2 Capacidad de transporte de recortes en pozos verticales

Cuando los recortes no son removidos del espacio anular lo primero que se piensa para resolver esto es; incrementar la viscosidad del lodo o aumentar la velocidad del flujo. Esto no es recomendable, en ciertos casos, debido a que quizá esta primera solución no resuelva el problema, teniendo entonces solo pérdida de tiempo, recursos y aun con el problema latente.

Williams y Bruce (1951) están entre los primeros que propusieron la necesidad de establecer una velocidad anular mínima para levantar los recortes por medio de un flujo. También existen correlaciones empíricas para obtener un valor de esta velocidad, pero las correlaciones más aceptadas son las de Moore (1974), Chien (1971) y Walker y Mayer (1975) las cuales están basadas en tres variables la velocidad de asentamiento (v_a), velocidad de transporte (v_t) y la fracción del volumen de recortes (f_s).

Por lo que la primera acción que se debe de tomar es emplear alguna de las siguientes correlaciones para estimar cual es el problema y así poder atacarlo.

2.2.1 Correlación de Moore

Moore (1974) propuso un método para aplicar la ecuación 2.9 de velocidad de asentamiento para fluidos estáticos con condiciones promedio de flujo durante la perforación.

$$v_a = 1.89 \sqrt{\frac{d_r}{f} \left(\frac{\rho_r - \rho_f}{\rho_f} \right)} \quad (2.9)$$

Donde	v_a	Velocidad de asentamiento [pie/seg]
	d_r	Diámetro de los recortes [pg]
	f	Factor de fricción
	ρ_r	Densidad de los recortes [lb/gal]
	ρ_f	Densidad del fluido [lb/gal]

Este método envuelve la ecuación de pérdida de presión por fricción en el espacio anular, el modelo de ley de potencias y el modelo de fluidos Newtonianos resolviendo esto para una viscosidad aparente Newtoniana, la viscosidad aparente Newtoniana es:

$$\mu_a = \frac{K}{144} \left(\frac{d_2 - d_1}{\bar{v}_f} \right)^{1-n} \left(\frac{2 + \frac{1}{n}}{0.0208} \right)^n \quad (2.10)$$

Donde	μ_a	Viscosidad aparente Newtoniana [cp]
	K	Índice de consistencia (resultado equivalente [cp])
	d_2	Diámetro del agujero o diámetro interior de la tubería de Revestimiento [pg]
	d_1	Diámetro exterior de la tubería de perforación [pg]
	\bar{v}_f	Velocidad promedio del fluido en el espacio anular [pie/seg]

n Índice de comportamiento de flujo

Para obtener (K) y (n) se utiliza el modelo de ley de potencias ya que el método esta basado en éste.

$$n = 3.32 \log \frac{\theta_{600}}{\theta_{300}} \quad (2.11)$$

$$K = \frac{510\theta_{300}}{511^n} \quad (2.12)$$

Para un número de Reynolds con partículas mayor a 300 ($N_{Re} > 300$), el flujo alrededor de los recortes es totalmente turbulento y el factor de fricción que da es de 1.5. (ver **anexo B**, los datos mostrados en la figura fueron obtenidos de limestone y recortes de lutitas) para estas condiciones, la ecuación de velocidad de asentamiento (2.9) se reduce a:

$$\bar{v}_a = 1.54 \sqrt{d_r \left(\frac{\rho_r - \rho_f}{\rho_f} \right)} \quad (2.13)$$

Para un número de Reynolds con partículas de 3 o menor ($N_{Re} \leq 3$), el patrón de flujo se considera como laminar y el factor de fricción es casi una línea recta, en la figura del **anexo B**, y se representa con:

$$f = \frac{40}{N_{Re}} \quad (2.14)$$

Para estas condiciones, la ecuación 2.9 se reduce a:

$$\bar{v}_a = 82.87 \frac{d_r^2}{\mu_a} (\rho_r - \rho_f) \quad (2.15)$$

Para un número de Reynolds con partículas intermedio ($3 \leq N_{Re} < 300$), esto corresponde a un patrón de flujo de transición entre el laminar y el turbulento, la sección de la curva de la figura en el **anexo B** se representa con:

$$f = \frac{22}{\sqrt{N_{Re}}} \quad (2.16)$$

Con estas condiciones la ecuación 2.9 queda como:

$$\bar{v}_a = \frac{2.90 d_r (\rho_r - \rho_f)^{0.667}}{\rho_f^{0.333} \mu_a^{0.333}} \quad (2.17)$$

2.2.2 Correlación de Chien

Esta correlación es similar a la anterior ya que también involucra una viscosidad aparente Newtoniana para usarla en determinar el número de Reynolds con partículas. Para fluidos de perforación tipo polímero Chien (1971) recomienda calcular la viscosidad aparente usando:

$$\mu_a = \mu_p + 5 \frac{\tau_y d_r}{\bar{v}_f} \quad (2.18)$$

Donde	μ_a	Viscosidad aparente Newtoniana [cp]
	μ_p	Viscosidad plástica [cp]
	τ_y	Punto de cedencia [lb/100pie ²]
	d_r	Diámetro de recortes [pg]
	\bar{v}_f	Velocidad promedio del fluido en el espacio anular [pie/seg]

Para los fluidos de base agua con bentonita en suspensión, recomienda que el valor de la viscosidad plástica sea usado como el valor de la viscosidad aparente ($\mu_p = \mu_a$). Basado en el modelo plástico de Bingham la viscosidad plástica es:

$$\mu_p = \theta_{600} - \theta_{300} \quad (2.19)$$

Para el número de Reynolds con partículas con valores arriba de 100 recomienda que el valor del factor de fricción sea de 1.72. Este valor es ligeramente mayor que el recomendado por Moore (1974) de 1.5. Por lo que para números de Reynolds bajos la correlación es la siguiente.

$$\bar{v}_a = 0.0075 \left(\frac{\mu_a}{\rho_f d_r} \right) \left[\sqrt{\frac{36800 d_r (\rho_r - \rho_f)}{\left(\frac{\mu_a}{\rho_f d_r} \right)^2} + 1} - 1 \right] \quad (2.20)$$

2.2.3 Correlación de Walker y Mayes

Esta correlación usa un factor de fricción, ecuación (2.21), considerando que la partícula no es esférica, si no en forma de disco o moneda como en la figura 2-3.

$$f = \frac{2gh}{\bar{v}_a^2} \left(\frac{\rho_r - \rho_f}{\rho_f} \right) \quad (2.21)$$

- Donde
- g*** Aceleración gravitacional [pie/s²]
 - h*** Espesor del círculo o grosor de los recortes [pie]

Para números de Reynolds con partículas mayores a 100, el patrón de flujo se considera como turbulento y el factor de fricción se asume como constante con un valor de 1.12. Sustituyendo este valor en la ecuación 2.21 y convirtiendo las unidades en unidades de campo la ecuación queda como:

$$\bar{v}_a = 2.19 \sqrt{h \left(\frac{\rho_r - \rho_f}{\rho_f} \right)} \quad (2.22)$$

Donde h Grosor de los recortes [pg]

Para calcular el numero de Reynolds con partículas, Walker y Mayes (1975) desarrollaron una relación empírica para la velocidad de asentamiento de los recortes con el esfuerzo de corte (τ_s).

El esfuerzo de corte en unidades de campo es:

$$\tau_s = 7.9 \sqrt{h(\rho_r - \rho_f)} \quad (2.23)$$

La velocidad de corte (γ_s) correspondiente al esfuerzo de corte (τ_s) se determina usando primero la ecuación 2.23, ese esfuerzo de corte obtenido se divide entre 1.066 para obtener un valor semejante a los leídos en el viscosímetro rotacional, en una prueba con un fluido, y así tener el valor correspondiente de la velocidad de corte en [rpm], ésta velocidad de corte se multiplica por 1.703 y así se obtiene la velocidad de corte correspondiente al esfuerzo de corte calculado con la ecuación 2.23. También se puede determinar con una grafica de esfuerzo de corte contra velocidad de corte construida con datos del fluido que se este analizando.

La viscosidad aparente utilizada para determinar el número de Reynolds con partículas se obtiene con:

$$\mu_a = 479 \frac{\tau_s}{\gamma_s} \quad (2.24)$$

Si el número de Reynolds con partículas es mayor a 100, la velocidad de asentamiento de las partículas se calcula utilizando la ecuación 2.22. Con un número de Reynolds con partículas menor a 100 se utiliza la ecuación 2.25 que esta en unidades de campo.

$$\bar{v}_a = 0.0203\tau_s \sqrt{\frac{d_r \gamma_s}{\rho_f}} \quad (2.25)$$

La velocidad de asentamiento predicha por la correlación de Walker y Mayes (1975) es independiente de la velocidad anular.

Para aplicaciones en campo, una muestra representativa del diámetro de los recortes (d_r) y del grosor (h) de los mismos puede ser estimado de una muestra de los recortes que salgan del espacio anular. También se puede utilizar la ecuación 2.26 para determinar un diámetro máximo que pueden tener los recortes.

$$d_r = \frac{\tau_g}{10.4(\rho_r - \rho_f)} \quad (2.26)$$

Donde τ_g Esfuerzo gel [lb/100pie²]

2.3 Relación de transporte y fracción del volumen de recortes

La relación de transporte (R_t) se define como el promedio de la velocidad de transporte (\bar{v}_t) dividida por el promedio de la velocidad anular o velocidad del fluido (\bar{v}_f), ecuación 2.2.

Con valores altos de la relaciones de transporte (R_t) se tiene la seguridad de que los recortes son transportados a la superficie, por ejemplo; si la velocidad de asentamiento (\bar{v}_a) es cero, la velocidad promedio de transporte (\bar{v}_t) es igual a la velocidad promedio del fluido (\bar{v}_f) (ver ecuación 2.1), y la relación de transporte es igual a la unidad (ver ecuación 2.2).

Cuando la diferencia entre la velocidad del fluido (\bar{v}_f) y la velocidad de asentamiento (\bar{v}_a) es pequeña, la relación de transporte (R_t) decrece y la concentración de recortes en el espacio anular incrementa, causando un incremento en la densidad del lodo. Esto causa una alta presión de circulación en el fondo del pozo y un bajo ritmo de penetración.

La fracción del volumen de recortes en el lodo se puede determinar de la siguiente manera:

$$q_s = A_b \frac{dD}{dt} \quad (2.27)$$

Donde	q_s	Volumen de recortes generados por la barrena [pie ³ /hrs]
	A_b	Área de corte de la barrena [pie ²]
	$\frac{dD}{dt}$	Ritmo de penetración [pie/hrs]

La velocidad de transporte y la del fluido en un espacio anular se representan como:

$$\bar{v}_t = \frac{q_s}{A_a f_s} \quad (2.28)$$

$$\bar{v}_f = \frac{q_m}{A_a(1 - f_s)} \quad (2.29)$$

Donde	q_s	Volumen de recortes generados por la barrena [pie ³ /hrs]
	A_a	Área del espacio anular [pie ²]
	f_s	Fracción del volumen de recortes
	q_m	Gasto del lodo [pie/hrs]

Entonces sustituyendo las ecuaciones 2.28 y 2.29 en la 2.2 que es la relación de transporte, se tiene:

$$R_t = \frac{\bar{v}_t}{\bar{v}_f} = \frac{\frac{q_s}{A_a f_s}}{\frac{q_m}{A_a(1 - f_s)}} \quad (2.30)$$

Despejando la fracción del volumen de recortes.

$$f_s = \frac{q_s}{q_s + R_t q_m} \quad (2.31)$$

Una vez que se conoce la fracción del volumen de recortes se puede calcular el efecto que causa en la densidad del lodo con la siguiente ecuación:

$$\bar{\rho} = \rho_m(1 - f_s) + \rho_r f_s \quad (2.32)$$

Donde $\bar{\rho}$ Densidad del lodo con recortes [lb/gal]
 ρ_m Densidad del lodo [lb/gal]

Como se puede ver la relación de transporte es una excelente medición para conocer la capacidad de transporte del fluido de perforación.

Ejemplo 2-1

Calcular la relación de transporte con recortes de diámetro y espesor de 0.25 [pg] con gravedad específica de 2.6 [gr/cm³] (21.6 [lb/gal]) en un lodo base agua con arcillas en suspensión con densidad de 9.0 [lb/gal], con velocidad anular de 120 [pie/min] (2.0 [pie/seg]) en un espacio anular con diámetro interior de T.R. de 10 [pg] y diámetro exterior de T.P. de 5 [pg]. Utilizar las correlaciones de Moore (1974), Chien (1971) y Walker y Mayes (1975).

Los siguientes datos se obtuvieron con el viscosímetro rotacional.

Velocidad del rotor [rpm]	Marca leída
3	2
6	3.3
100	13
200	22
300	30
600	50

- Correlación de Moore (1974)

El índice de comportamiento de flujo y el índice de consistencia se obtienen con las ecuaciones 2.11 y 2.12 respectivamente y con los datos correspondientes a la velocidad de 300 y 600 [rpm].

$$n = 3.32 \log\left(\frac{50}{30}\right) = 0.736$$

$$K = \frac{510(30)}{511^{0.736}} = 155.344[\text{equivalente a } cp]$$

La viscosidad aparente Newtoniana en una velocidad anular de 120 [pie/min] utilizando la ecuación 2.10.

$$\mu_a = \frac{155.344}{144} \left(\frac{10 - 5}{2}\right)^{1-0.736} \left(\frac{2 + \frac{1}{0.736}}{0.0208}\right)^{0.736} = 51.154[cp]$$

Asumiendo un valor para el factor de fricción que de un valor intermedio para el número de Reynolds con partículas en la figura del **anexo B**, nos indica que el patrón de flujo es de transición y la velocidad de asentamiento se calcula con la ecuación 2.17.

$$\bar{v}_a = \frac{2.9(0.25)(21.6 - 9.0)^{0.667}}{9.0^{0.333} 51.154^{0.333}} = 0.710 \left[\frac{pie}{seg} \right]$$

El número de Reynolds con partículas se calcula con la ecuación del **anexo B**.

$$N_{Re} = \frac{928(9.0)(0.710)(0.25)}{51.154} = 28.980$$

Como el número de Reynolds con partículas se encuentra entre 3 y 300 el uso de la ecuación 2.17 se justifica. La relación de transporte para una velocidad anular de 2.0 [pie/seg] y una velocidad de asentamiento de 0.710 [pie/seg] se calcula con las ecuaciones 2.1 y 2.2.

$$R_t = \frac{\bar{v}_f - \bar{v}_a}{\bar{v}_f} = \frac{2.0 - 0.710}{2.0} = 0.645$$

$$R_t = 64.5\%$$

- Correlación de Chien (1971)

Como el ejemplo dice que es un lodo base agua con arcillas en suspensión, Chien (1971) recomienda usar la viscosidad plástica como viscosidad aparente. Usando los datos leídos de 300 y 600 [rpm] y la ecuación 2.19, tenemos que:

$$\mu_p = 50 - 30 = 20[cp]$$

Asumiendo un patrón de flujo en transición, la velocidad de asentamiento se calcula utilizando la ecuación 2.20.

$$\bar{v}_a = 0.0075 \left(\frac{20}{(9.0)(0.25)} \right) \left[\sqrt{\frac{(36800)(0.25) \left(\frac{21.6 - 9.0}{9.0} \right) + 1 - 1}{\left(\frac{20}{(9.0)(0.25)} \right)^2}} \right] = 0.787 \left[\frac{pie}{seg} \right]$$

El número de Reynolds con partículas para esta velocidad de asentamiento, utilizando la ecuación del **anexo B**, es:

$$N_{Re} = \frac{928(9.0)(0.787)(0.25)}{20} = 82.162$$

Como el número de Reynolds con partículas se encuentra por debajo de los 100, el uso de la ecuación 2.20 se justifica. La relación de transporte para una velocidad angular de 2.0 [pie/seg] y una velocidad de asentamiento de 0.787 [pie/seg] se calcula con las ecuaciones 2.1 y 2.2.

$$R_t = \frac{\bar{v}_f - \bar{v}_a}{\bar{v}_f} = \frac{2.0 - 0.787}{2.0} = 0.607$$

$$R_t = 60.7\%$$

- Correlación de Walker y Mayes (1975)

El esfuerzo de corte de una partícula en caída en un fluido estático se calcula con la ecuación 2.23.

$$\tau_s = 7.9\sqrt{0.25(21.6 - 9.0)} = 14.021 \left[\frac{lbm}{100pie^2} \right]$$

Un esfuerzo de corte de 14.021 corresponde a una lectura de:

$$\frac{14.021}{1.066} = 13.152$$

Este valor de 13.152 corresponde aproximadamente a una velocidad de rotación de 100 [rpm]. La velocidad de corte en el viscosímetro rotacional es 1.703 veces la velocidad de rotación, por lo que la viscosidad aparente se calcula con la ecuación 2.24.

$$\mu_a = 479 \frac{14.021}{(1.703)(100)} = 39.377 [cp]$$

Asumiendo un patrón de flujo en transición, la velocidad de asentamiento se calcula con la ecuación 2.25.

$$\bar{v}_a = 0.0203(14) \sqrt{\frac{0.25(1.703)(100)}{\sqrt{9.0}}} = 1.071 \left[\frac{\text{pie}}{\text{seg}} \right]$$

El número de Reynolds con partículas para esta velocidad de asentamiento, utilizando la ecuación del **anexo B**, es:

$$N_{Re} = \frac{928(9.0)(1.071)(0.25)}{39.377} = 56.791$$

Como el número de Reynolds con partículas se encuentra por debajo de los 100, el uso de la ecuación 2.25 se justifica. La relación de transporte para una velocidad anular de 2.0 [pie/seg] y una velocidad de asentamiento de 1.071 [pie/seg] se calcula con las ecuaciones 2.1 y 2.2.

$$R_t = \frac{\bar{v}_f - \bar{v}_a}{\bar{v}_f} = \frac{2.0 - 1.071}{2.0} = 0.465$$

$$R_t = 46.5\%$$

	Moore (1974)	Chien (1971)	Walker y Mayes (1975)
R_t en %	64.5	60.7	46.5

Tabla 2-1 Resultados de la relación de transporte de las tres correlaciones.

Los resultados de la tabla 2-1 son diferentes para las tres correlaciones a pesar de que se utilizaron los mismos datos, esto indica que el uso de las correlaciones es solo para tener una estimación de lo que pasa en el pozo.

2.4 Capacidad de transporte de recortes en pozos inclinados y horizontales

Para estos pozos se analiza la sección que esta desviada de la vertical y se utilizan las mismas correlaciones y aplicando el concepto de la figura 2-3.

Ejemplo 2-2

Calcular la relación de transporte en pozos con ángulos de inclinación de 0°, 10°, 30°, 45°, 60°, 80° y 90°. Con una velocidad anular de 2.0 [pie/seg] y suponer que se obtuvo una velocidad de asentamiento es de 1.02 [pie/seg].

Ya que son pozos con ángulo de inclinación se deben de obtener las componentes de la velocidad de asentamiento, que son: velocidad promedio axial de asentamiento (\bar{v}_{aa}) y velocidad promedio radial de asentamiento (\bar{v}_{ra}), utilizando las ecuaciones 2.4 y 2.5.

$$\bar{v}_{aa} = 1.02 \cos 0 = 1.02[\text{pie/seg}]$$

$$\bar{v}_{ra} = 1.02 \sin 0 = 0[\text{pie/seg}]$$

La relación de transporte para una velocidad anular de 2.0 [pie/seg] y con las componentes de la velocidad de asentamiento, se calcula con las ecuaciones 2.1 y 2.2 cambiando la velocidad de asentamiento por una de las dos componentes (axial o radial).

$$R_t = \frac{\bar{v}_f - \bar{v}_{aa}}{\bar{v}_f} = \frac{2.0 - 1.02}{2.0} = 0.49$$

$$R_t = 49\%$$

$$R_t = \frac{\bar{v}_f - \bar{v}_{ra}}{\bar{v}_f} = \frac{2.0 - 0}{2.0} = 1$$

$$R_t = 100\%$$

La componente radial tiene una relación de transporte de 100% ya que en un pozo vertical esta no actúa, solo la componente axial tiene un efecto real en el transporte de recortes. Algo similar sucede en un pozo horizontal, la componente axial no tiene efecto en el transporte de recortes solo la radial (ver figura 2-3).

En la tabla siguiente se muestran los resultados para los diferentes ángulos.

Ángulo de inclinación	0°	10°	30°	45°	60°	80°	90°
\bar{v}_{aa} en [pie/seg]	1.02	1.004	0.883	0.721	0.51	0.177	0
\bar{v}_{ra} en [pie/seg]	0	0.177	0.51	0.721	0.883	1.004	1.02
R_t para \bar{v}_{aa} en %	49	49.8	55.85	63.9	74.5	91	100
R_t para \bar{v}_{ra} en %	100	91	74.5	63.9	55.85	49.8	49

La velocidad de asentamiento axial disminuye y la relación de transporte aumenta conforme el ángulo de inclinación también aumenta debido a que ésta componente cada vez tiene menor efecto en el transporte de recortes. Algo similar sucede con la velocidad de asentamiento radial ya que ésta aumenta y la relación de transporte disminuye conforme el ángulo de inclinación aumenta debido a que ésta componente comienza a tener mayor efecto en el transporte de recortes.

2.5 Recomendaciones para evitar dificultades por limpieza del pozo

2.5.1 Pozos verticales

- Mantener la velocidad del fluido por arriba del valor de la velocidad de asentamiento, esto es hasta cierto límite debido a que se puede provocar erosión en las paredes del pozo.
- Tener flujo turbulento para que la velocidad del fluido sea mas uniforme y así el perfil de flujo sea más plano.
- El flujo turbulento transporta mejor los recortes en forma de disco.
- El flujo laminar es mejor que el turbulento dependiendo del tamaño y forma de los recortes.
- Tener flujo homogéneo.
- Tener un ritmo de penetración considerable para no tener exceso de recortes.
- Rotar la tubería el mayor tiempo posible.
- Una densidad mayor del lodo de perforación ayuda a mantener los recortes en suspensión y en un flujo homogéneo.
- Un valor alto de viscosidad para tener un perfil de flujo más plano.

2.5.2 Pozos inclinados y horizontales

- La velocidad del fluido tiene que ser mayor que para un pozo vertical y mantenerla por arriba del valor de la velocidad de asentamiento, esto es hasta cierto límite debido a que se puede provocar erosión en las paredes del pozo.
- Hay un mejor transporte con flujo turbulento.

- Tener excentricidad negativa.
- Tener flujo homogéneo.
- Tener un ritmo de penetración considerable para no tener exceso de recortes.
- Rotar la tubería el mayor tiempo posible.
- Una densidad mayor del lodo de perforación ayuda a mantener los recortes en suspensión y en un flujo homogéneo.
- Un valor alto de viscosidad para tener un perfil de flujo más plano siempre y cuando la excentricidad tenga un valor de cero o negativo.

Nomenclatura

A_b	Área de corte de la barrena [pie ²]
A_a	Área del espacio anular [pie ²]
d_2	Diámetro del agujero o diámetro interior de la tubería de Revestimiento [pg]
d_1	Diámetro exterior de la tubería de perforación [pg]
d_r	Diámetro de recortes [pg]
e	Excentricidad
E	Relación de excentricidad
f	Factor de fricción
f_s	Fracción del volumen de recortes
g	Aceleración gravitacional [pie/s ²]
h	Grosor de los recortes [pg]
K	Índice de consistencia (resultado equivalente [cp])
n	Índice de comportamiento de flujo
PV	Viscosidad plástica [cp]
q_m	Gasto del lodo [pie ³ /hrs]
q_s	Volumen de recortes generados por la barrena [pie ³ /hrs]
r_h	Radio del agujero o radio interior de la tubería de revestimiento [pg]

r_p	Radio exterior de la tubería de perforación [pg]
R_t	Relación de transporte
v_a	Velocidad de asentamiento [pie/seg]
\bar{v}_{aa}	Velocidad promedio axial de asentamiento [pie/seg]
\bar{v}_a	Velocidad promedio de asentamiento [pie/seg]
\bar{v}_f	Velocidad promedio del fluido [pie/seg]
\bar{v}_{ra}	Velocidad promedio radial de asentamiento [pie/seg]
\bar{v}_t	Velocidad promedio de transporte [pie/seg]
ρ_f	Densidad del fluido [lb/gal]
ρ_m	Densidad del lodo [lb/gal]
$\bar{\rho}$	Densidad del lodo con recortes [lb/gal]
ρ_r	Densidad de los recortes [lb/gal]
τ_s	Esfuerzo de corte [lb/100pie ²]
τ_g	Esfuerzo gel [lb/100pie ²]
δ	Espacio que se encuentra entre la tubería de perforación y el agujero o tubería de revestimiento
τ_y	Punto de cedencia [lb/100pie ²]
$\frac{dD}{dt}$	Ritmo de penetración [pie/hrs]
γ_s	Velocidad de corte [seg ⁻¹]
μ_a	Viscosidad aparente Newtoniana [cp]
μ_p	Viscosidad plástica [cp]

G.3 Generalidades capitulo 3

G.3.1 Comportamiento de las rocas bajo esfuerzos

Existen dos tipos de deformación de las rocas, cuando se les aplica un esfuerzo axial y de confinamiento; el primero es cuando se deforma elásticamente por mucho tiempo alcanzando el limite elástico (el esfuerzo de corte en este punto se llama esfuerzo de cedencia), el segundo tipo es cuando sobrepasa el limite elástico llegando a la deformación plástica, esta ocurre por poco tiempo, alcanzando el limite plástico o máximo esfuerzo la roca se rompe súbitamente. Como ejemplo tenemos dos tipos de rocas, el primero son las arenas (ver figura G3-1 izquierda) que soportan grandes esfuerzos. El segundo tipo de roca es cuando alcanza la deformación plástica rápidamente, su deformación es mucho mayor que la del primer caso y se mantiene por mucho más tiempo así, llegando al límite plástico o máximo esfuerzo la roca eventualmente se rompe. El tipo de roca que tiene este comportamiento es la sal y la lutita que no soportan grandes esfuerzos en especial la sal (ver figura G3-1 derecha).

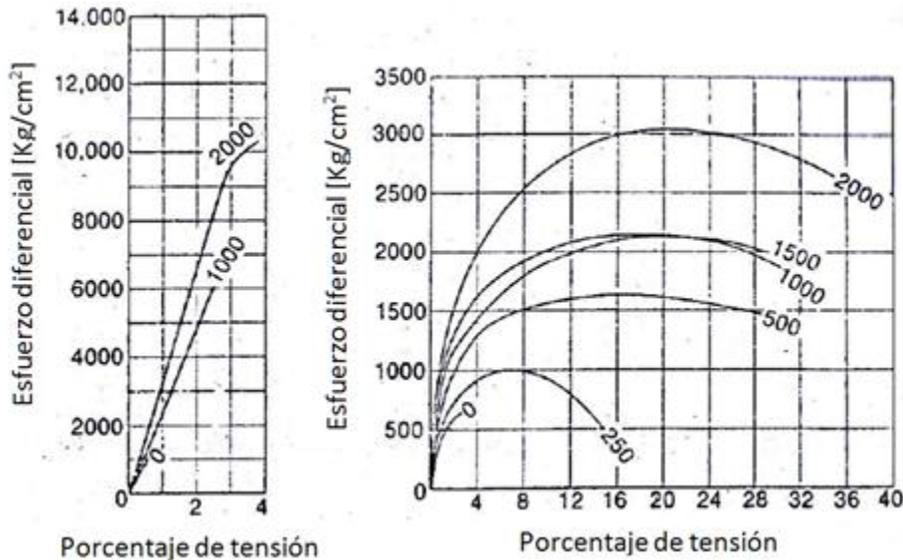


Figura G3-1 Datos de laboratorio de esfuerzo contra tensión para una arena (izquierda) y para una lutita (derecha) (modificado de Darley, 1988).

Cuando la relación entre esfuerzo de corte contra tensión es lineal, indica una deformación elástica. Cuando la relación ya no es lineal indica una deformación plástica. El punto donde ocurre el cambio de lineal a no lineal es el esfuerzo de cedencia.

G.3.2 Esfuerzos subsuperficiales, triaxiales, regionales o de confinamiento

Se conocen tres esfuerzos en las rocas ortogonales entre si y que van de mayor a menor, como se ve en el cubo "a" de la figura G3-2 ($\sigma_v > \sigma_H > \sigma_h$) uno de estos esfuerzos es vertical (axial) y los otros dos son horizontales (esfuerzos de confinamiento), este conjunto de esfuerzos se llaman esfuerzos triaxiales y pueden variar como en el cubo "b" y "c" de la figura G3-2. El esfuerzo mayor puede estar en cualquiera de las tres direcciones ya que esta condición depende de las condiciones geológicas a las que esta sometida la roca.

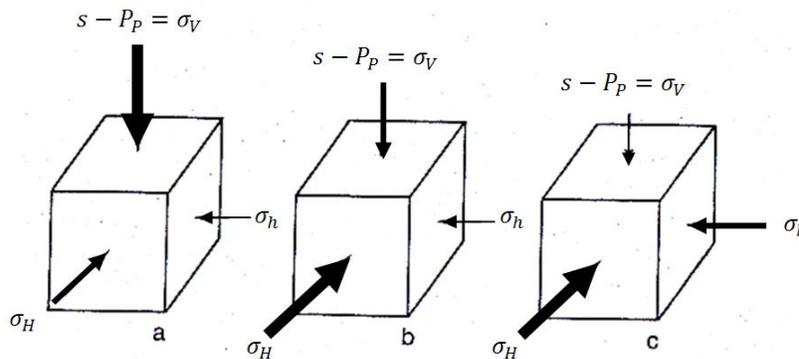


Figura G3-2 Posible configuración de los tres esfuerzos subsuperficiales (modificado de Darley, 1988). Para este trabajo sólo se tomara en cuenta la configuración del cubo "a" de la figura G3-2.

G.3.3 Círculo de Mohr o envolvente de falla de Mohr

Para poder determinar hasta que punto la roca falla se construye el círculo de Mohr, usando datos de una prueba triaxial de la roca obtenida en el punto de interés (la muestra es sometida a fuerzas similares de confinamiento en laboratorio). En la figura G3-3 del lado izquierdo se representan los esfuerzos axial o vertical (σ_v) y el de confinamiento menor o esfuerzo menor horizontal (σ_h) así como el de corte y el posible ángulo en el cual la muestra literalmente se corta, este ángulo de corte depende de las fuerzas vertical y horizontal.

El círculo de Mohr que es la figura G3-3 de la derecha muestra las mismas fuerzas de la primera figura pero en un eje coordenado, donde en el eje de las abscisas están el esfuerzo vertical (σ_v) y el horizontal (σ_h) así como la resta entre los mismos ($\sigma_v - \sigma_h$) obtenidos de la prueba, formando el primer círculo (la prueba se repite con diferentes fuerzas de confinamiento para formar otros círculos y así poder dibujar una línea tangente a estos). En el eje de las ordenadas esta el esfuerzo de corte y la fuerza cohesiva de la roca (c), la cual se obtiene dibujando una línea tangente a todos los círculos hasta que cruce el eje de las ordenadas (atracción entre las moléculas de un mismo material) y las abscisas para formar un ángulo que es el ángulo de fricción interna de la roca (ϕ) además de una medida de la ductilidad. Por arriba de la

línea tangente a todos los círculos, la roca es inestable es decir que se corta y por debajo es estable.

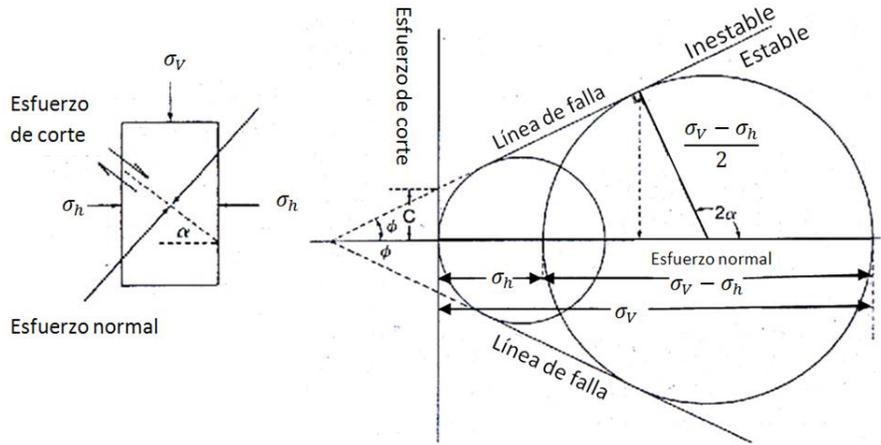


Figura G3-3 Representación de una muestra de laboratorio sometida a esfuerzos de confinamiento en laboratorio (izquierda). Representación de la construcción del círculo de Mohr (derecha) (modificado de Darley, 1988).

El máximo esfuerzo de corte es el radio del círculo o en otras palabras es la mitad de la diferencia entre el esfuerzo máximo (vertical) y mínimo (horizontal) $\left(\frac{\sigma_v - \sigma_h}{2}\right)$, el radio al formar un ángulo de 90° con la línea tangente al círculo da un ángulo denotado como (2α) en la figura G3-3, este ángulo (α) es el ángulo en el cual la roca se corta (ver figura G3-3 izquierda).

A partir de la geometría del círculo de Mohr se puede obtener una expresión (ecuación G3.1) para determinar el esfuerzo horizontal menor cuando ocurre la falla.

$$\sigma_h = \sigma_v \left(\frac{1 - \sin \phi}{1 + \sin \phi} \right) - \frac{2c \cos \phi}{1 + \sin \phi} \quad (G3.1)$$

Para comprender mejor lo anterior, se recomienda leer los siguientes puntos de la sección de generalidades del capítulo 1:

- Presión hidrostática
- Presión normal
- Presión anormal

- Presión de poro
- Presión de fractura
- Presión de sobrecarga
- Gradientes de presión
- Esfuerzo
- Esfuerzo efectivo
- Relación de Poisson (ν)
- Geomecánica

G.3.4 Falla normal e inversa

Al igual que con la relación de Poisson, Hubbert y Willis obtuvieron la misma relación pero demostrando que el valor de (c), en la ecuación G3.1, tiene un valor de cero y el ángulo (θ) es de 30° , obteniendo así la ecuación G3.2.

$$\sigma_h = \frac{1}{3}\sigma_v \quad (G3.2)$$

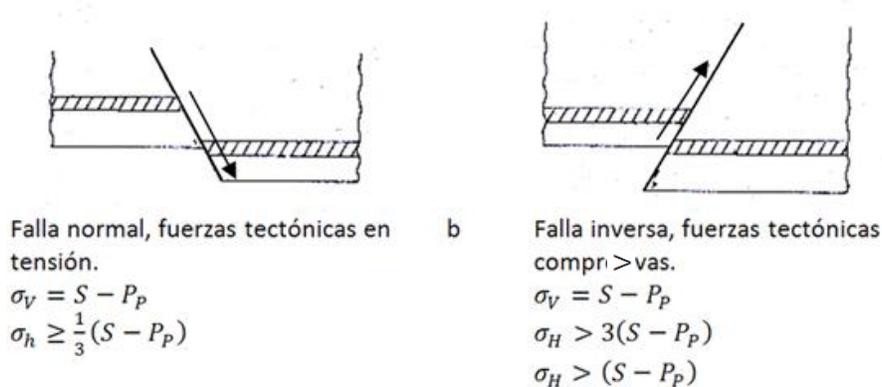


Figura G3-4 Forma en que actúan las fuerzas en una falla normal e inversa (modificado de Darley, 1988).

Con la ecuación (G3.2) se pueden explicar como ocurren las fallas en la corteza terrestre. Hubbert y Willis concluyeron que en la región de la costa del Golfo las fuerzas tectónicas producen en su mayoría fallas normales que son por tensión (ver figura G3-4 "a"), en estos casos el esfuerzo horizontal (σ_h) es mayor o igual a $(\frac{1}{3}\sigma_v)$ o $(\frac{1}{2}\sigma_v)$ del vertical (configuración del cubo "a" de la figura G3-2 en esfuerzos subsuperficiales). Y en regiones donde las fuerzas tectónicas son compresivas ocurren fallas inversas (ver figura G3-4 "b"), en estos casos el esfuerzo horizontal

mayor (σ_H) puede ser mayor a tres veces el vertical ($3\sigma_V$) o mayor al vertical (σ_V) (configuración del cubo "b" y "c" de la figura G3-2 en esfuerzos subsuperficiales).

G.3.5 Esfuerzos alrededor del pozo

Los esfuerzos en el pozo son tres, estos se encuentran en las paredes del mismo y actúan de manera conjunta provocando inestabilidad. El primero es el esfuerzo axial (σ_a) que actúa a lo largo de toda la pared del pozo en dirección vertical. El segundo es el esfuerzo radial (σ_r) que actúa directamente en la circunferencia de las paredes del pozo, como en el caso de los esfuerzos triaxiales también existe uno mayor (σ_{rH}) y otro menor (σ_{rh}). El tercer esfuerzo es el tangencial (σ_θ), o de arco por la traducción de la palabra "hoop", que actúa tangencialmente por la circunferencia del pozo provocado por un esfuerzo radial, es decir que en donde se ejerce el esfuerzo radial mayor (σ_{rH}) se producen dos componentes de esfuerzo tangencial mayor ($\sigma_{\theta H}$) en la zona donde actúa el esfuerzo radial menor (σ_{rh}) y viceversa donde se ejerce el esfuerzo radial menor (σ_{rh}) se producen dos componentes de esfuerzo tangencial menor ($\sigma_{\theta h}$) en la zona donde actúa el esfuerzo radial mayor (σ_{rH}), por esto la figura G3-5 no es un círculo puesto que existe diferencia entre los esfuerzos radiales lo que provoca una deformación del pozo.

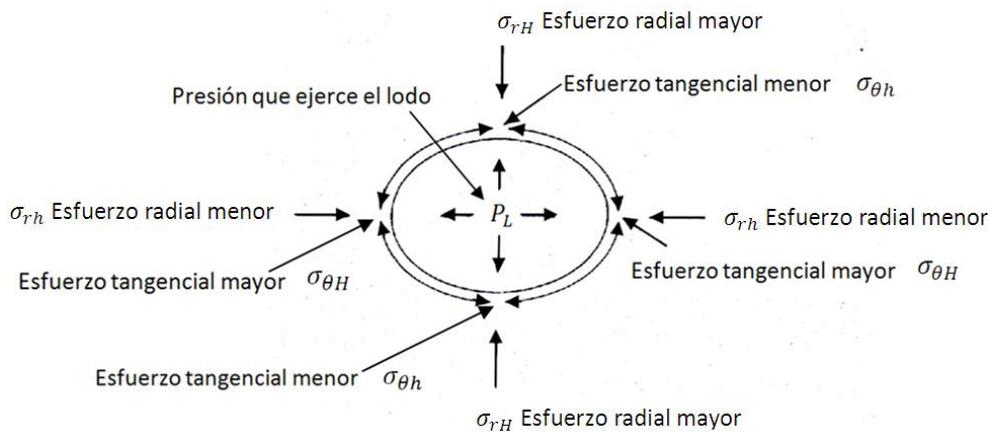


Figura G3-5 Deformación de un pozo por causa de los esfuerzos radiales y tangenciales (modificado de Darley, 1988).

G.3.6 Isotropía y anisotropía de esfuerzos horizontales en el pozo

Existen varios modelos que muestran como puede fallar la roca bajo diferentes condiciones de esfuerzos, observe que del lado izquierdo de la figura G3-6 los esfuerzos de confinamiento u horizontales son iguales ($\sigma_H = \sigma_h$) y del lado derecho son diferentes ($\sigma_H \neq \sigma_h$) y los valores de estos van aumentando conforme se cambia de escenario (A, B, C y D) en la figura

G3-6. De igual manera para la presión que ejerce el lodo de perforación pero este tiene valores de menor a mayor.

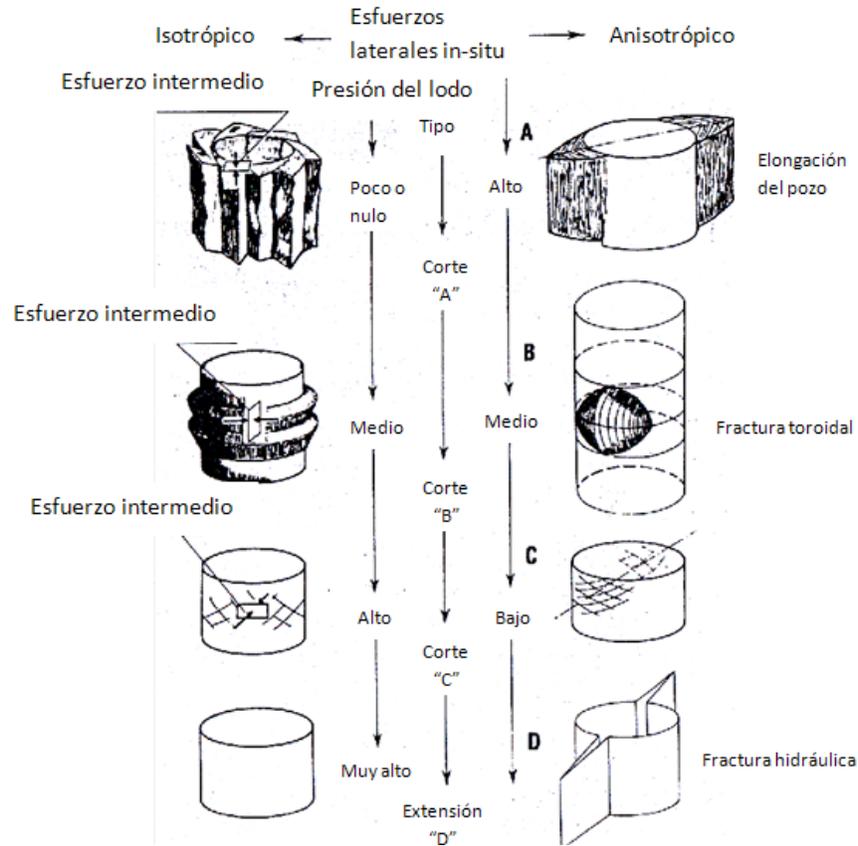


Figura G3-6 Formas en que el pozo puede fracturarse (modificado de Darley, 1988).

La figura G3-6 "A" de la izquierda muestra una falla causada por un excesivo esfuerzo tangencial en la circunferencia del pozo y baja presión interna ejercida por el lodo. La figura G3-6 "A" de la derecha muestra una falla causada por un esfuerzo tangencial excesivo solo en una dirección de la circunferencia del pozo, debido a una diferencia de esfuerzos horizontales mayor y menor y baja presión interna.

La figura G3-6 "B" de la izquierda muestra una falla por aumento en la presión del lodo y disminución en los esfuerzos horizontales. La figura G3-6 "B" de la derecha muestra una falla por aumento en la presión del lodo y disminución en los esfuerzos horizontales siendo uno menor que el otro.

La figura G3-6 "C" izquierda muestra una falla por condiciones similares a la figura "B" pero en ésta se producen pequeñas fracturas en toda la circunferencia del pozo. En la figura G3-6 "C" derecha solo se producen pequeñas fracturas en la dirección del menor esfuerzo horizontal.

En la figura G3-6 “D” izquierda al aumentar tanto la presión interna en las paredes del pozo este se expande. En la figura G3-6 “D” derecha se produce una fractura por alta presión hidráulica, que es la que ejerce el lodo, en la dirección del menor esfuerzo horizontal.

G.3.7 Presión capilar

Cuando se perfora, el fluido de perforación entra en contacto con los fluidos contenidos en los poros de la formación, creando una interface en la garganta de poro. Lo anterior resulta en el desarrollo de la presión capilar la cual es dos veces la tensión interfacial multiplicado por el coseno del ángulo de contacto entre los dos fluidos, dividido por el radio de la garganta de poro, ecuación G3.3.

$$P_{cap} = \frac{2\lambda \cos \theta}{r} \quad (G3.3)$$

G.3.8 Perforación bajo balance

Es cuando la presión que ejerce el fluido de perforación en el fondo del pozo es menor a la presión de poro. La densidad del lodo se encuentra fuera de la ventana operacional.

$$P_l < P_p$$

G.3.9 Perforación sobre balance

Es cuando la presión que ejerce el fluido de perforación en el fondo del pozo es mayor a la presión de poro. La densidad del lodo se encuentra dentro de la ventana operacional.

$$P_l > P_p$$

G.3.10 Adsorción

Atraer y retener en la superficie de un cuerpo, generalmente solido con estructura porosa, moléculas o iones de otro cuerpo.

3 Inestabilidad del Pozo

Este problema es de los más comunes dentro del pozo, ya que la inestabilidad comienza cuando se perfora dando como resultado cambios en los esfuerzos geomecánicos de la roca.

Al existir variedad de estratos existen variedades de dificultades, como:

- Rocas quebradizas o deleznales, provocan que el pozo colapse immobilizando la tubería, esto también puede ser provocado por erosión de las paredes del pozo por el flujo de lodo o por que la tubería al girar golpea las paredes del pozo (ver figura 3-1 izquierda).
- Rocas que se fracturan y caen en pedazos en el pozo por la presión del lodo que excede la presión de fractura o por erosión de las paredes, también se puede provocar por pérdida de circulación del lodo (ver figura 3-1 centro).
- Rocas dúctiles que ocasionan reducción en el diámetro del agujero y atrapan la tubería, esto por lo general ocurre en secciones de lutita o sal (ver figura 3-1 derecha).

Estos tres escenarios se deben a los esfuerzos mecánicos que actúan en la pared del pozo por una alteración de fuerzas y/o esfuerzos físico-químicos por la interacción entre el lodo de perforación y los fluidos contenidos en los estratos de lutitas.

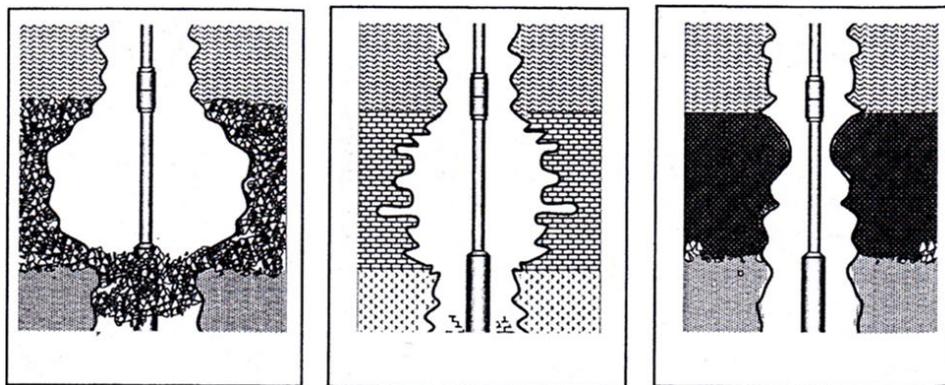


Figura 3-1 Dificultades por colapso, erosión o formaciones no consolidadas (izquierda), por fracturas (centro) y por hinchamiento (derecha) (modificado de Azar, 2007).

Las dificultades mencionadas se tratan de minimizar con el lodo de perforación o poniendo tuberías de revestimiento (la cantidad de T.R. que se pueden utilizar en un pozo es limitada, por lo que no se puede depender tanto de esta solución), en el caso de no poder

solucionar esto se pierde tiempo y se incrementan los costos además de que se puede llegar al punto en el cual solo se puede solucionar realizando un sidetrack (el curso del pozo cambia de dirección con respecto a la dirección del diseño, **ver anexo C**).

3.1 Factores que afectan la estabilidad del pozo

El mantener un pozo estable es tratar de tener en equilibrio los esfuerzos que actúan en la pared del pozo con la presión que ejerce el fluido de perforación sobre la misma pared, sin que éste interactúe con los fluidos propios de los estratos.

- **3.1.1 Presión hidráulica sobre las paredes del pozo**

Al ir perforando el pozo los esfuerzos originales son sustituidos por los que ejerce el lodo sobre la pared del pozo, uno de estos esfuerzos es el radial (σ_r) el cual tiene que ser igual a la presión de la columna del lodo menos la presión de poro para poder realizar una perforación sobre balance, este esfuerzo es causado por esfuerzos de confinamiento que son el horizontal mayor (σ_H) y el horizontal menor (σ_h). Cuando los esfuerzos van de las paredes al pozo se esta realizando una perforación bajo balance, cuando la presión de la columna de lodo es mayor que el esfuerzo de las paredes entonces va del pozo a las paredes y es una perforación sobre balance. Otro esfuerzo es el esfuerzo de corte tangencial (σ_θ) este se transfiere horizontalmente en la circunferencia del pozo causado por el esfuerzo radial (σ_r). Por ultimo esta el esfuerzo axial (σ_a) que actúa de manera vertical sobre la pared del pozo, causado por el esfuerzo de sobrecarga (S). Lo anterior es en un pozo vertical.

Los tres esfuerzos anteriores actúan en la pared del pozo de manera tal que pueden romper la roca si exceden el límite elástico y el plástico hasta alcanzar el máximo esfuerzo de la roca. Es decir cuando se esta en una deformación elástica la roca tiene la posibilidad de regresar a su forma original, pasando el limite elástico se llega a una deformación plástica donde la roca ya no puede regresar a su forma original y si se rebasa el limite plástico la roca se rompe ya que se alcanza el máximo esfuerzo. Por lo que el lodo de perforación siempre debe de ejercer una presión en la pared del pozo que sea menor al límite plástico de la roca para no causar fracturas ni perdida de lodo pero mayor a la presión de poro para que no se manifieste o colapse la formación.

En la vecindad del pozo se puede llegar a exceder el limite elástico teniendo como consecuencia una zona plástica y posterior a ésta zona una zona elástica, debido a que la presión que ejerce el lodo va afectando en menor medida a la roca conforme esta se encuentre mas alejada de las paredes del pozo (ver figura 3-2 arriba). Como se observa en la figura el pozo se encuentra estable debido a que esta tanto en una zona plástica, primero, y en una zona elástica, después, en ningún momento se sobrepaso el límite plástico. La estabilidad del pozo depende de las condiciones de ductilidad de la roca (\emptyset), fuerza cohesiva (c) y la distribución de esfuerzos

radial (σ_r), tangencial (σ_θ) y axial (σ_a) así como el de sobrecarga (S), horizontal mayor (σ_H) y horizontal menor (σ_h) en ambas zonas; elástica y plástica.

Todos los esfuerzos cambian y aumentan conforme cambia la profundidad por lo que se debe de ir modificando la densidad del lodo para mantener el pozo estable (ver ventana operacional capítulo 1).

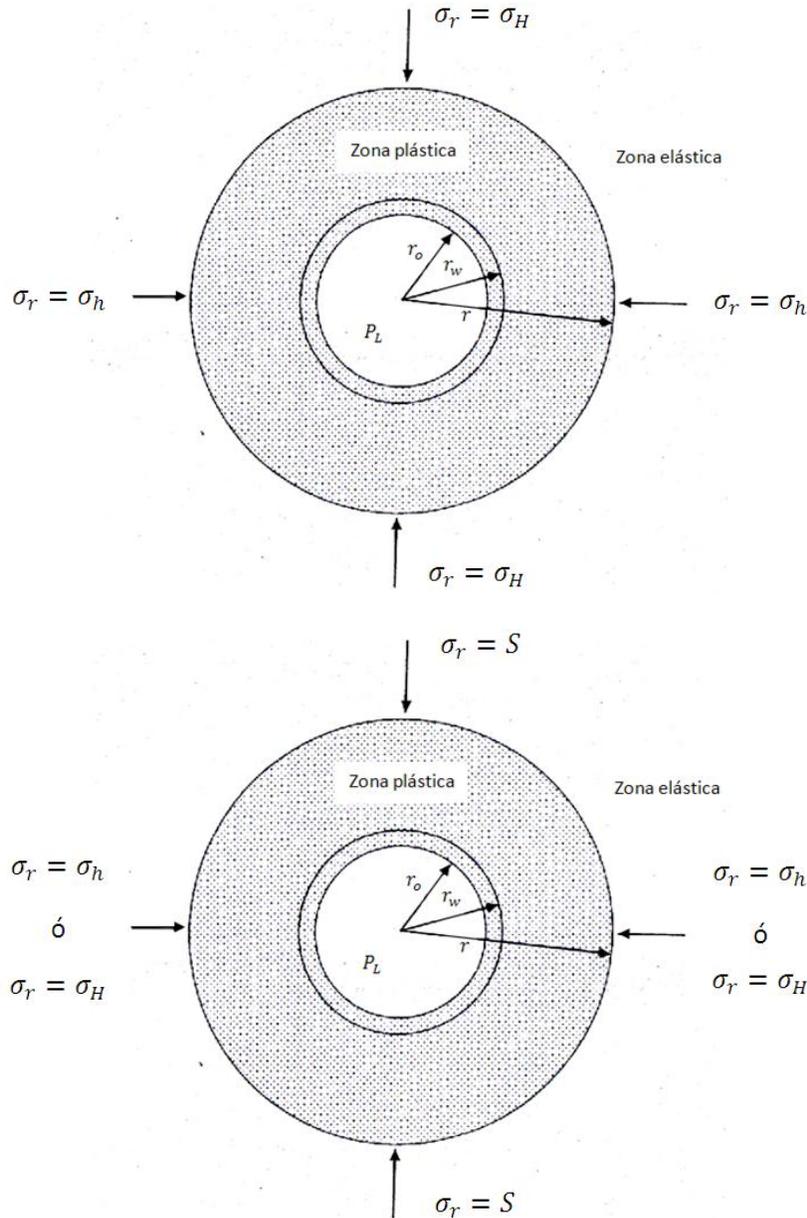


Figura 3-2 Deformación plástica en la vecindad de un pozo vertical (arriba) y deformación plástica en la vecindad de un pozo horizontal (abajo). Radio original del pozo (r_w). Radio del pozo después de la deformación (r_o). Radio de la zona plástica (r). Presión de lodo (P_L). Esfuerzo radial (σ_r) (modificado de Darley, 1988).

Cuando un pozo tiene cierta inclinación o se encuentra en una posición horizontal los esfuerzos alrededor del pozo cambian. En el caso de un pozo horizontal el esfuerzo radial (σ_r) actúa aun sobre las paredes del pozo pero ahora es provocado por el esfuerzo de sobrecarga (S) y uno de los dos esfuerzos horizontales (σ_H) o (σ_h). El esfuerzo tangencial (σ_θ) actúa ahora en un plano vertical en la circunferencia del pozo causado por el esfuerzo radial. Y el esfuerzo axial (σ_a) que actúa de manera horizontal sobre la pared del pozo, causado por uno de los dos esfuerzos horizontales (σ_H) o (σ_h) (ver figura 3-2 abajo).

Los esfuerzos alrededor del pozo cuando éste tiene un ángulo de inclinación se descomponen en dos componentes aplicando senos y cosenos como en el caso de la velocidad de asentamiento en la figura 2-3.

- **3.1.2 Deformación plástica en formaciones salinas y lutitas no consolidadas**

Al exceder el esfuerzo de cedencia, en cuerpos de sal, se comienza a deformar causando una reducción en el diámetro del pozo sin quebrarse debido a la alta ductilidad de la sal. Este es un fenómeno conocido como arrastre. El ritmo de deformación es lento por lo que el pozo se puede mantener con el mismo diámetro con un escariador sin afectar los esfuerzos alrededor del pozo puesto que el diámetro de la zona plástica es mucho mayor (ver figura 3-2).

Los cuerpos salinos se pueden perforar con:

- ✓ 3.1.2.1 Lodos saturados de sal (salmueras). En este caso los sistemas de control son; la presión que ejerce el lodo sobre las paredes, la poca o nula interacción entre el lodo y la formación y el desgaste de las formaciones salinas con un escariador.
- ✓ 3.1.2.2 Lodos bajo saturados de sal. El sistema de control además de la presión que ejerce el lodo sobre las paredes del pozo es la poca disolución de los cuerpos salinos. Aunque si se excede la disolución se pueden presentar dificultades por aumentar el diámetro del pozo.
- ✓ 3.1.2.3 Lodos base aceite. Es el mismo caso que para las salmueras ya que el lodo no reacciona con la formación. En ambos casos el arrastre esta presente, es decir que el diámetro del pozo se reduce por hinchamiento del mismo.

Para los tres casos anteriores existe una grafica (figura 3-5), que muestra el peso del lodo requerido para poder controlar el arrastre o flujo plástico de la formación.

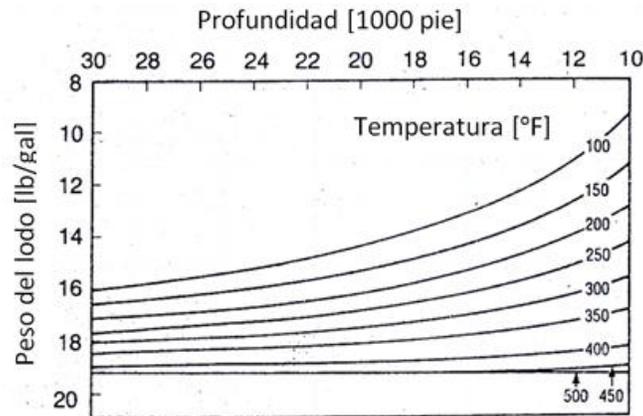


Figura 3-5 Densidad del lodo necesaria para controlar el flujo plástico de las formaciones de sal. El peso del lodo es una densidad teórica que permite controlar un ritmo de arrastre no mayor a 0.1% por hora a la temperatura específica de la profundidad de interés (modificado de Darley, 1988).

En las lutitas no consolidadas también se presentan dificultades similares a las formaciones de sal, ya que al entrar en contacto con el lodo de perforación se hinchan (ver figura 3-1 derecha). Si al hincharse se sobrepasa la fuerza cohesiva de las lutitas no consolidadas estas fallaran en pequeños pedazos (figura 3-6), provocando un problema similar al del capítulo dos “limpieza del pozo” donde existe exceso de sólidos en el espacio anular, solo que en el caso de las lutitas se presenta de forma casi inmediata (ver figura 3-1 izquierda).

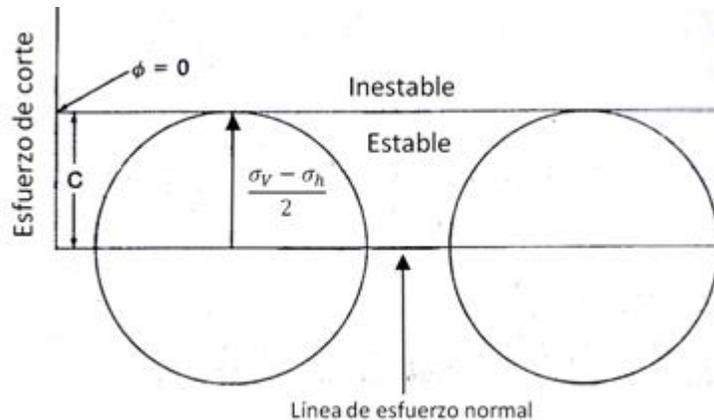


Figura 3-6 Círculo de Mohr para lutitas no consolidadas. Al tener un ángulo de fricción interna de cero ($\phi = 0$) el material es muy dúctil. La falla ocurre cuando la fuerza cohesiva es igual al máximo esfuerzo de corte ($c = \frac{\sigma_v - \sigma_h}{2}$) (modificado de Darley, 1988).

- **3.1.3 Ampliación del pozo**

En este caso las paredes del pozo comienzan a debilitarse a causa del filtrado de lodo, al debilitarse se comienzan a romper en pedazos formando cavernas, dejando así nuevas porciones de pared expuestas a este mismo problema. Esto ocasiona que la ampliación del pozo aumente de forma gradual (ver figura 3-7), para evitar esto se utilizan estabilizadores de lutita en el lodo.

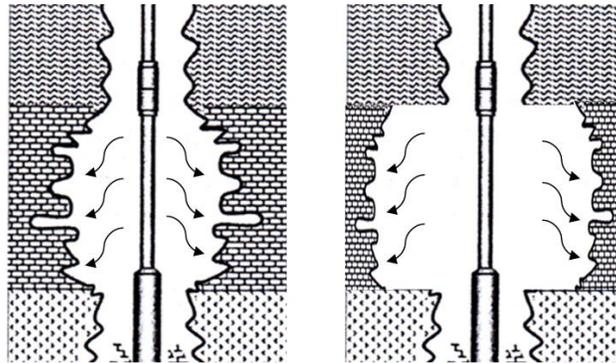


Figura 3-7 Ampliación en el diámetro del pozo a causa de filtrado del lodo (modificado de Azar, 2007).

- **3.1.4 Formaciones con fuerzas no cohesivas**

Un ejemplo para este tipo de formaciones son las arenas no consolidadas (ver figura 3-8), estas también se rompen en pequeños pedazos provocando dificultades en el pozo por exceso de recortes, este problema se puede evitar cuando se perfora con un lodo que pueda crear un buen enjarre en las paredes del pozo ya que proporciona fuerza cohesiva a las mismas. El enjarre se forma cuando el lodo tiene un alto contenido de sólidos que se acumulan en las paredes del pozo por filtración en las formaciones.

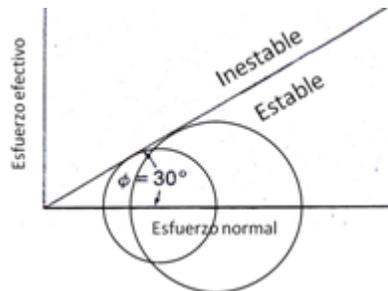


Figura 3-8 Círculo de Mohr para arenas no consolidadas (figura esquemática). La fuerza cohesiva es de cero ($c = 0$). La falla en la roca ocurre cuando el esfuerzo horizontal menor es un tercio del esfuerzo vertical ($\sigma_h = \frac{1}{3}\sigma_v$) (modificado de Darley, 1988).

Cuando se perforan zonas con fallas, se presentan dificultades debido a que entre estas fallas se encuentra material suelto o poco consolidado (deleznable) y al atravesarlas perforando se tiene mucho material que se mezcla con el lodo y a la larga el diámetro del pozo se puede ampliar. Esto también se puede evitar con un lodo que tenga buenas propiedades de filtrado para crear un enjarre (el enjarre debe de tener permeabilidad baja), este ayuda a que se pueda ejercer presión con el lodo hacia las paredes del pozo sin que exista exceso de filtración, pérdida de circulación o que las formaciones aporten fluidos o fragmentos de roca al pozo.

Es importante en estos casos donde existe exceso de material de las paredes del pozo en el lodo tener un buen control en la limpieza del pozo así como un buen diseño de lodo.

- **3.1.5 Interacción entre los fluidos de perforación y las formaciones arcillosas**

Parte del agua contenida en el lodo de perforación es absorbida y adsorbida por las arcillas en dos mecanismos, provocando una presión por hinchamiento, estos son:

- ✓ 3.1.5.1 Hinchamiento cristalino o hidratación superficial, es la adsorción de capas mono moleculares de agua sobre la superficie plana de las capas de arcillas cristalinas. Este tipo de fenómeno se presenta en todas las arcillas y la presión que experimentan a causa del hinchamiento es muy grande, pero el incremento en el volumen de la roca es comparativamente pequeño.

La forma en que sucede es que la carga positiva en las moléculas de agua es atraída por la carga negativa de la lutita provocando que el agua se adhiera fuertemente a la superficie de la lutita (ver figura 3-9). Algunas otras capas de agua también son adsorbidas por la lutita pero con menor fuerza de atracción (ver figura 3-10).

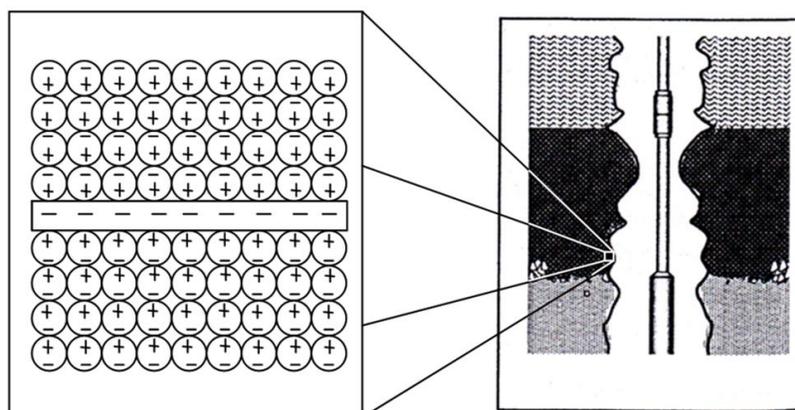


Figura 3-9 Hinchamiento cristalino en una capa de lutita (modificado de Azar, 2007).

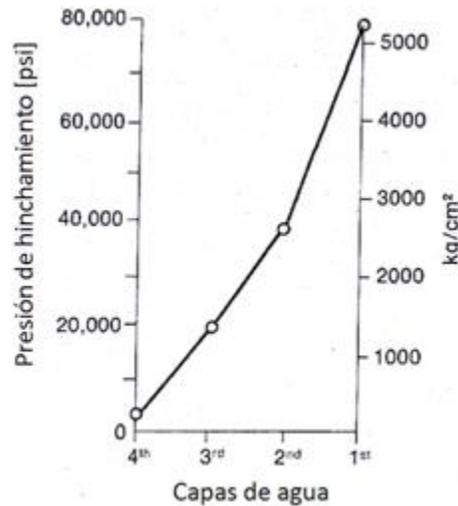


Figura 3-10 Presión de hinchamiento en las cuatro capas de agua adsorbidas por la montmorillonita (modificado de Darley, 1988).

- ✓ 3.1.5.2 Hinchamiento osmótico, este se debe a la alta concentración de iones mantenidos por las fuerzas electroestáticas en la superficie de las arcillas. Este fenómeno ocurre solo entre las capas de cierto tipo de arcillas como el grupo de las esmectitas (montmorillonita sódica) causando poca presión por el hinchamiento, pero un gran incremento en el volumen de la roca.

Este hinchamiento ocurre cuando las cargas negativas del agua son atraídas por las positivas de la esmectita, en este caso la cantidad de agua absorbida es mucho mayor lo que provoca dispersión de partículas de tamaño coloidal dando lugar a una gran cantidad de partículas de agua adsorbidas a cada uno de los fragmentos de la esmectita. Esto provoca que el incremento en el volumen de esta roca sea mayor que para el caso del hinchamiento cristalino (ver figura 3-11).

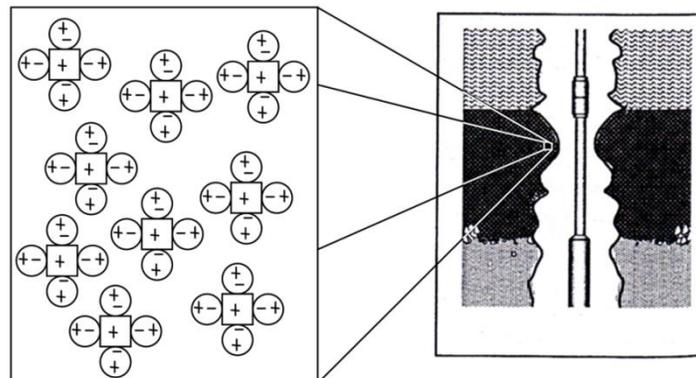


Figura 3-11 Hinchamiento osmótico de esmectita en partículas coloidales (modificado de Azar, 2007).

Ambos hinchamientos provocan una disminución en el diámetro del pozo, pudiendo quedar atrapada la tubería de perforación.

Con el hinchamiento osmótico la roca puede sobrepasar su límite plástico provocando exceso de material rocoso en el lodo, causando con ello dificultades en la limpieza del pozo.

- **3.1.6 Hidratación del pozo**

En el proceso de sedimentación las formaciones arcillosas son aplastadas por las formaciones sobre yacentes y el agua que se encuentra contenida en las arcillas minerales es expulsada por el esfuerzo de sobrecarga. El que exista mucha o poca de esta agua expulsada depende de la profundidad a la que se encuentren los sedimentos arcillosos, del tipo y cantidad de arcillas minerales que se encuentran en los estratos, los cambios catiónicos que experimentan estas arcillas y la era geológica en la que se encuentran. Cuando las lutitas son perforadas los esfuerzos horizontales de la tierra sobre las paredes del pozo son remplazados por los fluidos de perforación, por lo que las lutitas entran en contacto con estos fluidos. El agua contenida en el lodo y el agua expulsada de las arcillas así como la remanente en las lutitas interactúan formando un fenómeno osmótico (ver ritmo de sedimentación y fenómeno osmótico en generalidades del capítulo 1).

Cuando ocurre este fenómeno osmótico el agua puede entrar o salir de las formaciones, dependiendo del contenido salino del agua de formación y del agua en el lodo. Si el agua del lodo entra a una formación que anteriormente ya había expulsado agua, dicha formación se hidratará de nuevo provocando una presión por hinchamiento.

La formación que adsorbe y expulsa agua una y otra vez terminan en dificultades por inestabilidad en el pozo, debido a que esta formación se fatiga y fractura.

También las fracturas juegan un papel muy importante en este tipo de dificultades ya que el lodo entra por estas propiciando que el agua contenida en el fluido de perforación interactúe aun más con las formaciones, por lo que es recomendable poner aditivos para control de filtrado en el lodo, así se tapan las fracturas y se formara un enjarre que disminuirá éste problema. Con esto también se puede realizar perforación sobre balance, es decir que la presión que ejerce el lodo es mayor a la presión de formación.

- **3.1.7 Lutitas quebradizas**

Cuando estas lutitas entran en contacto con el agua experimentan la presión por hinchamiento lo que incrementa el esfuerzo tangencial en las paredes del pozo y cuando este excede el límite de la deformación plástica la roca falla en pedazos.

Cuando las lutitas tienen fracturas o micro fracturas, entre estas existe material que se deposita creando una especie de sello. Pero al entrar en contacto con el agua, ésta se introduce

fácilmente en el material que se encuentra entre las fracturas provocando la presión por hinchamiento y la falla de la lutita en pedazos.

Para esta dificultad de inestabilidad en el pozo como para las anteriores se debe de tomar en cuenta que estos efectos ocurren varios días después de que se perforaron las lutitas.

3.2 Control de la hidratación del pozo

Como se ha podido constatar anteriormente la hidratación de las paredes del pozo es la causa de la mayoría de las dificultades por inestabilidad del pozo, la solución mas recomendable para este tipo de situaciones es la perforación con lodos base aceite con fase interna de salmuera, esto se debe a que un lodo con la fase continua de aceite crea una alta presión capilar provocando que el fluido no entre a la formación, pudiendo realizar una perforación sobre balance. Al tener la fase interna con salmuera que tenga la misma salinidad que la salinidad de la formación no existirá intercambio catiónico entre los fluidos. Lo anterior se demostró por Mondshine y Kercheville, su hipótesis fue; que la hidratación de las formaciones se puede prevenir, si la salinidad de la fase acuosa es igual a la salinidad del agua en los poros de las lutitas. Posteriormente Mondshine modifico el método que obtuvo para poder determinar la presión de hinchamiento, dicha presión la obtuvo de una aproximación del esfuerzo efectivo (esfuerzo generado por el contacto grano a grano) en la lutita a la profundidad de interés. Por otro lado, Chenvert puntualizo al igual que Mondshine y Kercheville que el factor esencial en las lutitas es la actividad del agua contenida en estas formaciones, ya que esto determina el potencial de la presión de hinchamiento.

Para determinar el potencial de la presión de hinchamiento de las lutitas en laboratorio se utiliza la ecuación de la presión de vapor para arcillas (3.1), la ecuación es la siguiente:

$$P_h = -\frac{RT}{V} \ln \frac{P}{P_o} \quad (3.1)$$

Donde:	P_h	Presión de hinchamiento [atm]
	R	Constante de los gases [lt-atm/mole-°K]
	T	Temperatura absoluta [°K]
	V	Fracción molar del volumen de agua [lt/mol]
	$\frac{P}{P_o}$	Presión de vapor relativa en equilibrio con la lutita

La presión de vapor relativa es aproximadamente igual a la actividad del agua en la lutita, ver ecuación 3.2. La actividad del agua se refiere a que tanta agua es adsorbida por la lutita.

$$a_a = \frac{P}{P_o} \quad (3.2)$$

Donde: a_a Actividad del agua
 P Presión de vapor del agua en el sistema [psi]
 P_o Presión de vapor del agua pura [psi]

Por lo anterior el hinchamiento se puede prevenir si la actividad del agua en la fase interna del lodo de perforación es igual a la actividad del agua in situ de la lutita. Para saber como es el tipo de agua de las formaciones se utilizan registros geofísicos.

La actividad del agua en la fase interna del lodo es ajustada adicionando sodio o cloruro de calcio, y así obtener un equilibrio con el agua de formación.

3.3 Selección del tipo de lodo para mantener la estabilidad en el pozo

El diseño del fluido de perforación es de suma importancia para este tipo de dificultades ya que ningún pozo es igual a otro a pesar de que se encuentren en la misma zona, sin embargo se puede obtener una idea de lo que puede pasar. Algunas investigaciones dan como resultado la selección del tipo de lodo con el que se perforaría el pozo dependiendo del tipo de composición de las arcillas minerales encontradas en las lutitas, esto es un tanto problemático debido a la variedad existente de arcillas contenidas en las lutitas. Además de que los problemas por inestabilidad en el pozo también dependen de: el grado de compactación, las fuerzas tectónicas, gradiente de temperatura, contenido de agua de las lutitas, gradiente de la presión de poro, gradiente de la presión de fractura entre otros factores que se pueden obtener de los registros geofísicos de pozos vecinos.

Para poder hacer un buen diseño del lodo y minimizar así las dificultades por inestabilidad del pozo, se tiene que tener datos de pozos vecinos como; la columna geológica, el historial de esfuerzos y el patrón de fallas en la región además de las pruebas con núcleos o en su defecto de las pruebas echas en los recortes de perforación.

Se pueden realizar las siguientes pruebas de laboratorio para poder diseñar un buen lodo de perforación:

- 3.3.1 Capacidad de intercambio catiónico. Esta prueba permite saber que tanto contenido de montmorillonita se encuentra en la lutita. La prueba da un estimado de la capacidad de intercambio catiónico de los sólidos en el lodo. Una solución estandarizada para esta prueba consiste en el uso de un tinte (azul de metileno), este es añadido a 1 [ml] de lodo que tiene que ser tratado con peróxido de hidrogeno y acido sulfúrico para después ser llevado a su punto de ebullición para descomponer el contenido orgánico así como los polímeros, ya que estos poseen una alta capacidad de intercambio catiónico y pueden alterar el resultado. El azul de metileno se continua agregando en pequeñas dosis hasta que los sólidos contenidos en el lodo ya no pueden adsorber el tinte, posteriormente una gota de la solución formada es filtrada en un fuerte papel (papel filtro estándar API: Whatman no. 50 o equivalente). El tinte en exceso forma un círculo alrededor del punto azul que es de un color turquesa, muy distinto al azul original. El resultado de esta prueba se reporta en [lb/bl] libras de bentonita por cada barril de lodo.

$$C_{am} = 5 \left(\frac{t}{l} \right) \quad (3.3)$$

Donde:

C_{am}	Capacidad de intercambio catiónico del azul de metileno [lb/bl]
t	Tinte agregado [cc]
l	Lodo agregado [cc]

- 3.3.2 Balance de salinidad. Esta prueba es para determinar la salinidad que debe de tener el lodo para que se encuentre en equilibrio con la salinidad de los fluidos de formación en las lutitas, en otras palabras que la actividad del agua en ambos fluidos sea la misma. La prueba consiste en saturar pedazos de lutita previamente seca en forma de moneda, con varias soluciones salinas dando como resultado rangos de presión de vapor del agua en el sistema para poder obtener la actividad del agua (ver tabla 3-1). Pasado un día se alcanza el 90% del equilibrio por lo que la muestra es removida y pesada para calcular el contenido de agua, por ultimo se pone nuevamente en contacto con otra solución salinas y repetir la prueba. Para saber la actividad del agua requerida se utiliza la figura 3-12, entrando con un valor de peso del agua en %, con el valor de la actividad del agua se obtiene el contenido de salinidad en libras que se necesita por cada barril de un lodo base aceite para que se logre el balance con las lutitas. El contenido de salinidad se obtiene de las figuras 3-13 y 3-14, entrando con un valor de contenido de agua en

el lodo base aceite en %. También se puede obtener de pruebas con núcleos o de registros de densidad.

Número de desecación	Sal empleada	P/P_o
1	ZnCl ₂	0.100
2	CaCl ₂	0.295
3	Ca(NO ₃) ₂	0.505
4	NaCl	0.755
5	(NH ₄) ₂ SO ₄	0.800
6	Na ₂ C ₄ H ₄ O ₆ · 2H ₂ O	0.920
7	KH ₂ PO ₄	0.960
8	K ₂ Cr ₂ O ₇	0.908

Tabla 3-1 Actividad del agua en muestra saturada con varias soluciones salinas (modificado de Darley, 1988).

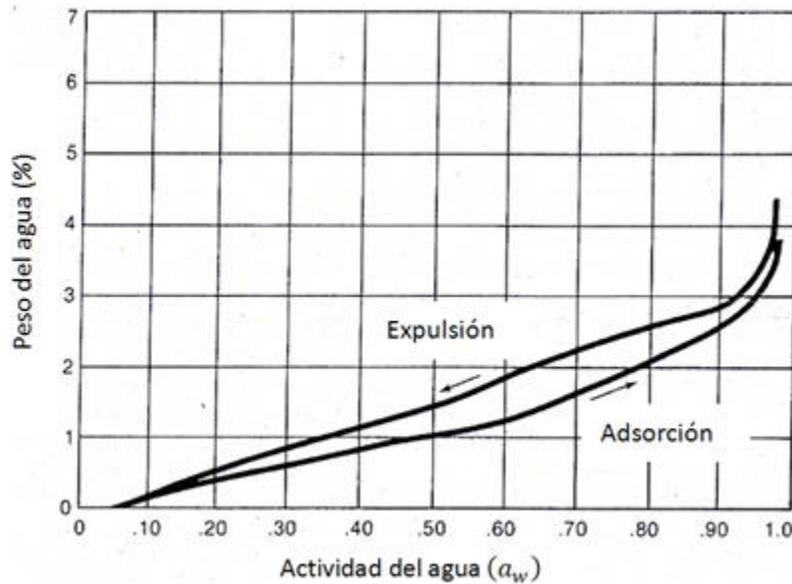


Figura 3-12 Adsorción y expulsión isotérmica en lutitas del oeste de Texas (modificado de Darley, 1988).

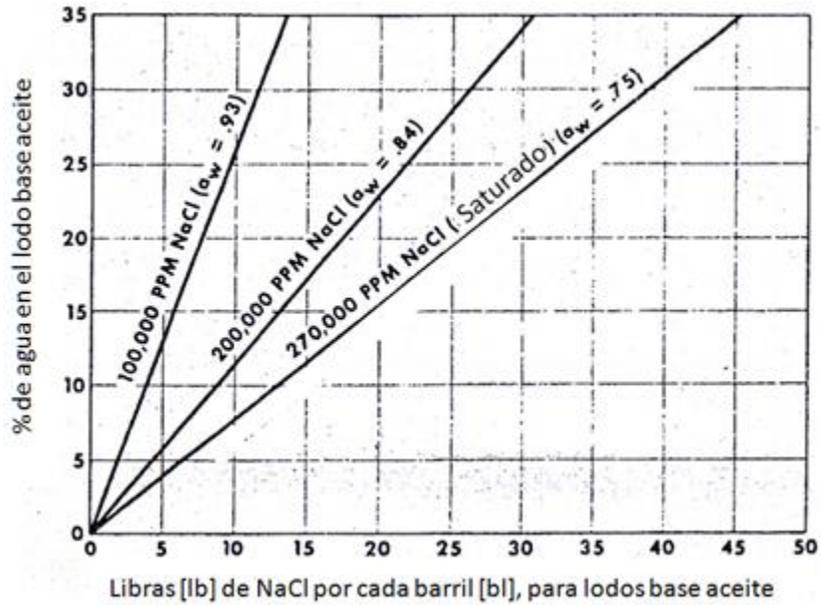


Figura 3-13 Requerimiento de NaCl (Cloruro de sodio) para balancear la actividad del lodo (modificado de Darley, 1988).

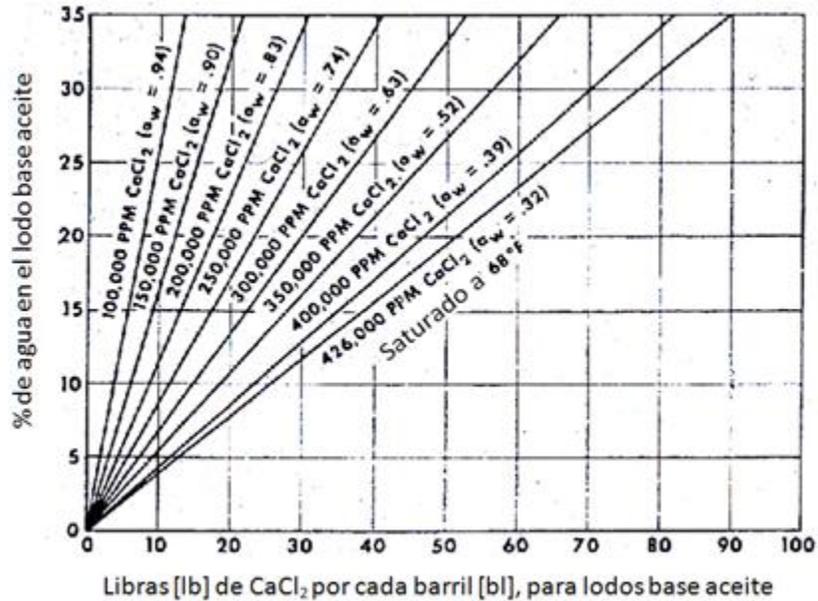


Figura 3-14 Requerimiento de $CaCl_2$ (Dicloruro de calcio) para balancear la actividad del lodo (modificado de Darley, 1988).

- 3.3.3 Medición del hinchamiento. Esta es una medición física del fenómeno de hinchamiento, la prueba consiste en sumergir a la lutita en un fluido de tal manera

que se presente el intercambio catiónico. El hinchamiento se mide volumétricamente al someter la muestra a un confinamiento en un cilindro y un pistón. Conforme el fluido se va absorbiendo por un disco permeable en el fondo del cilindro, entra en contacto con la muestra de roca y el pistón se va desplazando. El hinchamiento se puede medir a partir del desplazamiento lineal del pistón, como se observa en la figura 3-15.

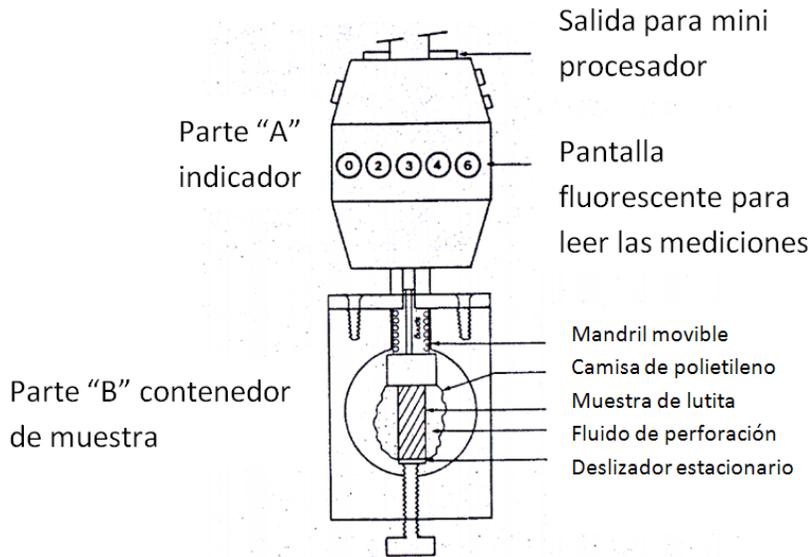


Figura 3-15 Indicador para la lectura directa del hinchamiento (modificado de Darley, 1988).

- 3.3.4 Prueba de dispersión. Esta prueba compara el grado de dispersión de los recortes en el lodo de perforación. Una muestra de recortes secos o fragmentos de un núcleo, en un rango de tamaño variado, son sometidos a desgaste en un tiempo estándar para obtener tamaños similares ya que el tamaño de los mismos influye en que tanto se pueden dispersar, esta prueba se realiza con la temperatura del punto de interés. El lodo, junto con los recortes, es filtrado a través de una o mas mallas muy finas y los recortes que quedan en estas son secados y pesados. La perdida de peso es un porcentaje que se toma como una medida de la dispersión.
Esta prueba es empírica y las condiciones de la misma se pueden cambiar dependiendo de las condiciones que se tengan en el pozo.

Las pruebas de laboratorio son de gran ayuda cuando se tiene que elegir entre varias alternativas de lodos o para determinar el diseño óptimo de algún lodo en particular. Tales pruebas se pueden realizar simulando las condiciones del pozo para que el diseño del lodo sea lo mas eficaz posible.

Las pruebas se pueden realizar en un simulador de pozo (ver figura 3-16), donde se aplica el esfuerzo de sobrecarga (S), los esfuerzos de confinamiento (σ_H) y (σ_h) y la presión que ejerce el lodo (P_L) correspondiente a la profundidad de interés en una muestra de lutita.

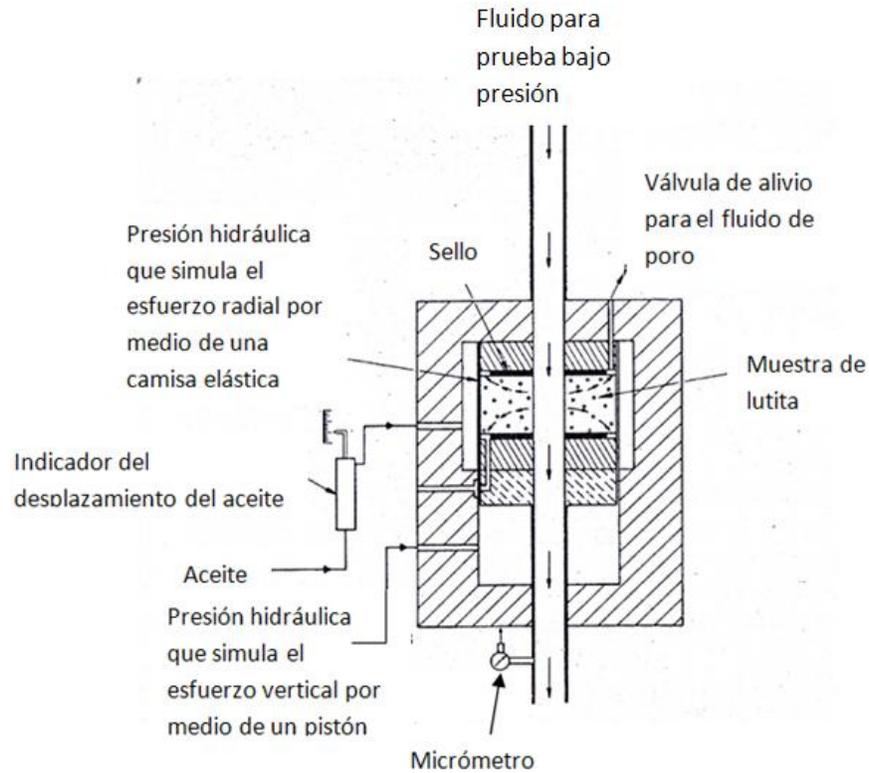


Figura 3-16 Simulador de pozo (modificado de Darley, 1988).

Las muestras de lutita pueden ser de recortes de algún núcleo o de fragmentos que son reconstituidos en una celda de compactación (ver figura 3-17). Las pruebas son efectuadas varias veces con diferentes muestras ya que ninguna es igual y los resultados de todas las pruebas son promediados para obtener una estimación de que es lo que sucede en el pozo, existe una desventaja al emplear fragmentos en las pruebas ya que estos solo proporcionan resultados cualitativos.

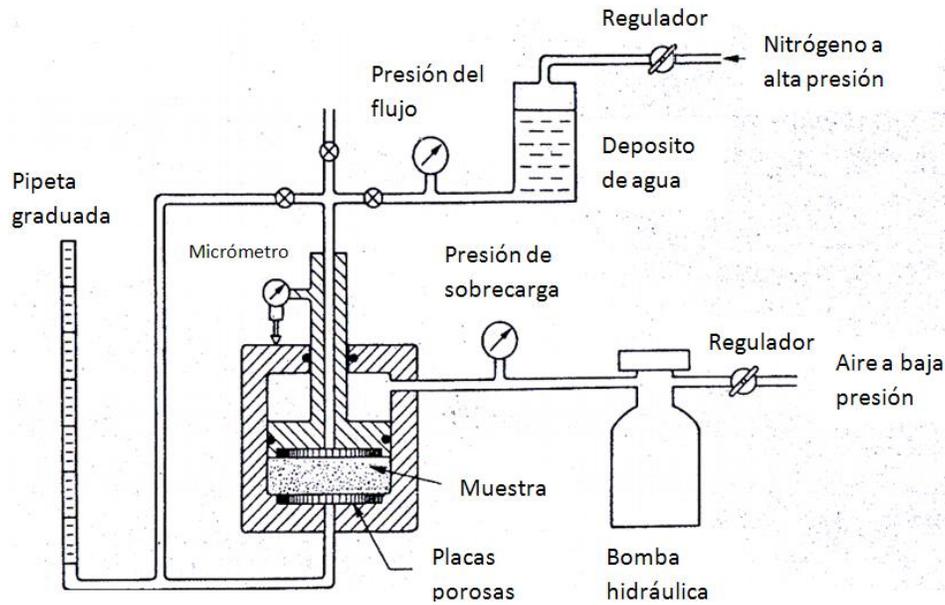


Figura 3-17 Celda de compactación (modificado de Darley, 1988).

Los resultados de las pruebas son usados para comparar los lodos que pueden ser candidatos con respecto a sus efectos en el tipo de dificultad, ya sea por deformación plástica o por incremento en el diámetro del pozo (erosión).

3.4 Tipos de lodo

El diseñar un programa de lodo es muy difícil pero muy importante, sobre todo si es en una zona nueva donde no se tiene información de la litología ni de los gradientes de presión. En una zona donde ya se tenga por lo menos un pozo, la información adquirida se puede utilizar para perforar los pozos siguientes en esa zona y así minimizar las dificultades por inestabilidad como también reducir el tiempo y costos de operación. Para diseñar el lodo de perforación se deben de considerar las siguientes opciones:

- ✓ 3.4.1 Lodo inhibidor, los lodo inhibidores de filtrado tienen propiedades químicas que eliminan o minimizan las reacciones entre el filtrado y las lutitas. Estos lodos incluyen las salmueras con alta concentración de cloruro de sodio o cloruro de potasio que son muy efectivos en prevenir las dificultades por hinchamiento de lutitas.
- ✓ 3.4.2 Lodo con sistema de aislamiento, varios tipos de polímeros fueron desarrollados para encapsular las partículas de las lutitas y así evitar el contacto y reacción entre los fluidos de perforación y las formaciones.
- ✓ 3.4.3 Lodo con sistema inerte, los lodos base aceite normalmente se filtran en las formaciones pero son inertes químicamente con las lutitas.

- ✓ 3.4.4 Lodo con baja perdida de flujo, estos solo permiten una cierta cantidad de filtrado para tapan las fracturas de la formación con los sólidos contenidos en el lodo. Esto reduce las dificultades por hinchamiento en las lutitas.
- ✓ 3.4.5 Lodos para deshidratar las formaciones, si el lodo tiene una muy alta salinidad comparada con la salinidad de la formación, entonces el movimiento de los fluidos es de la formación hacia el lodo. Esto deshidrata y consolida la formación de lutitas además de evitar el hinchamiento de las mismas.

3.5 Recomendaciones para evitar dificultades por inestabilidad del pozo

- La densidad del lodo se debe de mantener dentro de los límites de la ventana operacional, en otras palabras realizar perforación sobre balance.
- Usar escariadores para desgastar las zonas donde se presente algún hinchamiento.
- Las salmueras o lodos base aceite tienen poca o nula interacción con los fluidos de formación, también se puede hacer un lodo base aceite con fase interna de salmuera.
- Los lodos bajo saturados de sal disuelven las formaciones salinas.
- Lodos con estabilizadores de lutita evitan que el diámetro del pozo aumente.
- Lodos que creen un buen enjarre con baja permeabilidad en formaciones no consolidadas.
- Perforar con lodos que tengan una actividad del agua (salinidad) igual a la actividad del agua de las formaciones.
- El cloruro de sodio (NaCl) y el cloruro de potasio (KCl) son las sales más efectivas para controlar el hinchamiento de las lutitas.
- Utilizar lodos inhibidores, con sistema de aislamiento, con sistema inerte, con baja pérdida de fluido o para deshidratar las formaciones. Todos evitan y/o controlan el hinchamiento de las formaciones arcillosas o salinas.

Nomenclatura

a_a	Actividad del agua
C_{am}	Capacidad de intercambio catiónico del azul de metileno [lb/bl]
c	Fuerza cohesiva [psi]
l	Lodo agregado [cc]
P_h	Presión de hinchamiento [atm]
P_L	Presión del lodo [psi]
P	Presión de vapor del agua en el sistema [psi]

P_o	Presión de vapor del agua pura [psi]
R	Constante de los gases [lt-atm/mole-°K]
r	Radio de la zona plástica [pie]
r_o	Radio del pozo después de la deformación [pie]
r_w	Radio original del pozo [pie]
S	Presión de sobrecarga [psi]
T	Temperatura absoluta [°K]
t	Tinte agregado [cc]
V	Fracción molar del volumen de agua [lt/mol]
ϕ	Ángulo de fricción interno de la roca medida de la ductilidad de la roca
σ_a	Esfuerzo axial [psi]
σ_H	Esfuerzo horizontal mayor [psi]
σ_h	Esfuerzo horizontal menor [psi]
σ_r	Esfuerzo radial [psi]
σ_θ	Esfuerzo tangencial [psi]
σ_V	Esfuerzo vertical [psi]
$\frac{P}{P_o}$	Presión de vapor relativa en equilibrio con la lutita

G.4 Generalidades capitulo 4

G.4.1 Coeficiente de fricción

Es la fuerza aplicada (F) para mover un cuerpo (de un punto a otro) sobre una superficie plana, dividido por la fuerza normal (W) que actúa sobre dicho cuerpo, ver ecuación G4.1 y figura G4-1.

$$\mu = \frac{F}{W} \quad (G4.1)$$

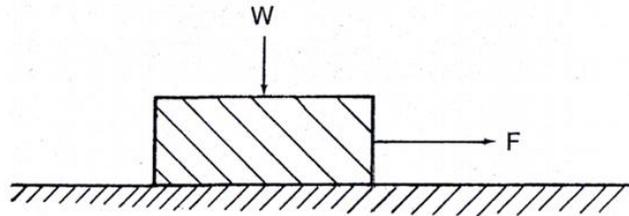


Figura G4-1 Coeficiente de fricción (modificado de Darley, 1988).

G.4.2 Adhesión

Un líquido puede adherirse a un sólido si la atracción de las moléculas de la superficie sólida es mayor que la atracción entre las moléculas del líquido. En otras palabras es la atracción entre las moléculas de un fluido y las de un sólido. Termodinámicamente este término se expresa como en la ecuación G4.2.

$$W_{adh} = F_s + F_l - F_{sl} \quad (G4.2)$$

Donde:	W_{adh}	Trabajo de adhesión
	F_s	Fuerza de la superficie libre de energía del sólido
	F_l	Fuerza de la superficie libre de energía del líquido
	F_{sl}	Fuerza de la nueva interface formada

El trabajo de cohesión es la atracción entre las moléculas de un mismo elemento y el trabajo de adhesión es la atracción entre las moléculas de dos elementos distintos.

G.4.3 Enjarre estático y dinámico

El enjarre estático se forma cuando el pozo se encuentra bajo condiciones estáticas por lo que no hay circulación del lodo ni rotación de la tubería.

El enjarre dinámico se forma cuando el pozo se encuentra bajo condiciones dinámicas por lo que existe circulación del lodo y rotación de la tubería. La cantidad de sólidos que se erosionan en el enjarre es la misma que se depositan.

4 Presión Diferencial

La pegadura de la tubería por presión diferencial ocurre después de que las actividades de circulación de fluido y rotación de la sarta de perforación se suspenden, un ejemplo de lo anterior es cuando se realiza una conexión y una porción de la tubería de perforación se introduce en el enjarre debido a que existe una presión diferencial entre los dos elementos anteriores. Esta pegadura se agrava aun más cuando la presión del fluido de perforación es mayor a la presión de formación ($P_L > P_p$) (ver figura 4-1).

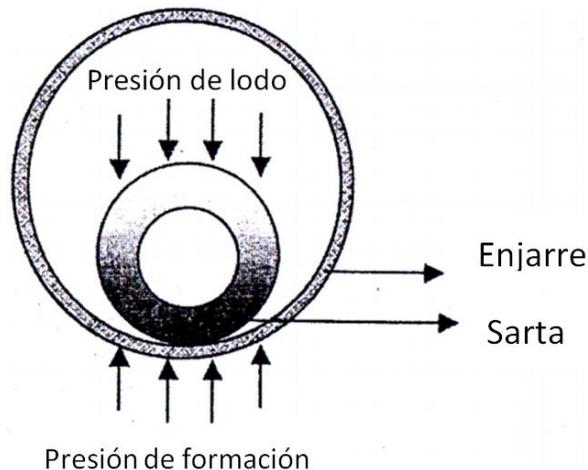


Figura 4-1 Tubería pegada por presión diferencial (modificado de Azar, 2007).

Esta dificultad también puede ser causada por introducir o sacar tubería en secciones del pozo que estén angostas a causa del hinchamiento de la formación (ver interacción entre los fluidos de perforación y las formaciones arcillosas así como hidratación del pozo en el capítulo 3) aunado a la diferencia de presiones y/o en ojos de llave (ver ojos de llave y presión diferencial en el capítulo 5).

4.1 Factores que afectan el pozo por presión diferencial

Como los pozos no son verdaderamente rectos (verticales u horizontales) y como la tubería de perforación (debido a su longitud) se vuelve flexible, ésta tiene contacto con las formaciones en distintos intervalos de profundidad.

Esta dificultad tiene lugar entre la tubería de perforación y una formación permeable donde se forma un enjarre. Entre el enjarre y la tubería siempre debe de haber una película de fluido que lubrique estos dos elementos, pero si no la hay se presenta la pegadura por presión diferencial.

- **4.1.1 Una zona permeable con enjarre**

Cuando se identifica una zona permeable se debe de considerar el diseño del lodo ya que éste al formar un enjarre puede evitar la dificultad de pegadura. Al formarse un enjarre éste debe de ser lo mas delgado e impermeable posible así la película lubricante permanecerá mucho mas tiempo entre el enjarre y la tubería, con esto se evitan dificultades de pegadura.

Al tener un enjarre delgado se evita un contacto excesivo entre éste y la tubería, lo que ayuda a evitar una fuerza excesiva por presión diferencial. Y al tener un enjarre impermeable se puede formar sobre éste la película lubricante además de evitar perdida de fluido hacia las formaciones, ya que al existir circulación del lodo hacia las paredes del pozo ésta jala a la tubería terminando en pegadura y posteriormente el mismo lodo empuja a la tubería a las formaciones.

- **4.1.2 Rotación**

Mientras la tubería de perforación esta rotando se va lubricando con el lodo de perforación y se forma una película delgada entre la sarta y el enjarre, cuando esto sucede la presión en todo el diámetro de la tubería es la misma. Cuando la rotación se detiene la delgada película de fluido entre la tubería y el enjarre se drena provocando que ambos se adhieran comenzándose a presentar la diferencia de presiones entre la columna de lodo y la formación, esto se nota ya que al intentar sacar tubería esta no se mueve.

En la sarta de perforación existe una sección conformada por tuberías llamadas lastrabarrena o drill collars, los cuales están en la parte mas baja de la sarta y es la sección que proporciona el peso, por ello en esta sección de tubería es en donde más se presenta la pegadura por presión diferencial ya que puede tocar e incluso penetrar en el enjarre dependiendo de la inclinación del pozo, el ritmo de erosión mecánica (rotación de la tubería) o por la erosión hidráulica debida al flujo del lodo. Si el pozo tiene una desviación severa pero el ritmo de rotación es muy alto, el enjarre se desgastara muy poco debido a la delgada película lubricante que permanece entre el enjarre y el lastrabarrena (ver figura 4-2).

Cuando la rotación se detiene, el peso de la tubería deshace la película de fluido y comprime el enjarre forzando al agua contenida en éste a ser desplazada, por lo que en el enjarre hay un incremento en el esfuerzo efectivo y una disminución de su presión de poro. Dicho lo anterior la tubería y el enjarre entran en contacto y se crea una fricción que es la causa fundamental de la pegadura diferencial (ver figura 4-7). Después de un largo tiempo la presión de poro en el enjarre y la presión de poro de la formación se igualan y la diferencia de presión (ΔP)

es entonces igual a la resta entre la presión que ejerce el lodo (P_L) y la presión de formación (P_p), ecuación 4.1.

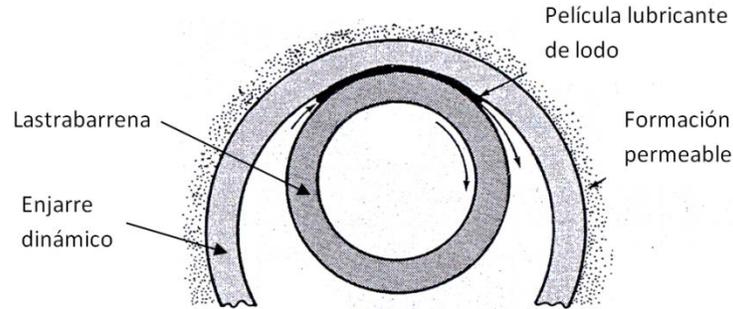


Figura 4-2 Pequeña invasión de la tubería en el enjarre mientras ésta sigue rotando (modificado de Darley, 1988).

$$\Delta P = P_L - P_p \quad (4.1)$$

• **4.1.3 Diferencia de presión**

La presión diferencial que actúa sobre la tubería cuando invade el enjarre se expresa en la ecuación 4.1. Para liberar la tubería se requiere de una fuerza que es la fuerza de jale (F_J), ecuación 4.4, donde el coeficiente de fricción (μ) puede variar de 0.04-0.15, 0.25-0.35 y hasta de 0.35-0.5 dependiendo de si es un lodo base aceite, un lodo base agua no pesado o un lodo pesado base agua sin aditivos lubricantes respectivamente y el área de contacto puede ser expresada en términos de una longitud de arco (ψ), ecuación 4.2, y la longitud de la zona permeable (L_{zp}) (ver ecuación 4.3 y figura 4-3).

$$\psi = 2 \sqrt{\left(\frac{D_p}{2} - E_e\right)^2 - \left(\frac{D_p}{2} - E_e \frac{D_p - E_e}{D_p - D_{et}}\right)^2} \quad (4.2)$$

- Donde:
- ψ Longitud de arco [pg]
 - D_p Diámetro del pozo [pg]
 - E_e Espesor del enjarre [pg]
 - D_{et} Diámetro exterior de la tubería de perforación [pg]

En la ecuación 4.2 el diámetro exterior de la tubería de perforación es mayor o igual a dos veces el espesor del enjarre ($D_{et} \geq 2E_e$) y menor o igual a la resta del diámetro del pozo y el espesor del enjarre ($D_{et} \leq (D_p - E_e)$), entonces el área de contacto se expresa de la siguiente manera:

$$A = \psi(L_{zp}) \quad (4.3)$$

Donde: ψ Longitud de arco [pg]
 L_{zp} Longitud de la zona permeable [pg]

Con las ecuaciones 4.1 y 4.3 se obtiene la ecuación 4.4 que expresa la fuerza necesaria para poder liberar la tubería.

$$F_j = A\mu\Delta P \quad (4.4)$$

Donde: F_j Fuerza de jale [lb]
 A Área de contacto entre la tubería y el enjarre [pg²]
 μ Coeficiente de fricción
 ΔP Presión diferencial [psi]

La ecuación 4.4 muestra los parámetros que se pueden controlar para evitar una dificultad por presión diferencial, estos son:

- Una alta e innecesaria presión diferencial (densidad del lodo).
- Un enjarre muy grueso y permeable (gran y continua perdida de fluido hacia la formación además de una mayor área de contacto).
- Un alto coeficiente de fricción (Poca lubricación entre el enjarre y la tubería).
- Una excesiva invasión de la tubería en el enjarre (se tardo mucho tiempo en mover la tubería o el diámetro del pozo y la tubería son casi iguales).

Si estos parámetros no se controlan se puede tener una gran fuerza que inmoviliza la tubería. Algunas configuraciones de la sarta de perforación pueden ayudar a minimizar las dificultades por presión diferencial.

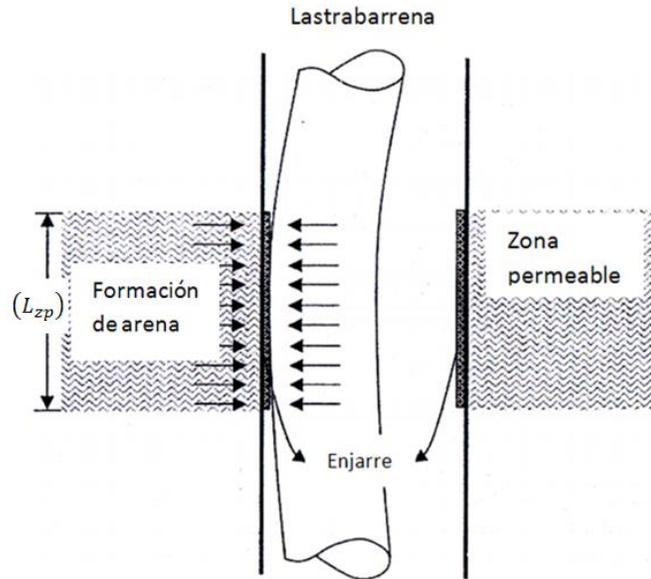


Figura 4-3 Tubería pegada por presión diferencial con invasión en el enjarre (modificado de Azar, 2007).

Ejemplo 4-1

Se tienen los siguientes datos de pozo:

- ✓ Diámetro exterior del lastrabarrena 6 [pg]
- ✓ Diámetro del pozo 9 [pg]
- ✓ Espesor del enjarre 3/32 [pg]
- ✓ Coeficiente de fricción 0.15 para lodo base aceite y 0.32 para lodo base agua
- ✓ Longitud de la zona permeable 205 [pg]
- ✓ Presión diferencial 550 [psi]

Con los datos anteriores determinar la fuerza de jale para posiblemente liberar la tubería pegada.

Primero, obtenemos la longitud de arco utilizando la ecuación 4.2.

$$\psi = 2 \sqrt{\left(\frac{9}{2} - \left(\frac{3}{32}\right)\right)^2 - \left(\frac{9}{2} - \left(\frac{3}{32}\right) \frac{9 - \left(\frac{3}{32}\right)}{9 - 6}\right)^2} = 2.524[pg]$$

Ahora se utiliza la ecuación 4.3 para obtener el área de contacto.

$$A = 2.524(205) = 517.42[pg^2]$$

Por ultimo sustituimos los dos datos obtenidos junto con el coeficiente de fricción y la presión diferencial en la ecuación 4.4.

- ✓ Con un coeficiente de fricción de 0.15

$$F_j = 517.42(0.15)(550) = 42687.15[lb]$$

- ✓ Con un coeficiente de fricción de 0.32

$$F_j = 517.42(0.32)(550) = 91065.92[lb]$$

Se puede observar la enorme diferencia en la fuerza requerida para liberar la tubería solo por cambiar el coeficiente de fricción, lo que nos indica la importancia de la buena lubricación entre la tubería y el enjarre para que la fuerza requerida no sea tan grande.

- **4.1.4 Inclinación del pozo**

La fuerza requerida (F_j) también puede incrementar debido a un alto ángulo de inclinación del pozo y el diámetro de los lastrabarrenas ya que estos pueden llegar a penetrar tanto en el enjarre (con su propio peso, erosión mecánica o erosión hidráulica) que lo eliminan y el contacto ahora es entre la tubería y las formaciones (ver figura 4-4). La fuerza requerida causada por estos factores se puede minimizar teniendo un mayor diferencia en el diámetro en el pozo con respecto al de la sarta o con lastrabarrenas no circulares para que el área de contacto entre la sarta y el enjarre sea menor.

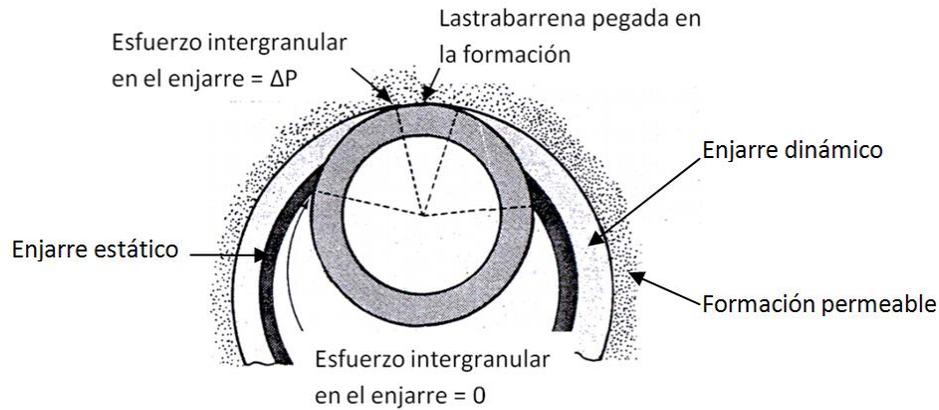


Figura 4-4 Pozo con alto ángulo de desviación y tubería estática. La presión entre el enjarre y el lastrabarrena varía de "0" a " ΔP " (modificado de Darley, 1988).

- **4.1.5 Compresibilidad del enjarre**

La permeabilidad de un enjarre compresible disminuye por el incremento en la presión diferencial, es decir que la presión que ejerce el lodo sobre la pared del pozo es mayor que la presión de poro, resultando en una insignificante pérdida de fluido y por lo tanto evitando que el grosor del enjarre aumente.

Para un enjarre incompresible la permeabilidad no cambiara con un aumento en la presión diferencial, por lo que terminara en una mayor pérdida de fluido y un mayor engrosamiento del enjarre.

- **4.1.6 Permeabilidad del enjarre**

La permeabilidad del enjarre tiene que ser muy baja para impedir que exista pérdida de fluido, para lograr que un enjarre sea impermeable se debe de contemplar la forma y el tamaño de los sólidos que lo componen.

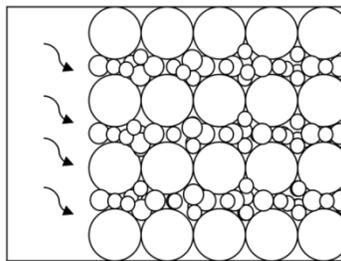


Figura 4-5 Enjarre impermeable con sólidos de varios tamaños.

Al existir variedad en la forma y tamaño de los sólidos existe mayor impermeabilidad en el enjarre ya que los espacios porosos que se crean entre los sólidos mas grandes son llenados por sólidos mas pequeños, impidiendo así el paso del lodo hacia la formación (ver figura 4-5).

- **4.1.7 Espesor del enjarre**

Este factor afecta mucho en la pegadura por presión diferencial ya que al tener un enjarre grueso el ángulo de contacto puede llegar a ser muy grande (ver figura 4-4 y 4-7). Para evitar que el enjarre tenga un espesor muy grande se debe de seleccionar el tamaño de los granos con los que se va a conformar el lodo.

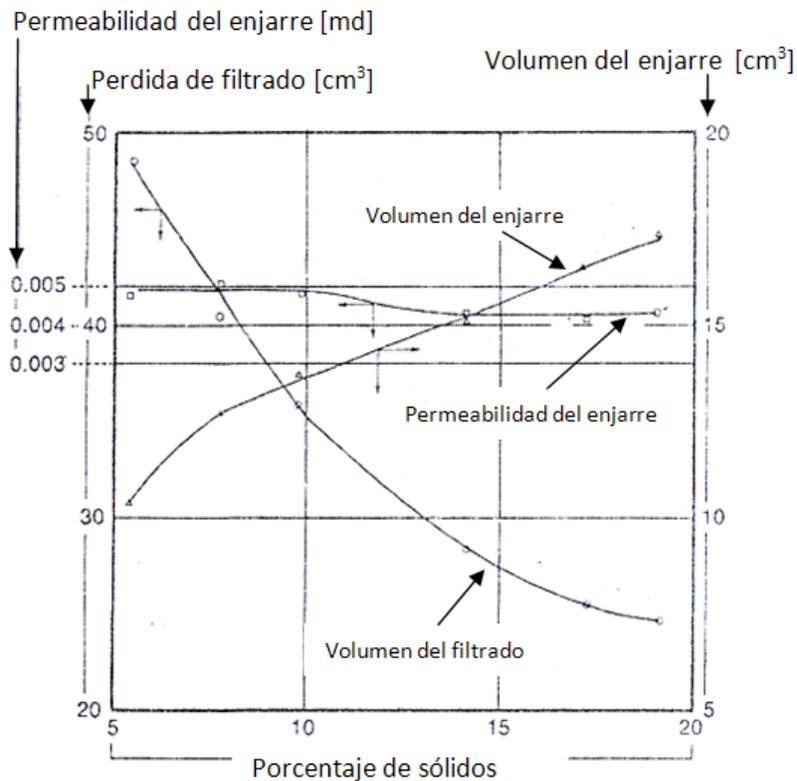


Figura 4-6 Variación del volumen del enjarre, filtrado y permeabilidad del mismo con concentración de sólidos en una suspensión de arcillas de Altwarmbüchen (modificado de Darley, 1988).

Para evitar dificultades de pegadura, el enjarre debe de cumplir con dos condiciones; ser delgado e impermeable, para lograr la segunda condición se deben de adicionar granos de formas y tamaños variados (ver figura 4-5), sin embargo al realizar esta acción ya no se cumple con la primera condición, esto se debe a que al incrementar la concentración de sólidos el espesor del

enjarre aumenta y el volumen del filtrado disminuye (ver figura 4-6). Por lo que para cumplir con las dos condiciones se puede crear un enjarre compresible y así no depender tanto de la adición de sólidos.

- **4.1.8 Tiempo**

El tiempo que se tarde en volver a circular el lodo o a rotar la tubería también juega un rol muy importante en esta dificultad ya que la filtración se sigue presentando a pesar de que no se este circulando lodo. Por lo anterior se crea un enjarre estático (conforme se filtra mas lodo aumenta su grosor) sobre el enjarre dinámico provocando con esto que el ángulo de contacto entre la tubería y el enjarre también aumente (ver figura 4-7).

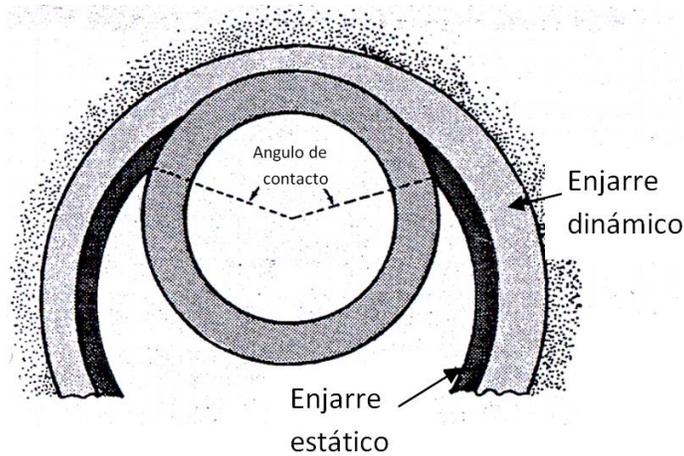


Figura 4-7 Lastrabarrena estático empujando e invadiendo el enjarre por presión diferencial (modificado de Darley, 1988).

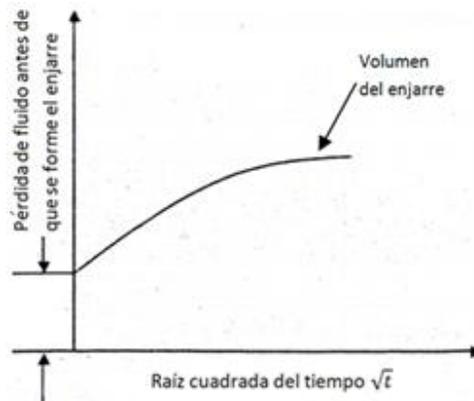


Figura 4-8 Efecto del tiempo en el volumen del enjarre (modificado de Azar, 2007).

Ya que el enjarre aumenta con el aumento de la pérdida de fluido hacia la formación y la pérdida del fluido tiene que ver con el tiempo que la tubería y la circulación del lodo están estáticas, entonces el volumen del enjarre incrementa conforme aumenta el tiempo por lo que mientras mayor sea el tiempo que el pozo este bajo condiciones estáticas mayor será el grosor del enjarre (ver figura 4-8).

4.2 Control de la pegadura por presión diferencial

El diseño es muy importante para evitar esta dificultad ya que se puede disminuir el área de contacto entre el lastrarbarrena y el enjarre usando lastrarbarrenas que no sean circulares, es decir que tengan ranuras o que sean cuadrados o en forma de espiral además del uso de escariadores y estabilizadores en la tubería de perforación. Si en el diseño se establece una sección muy larga de lastrarbarrenas o que estos tengan un diámetro muy cercano al del pozo, el área de contacto se incrementa por lo que se incrementa la posibilidad de que la tubería quede pegada. Además de un diseño de lodo que cree un enjarre delgado, impermeable y compresible.

4.3 Recomendaciones para evitar dificultades por presión diferencial

- Enjarre delgado, impermeable y compresible.
- Mantener rotando la tubería el mayor tiempo posible.
- Mantener la circulación del lodo activa el mayor tiempo posible.
- Perforar con lodos base aceite.
- Cuando se perfore con lodos base agua agregar aditivos lubricantes.
- Evitar que el diámetro de la tubería y el pozo sean casi iguales.
- Utilizar en la configuración de la sarta lastrarbarrenas que no sean circulares.
- No tener ángulos de inclinación muy severos.

Nomenclatura

A	Área de contacto entre la tubería y el enjarre [pg^2]
D_p	Diámetro del pozo [pg]
D_{et}	Diámetro exterior de la tubería de perforación [pg]
E_e	Espesor del enjarre [pg]
F_j	Fuerza de jale [lb]

L_{zp}	Longitud de la zona permeable [pg]
P_p	Presión de formación [psi]
P_L	Presión del fluido de perforación (lodo) [psi]
μ	Coeficiente de fricción
ψ	Longitud de arco [pg]
ΔP	Presión diferencial [psi]

G.5 Generalidades capitulo 5

G.5.1 Dirección

También se conoce como azimuth y esta referida a un plano horizontal que se mide como un ángulo a partir del norte de referencia, ya sea el geográfico, magnético o el del mapa del pozo, (figura G5-1).

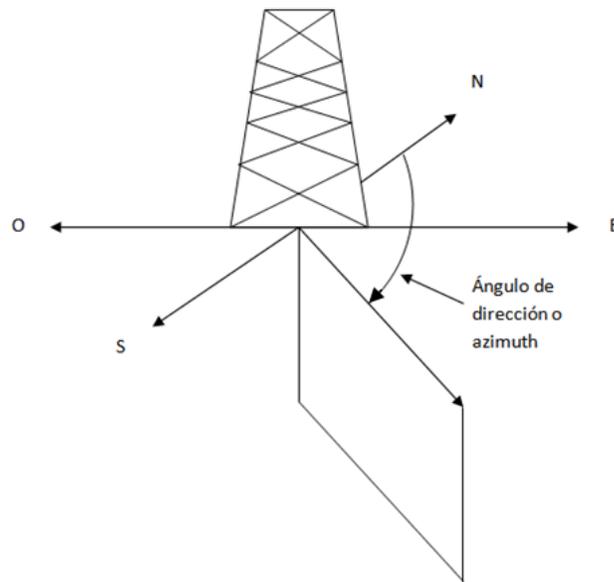


Figura G5-1 Dirección en la que se perfora un pozo.

5 Geometría del Pozo

Las dificultades por geometría del pozo se presentan a consecuencia de las condiciones en que se encuentran las formaciones, ya que al tener la primer etapa (desviación) se puede producir una pata de perro, segunda etapa, dependiendo de los ángulos que se produjeron en la primera y por ultimo ocasionar un ojo de llave, tercera etapa, por la fuerza lateral así como por la rotación mismas de la actividad de perforación sobre las paredes del pozo o por arrastre de la tubería durante un viaje (ver figura 5-1). El ojo de llave también se puede presentar teniendo solo una desviación, es decir que va de la primera etapa a la tercera sin generarse la segunda.

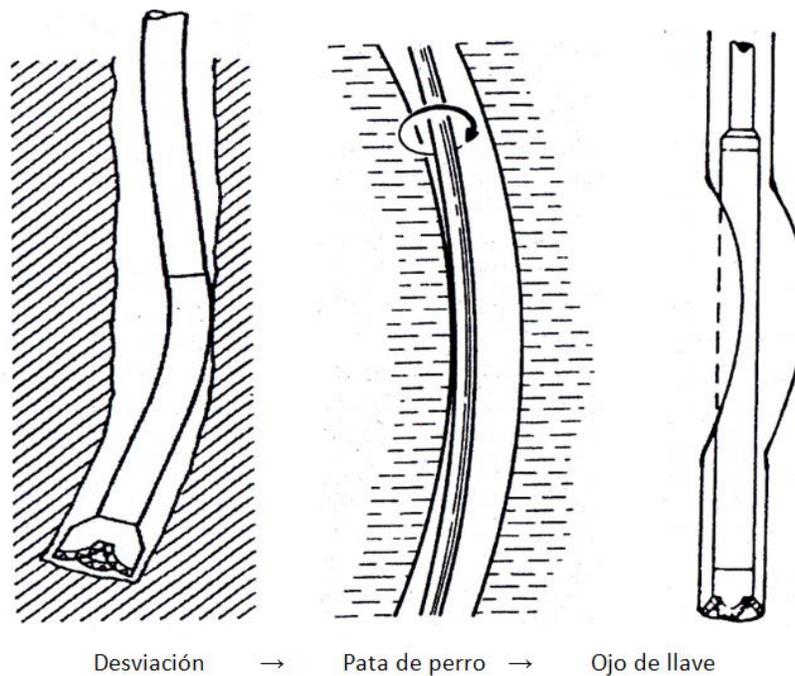


Figura 5-1 Cadena de eventos para que existan problemas por geometría del pozo (modificado de Azar, 2007), (modificado de Moore, 1974) y (modificado de Austin, 1983).

También una causa, que provoca pegadura de tubería, son los viajes para sacar tubería ya que pueden haberse originado ojos de llave en alguna sección del pozo (sin que la tubería quedara pegada) y al ir extrayendo la sarta esta se puede atorar súbitamente, debido a que la sección de tubería que origina el ojo de llave tiene un diámetro menor (tubería de perforación) y la sección que quedo atrapada es de diámetro mayor (lastrabarrena o drill collar).

5.1 Factores que afectan el pozo por su geometría

La geometría del pozo no se controla tan fácilmente ya que depende de los estratos que la barrena va atravesando al perforarlos, por la tendencia natural de la misma acción.

Las dificultades por geometría del pozo se presentan cuando el agujero se construye de manera tal que la tubería no es capaz de pasar por ciertas secciones que fueron construidas con una sarta mas flexible y al introducir otra configuración de sarta mas rígida esta se atora o no puede seguir viajando, o también cuando las formaciones cambian el diámetro del pozo después de haber sido perforado, como ejemplo las lutitas (ver capítulo 3 “Interacción entre los fluidos de perforación y las formaciones arcillosas”).

- **5.1.1 Inclinación o desviación**

Una inclinación es el ángulo formado por la intersección de una línea recta que pasa a través del centro del pozo y una línea recta totalmente vertical, es decir que tiene 0°.

Los factores que pueden ocasionar una desviación del pozo son:

- ✓ 5.1.1.1 Las formaciones. Las formaciones perjudican la inclinación del pozo, cuando una formación tiene una pendiente pequeña o poco pronunciada la inclinación del pozo es, aparentemente, pendiente arriba y cuando la formación tiene una pendiente grande (aproximadamente 45°) la desviación del pozo tiende a ser pendiente abajo. Lo anterior se puede agravar cuando existen cambios de formación, fracturas, fallas, pendientes poco o muy pronunciadas, intercalación de formaciones suaves y duras, así como el espesor de cada estrato. Para explicar la tendencia de la inclinación del pozo existen tres teorías que son:

- 5.1.1.1.1 Teoría de deslizamiento. En el momento en que la barrena entra en contacto con una nueva formación con pendiente muy pronunciada (con respecto a la vertical de la barrena) esta comienza a deslizarse cortas distancias pendiente abajo sobre dicha formación, una vez que ya no se desliza mas la barrena sigue perforando y con ello formando pequeñas salientes en los cambios de formación (ver figura 5-2).
- 5.1.1.1.2 Teoría de la curvatura. Cuando la barrena se encuentra con un cambio de formación que es mas dura que la anterior con una pendiente poco pronunciada (con respecto a la vertical de la barrena), esta comienza a perforar dicha formación sólo con una parte, provocando un momento hacia la formación mas dura. En este caso por estar perforando una formación mas dura se aplica más torque a la sarta de perforación y mas peso sobre la formación lo que provoca una pequeña curvatura en el aparejo, forzando a la barrena a perforar pendiente arriba (ver figuras 5-3 y 5-4).

Lo contrario puede ocurrir cuando la barrena comienza a perforar de una formación dura a una suave y con poca pendiente ya que la curvatura que se

forma en la sarta de perforación sería en el sentido opuesto del caso anterior por lo que ahora la barrena sería forzada a perforar pendiente abajo. En este caso si la barrena se encuentra en mayor contacto con la formación suave, la porción de formación dura que aun tiene contacto con la barrena se romperá provocando que la curvatura que se formó en la sarta actuó durante un periodo de tiempo muy corto y la inclinación del pozo no sea tan severa.

Cabe mencionar que las fuerzas que actúan sobre la sarta cuando esta se curva son muy pequeñas comparadas con los esfuerzos subsuperficiales (ver capítulo 3 generalidades “esfuerzos subsuperficiales”) sin embargo la desviación del pozo si se puede afectar por lo que es recomendable usar aparejos rígidos.

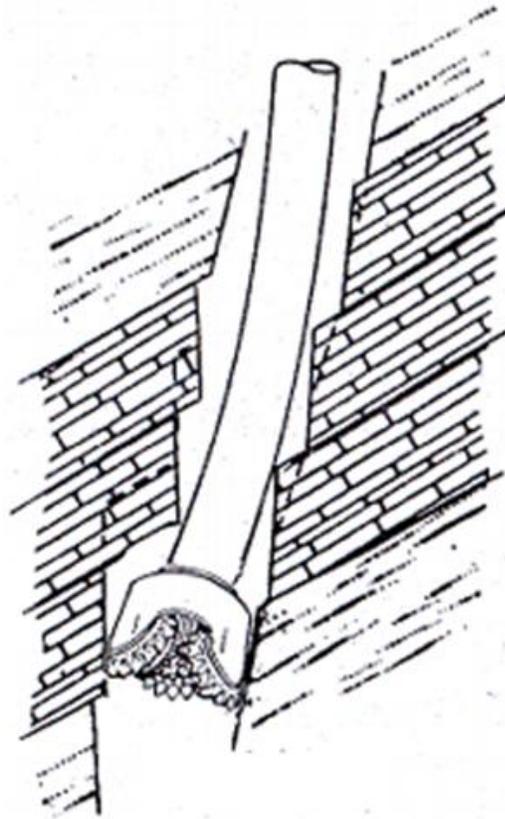


Figura 5-2 Teoría de deslizamiento (modificado de Short, 1982).

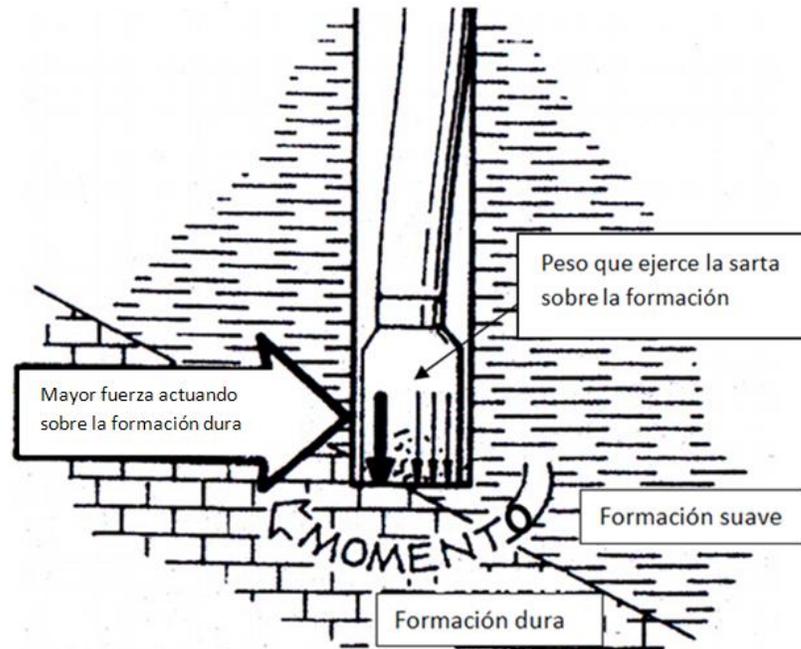


Figura 5-3 Teoría de curvatura. Perforando de una formación suave a una dura (modificado de Moore, 1974).

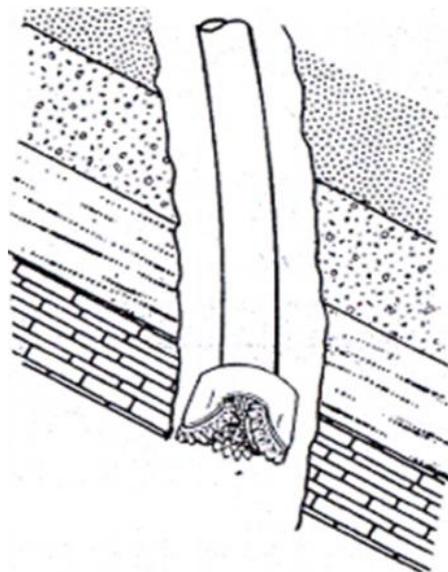


Figura 5-4 Teoría de la curvatura (modificado de Short, 1982).

- 5.1.1.1.3 Teoría de acuñación. En el tiempo uno el diente de la barrena se acuña en la formación con una fuerza vertical. En el tiempo dos se crea una fisura y el diente de la barrena se encuentra en una zona plástica de la roca (ver capítulo 3 generalidades “comportamiento de las rocas bajo esfuerzos”). En el tiempo tres el recorte se suelta en la zona pendiente arriba. En el tiempo cuatro existe un hueco en la zona pendiente arriba con mayor volumen removido que en la zona pendiente abajo (ver figura 5-5).

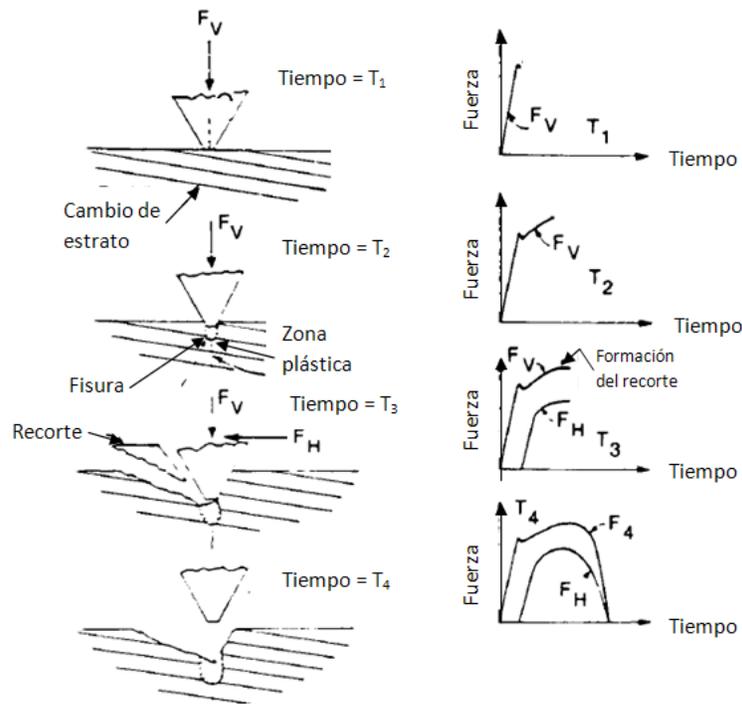


Figura 5-5 Teoría de acuñación. Representación esquemática de la acuñación con un solo diente de la barrena, izquierda. Fuerza que actúa en la acuñación, derecha (modificado de Bourgoyne, 1986).

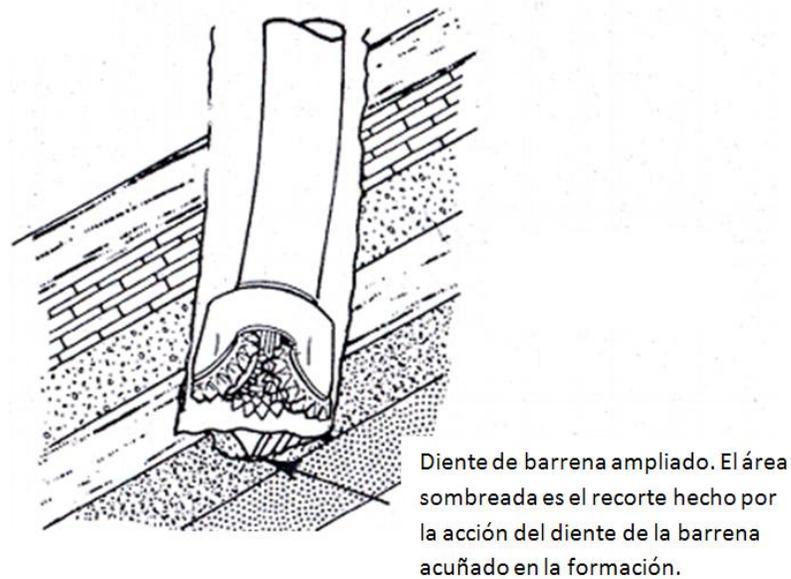


Figura 5-6 Teoría de acuñación (modificado de Short, 1982).

Al formarse el primer hueco en la zona pendiente arriba, la barrena sigue perforando de la misma manera haciendo ese hueco mas grande cada vez, provocando con esto que la barrena se hunda en ese hueco y forzando a la sarta a curvarse de tal manera que la perforación sea pendiente abajo (ver figura 5-6). Es importante aclarar que esta teoría esta considerada para barrenas triconicas.

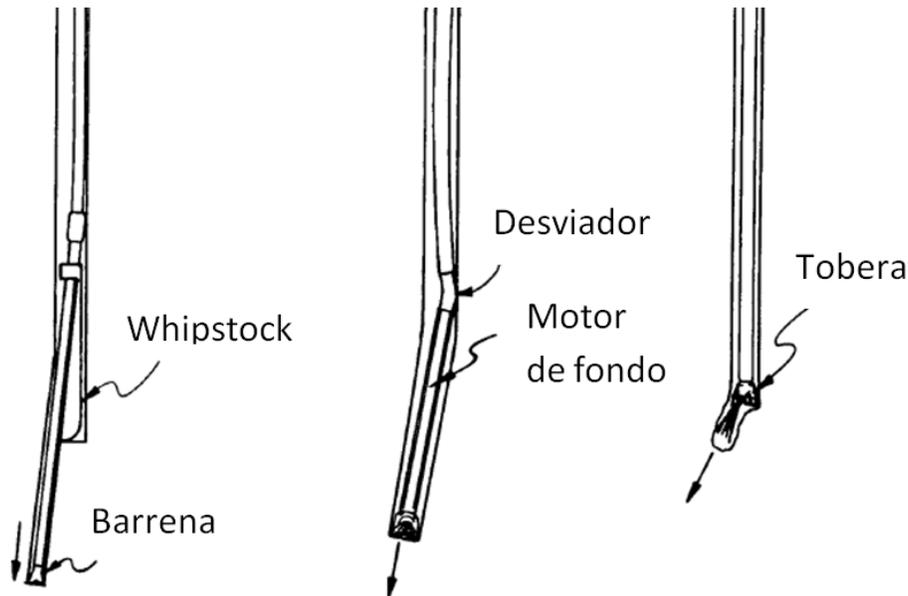


Figura 5-7 Técnicas para realizar un cambio en la dirección del pozo (modificado de Bourgoyne, 1986).

- ✓ 5.1.1.2 Operaciones para el control de la inclinación. Se puede controlar la inclinación o desviación del pozo con ayuda de las toberas en la barrena, con un motor de fondo, con el peso sobre la barrena así como las revoluciones por minuto [rpm] o con una herramienta llamada whipstock (cuña desviadora en español) que es, en términos simples, una herramienta con forma triangular que se introduce al pozo para que la barrena al tener contacto con ésta cambie su trayectoria (ver figura 5-7).

- **5.1.2 Patas de perro**

Las patas de perro se originan a causa de dos desviaciones o inclinaciones y usualmente se miden en incrementos de 100 [pies], esto es que al haber una inclinación de 2° en dirección este y enseguida otra de 2° en dirección oeste en un intervalo de 100[pies] la pata de perro tiene un cambio de ángulo absoluto de 4°/100 [pies]. Y a partir de la formación de patas de perro se forman los ojos de llave que por lo general siempre terminan en problemas por pegadura de tubería.

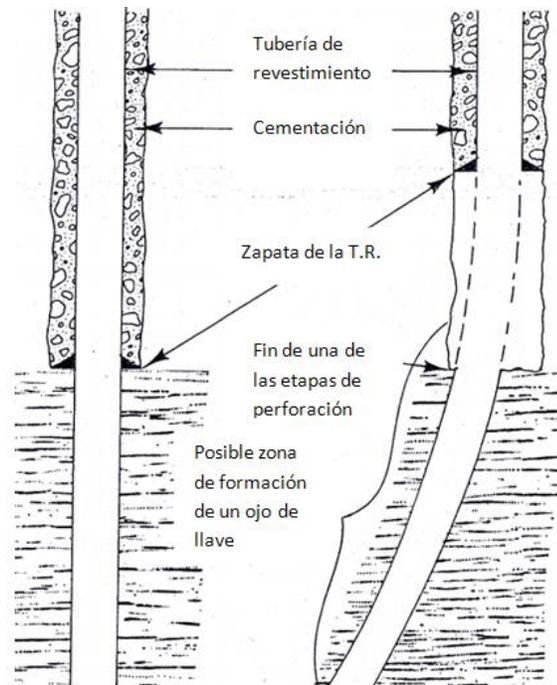


Figura 5-8 Posible formación de un ojo de llave por haber cementado la T.R. lejos del fondo (modificado de Short, 1982).

Las condiciones en que se encuentran las formaciones son la causa principal de la creación de las patas de perro. Esta dificultad se puede reducir o eliminar usando ensambles de perforación rígidos.

Cuando se realizan practicas en un pozo para un sidetrack (**ver anexo C**) se debe de emplear el mínimo y necesario ángulo de desviación para no ocasionar dificultades por la geometría del pozo. Pero si el ángulo es relativamente mayor se podrían presentar dificultades, una solución a esto es el escariar la zona donde se llevo a cabo el sidetrack para así reducir el ángulo y evitar una pata de perro. Otra solución es comenzar el sidetrack en una zona mucho mas arriba de donde se encuentra el problema para que el ángulo de inclinación sea pequeño evitando con esto dificultades.

Al terminar una etapa de perforación se debe de poner una tubería de revestimiento (T.R.) la cual tiene que quedar en el fondo o lo más cerca posible de este. De lo contrario se puede producir una pata de perro, ya que al cementarse la T.R. dejando una sección considerable de agujero descubierto y reiniciar la perforación la sarta podría doblarse provocando con ello una desviación y posteriormente una pata de perro e incluso si se continua perforando con esta dificultad también se puede presentar un ojo de llave (ver figura 5-8).

- 5.1.3 Ojos de llave

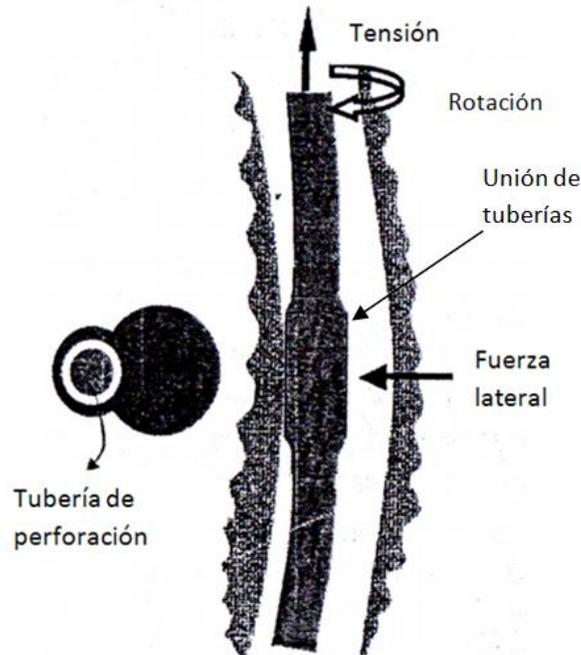


Figura 5-9 Tubería pegada por ojo de llave, izquierda. Tubería formando ojo de llave, derecha (modificado de Azar, 2007).

Los ojos de llave son la mayor dificultad de pegadura de tubería causada por medios mecánicos dentro del pozo. Primero debe de existir, en el pozo, una desviación bastante severa o dos de tal manera que se le denomina pata de perro o en otro caso zonas de formaciones escalonadas (estas se forman por hinchamiento de algunas formaciones, ver capítulo 3 “Interacción entre los fluidos de perforación y las formaciones arcillosas”). Después la sarta, con ayuda de tensión rotación y fuerza lateral, crea una ranura en la pared del pozo (ver figura 5-9), y puede provocar que la tubería quede atrapada al momento que esta creando el ojo de llave por el efecto de presión diferencial (ver capítulo 4 “Diferencia de presión”). También puede ocurrir que al tener alguna sección del pozo con un ojo de llave (creado por una tubería de menor diámetro al de un lastrabarrena) y al intentar sacar tubería, si el lastrabarrena se encuentra por debajo del ojo de llave la tubería quedará atrapada ya que ésta tiene mayor diámetro que el ojo de llave.

La fuerza lateral que empuja a la tubería hacia las paredes del pozo, causando erosión mecánica y creando así el ojo de llave se expresa de la siguiente manera:

$$F_L = T \sin \theta_{pp} \quad (5.1)$$

Donde:	F_L	Fuerza lateral [lbf]
	T	Tensión en la tubería justo por arriba del área del ojo de llave [lbf]
	θ_{pp}	Cambio abrupto en el ángulo del pozo o ángulo de la pata de perro

La diferencia que existe entre los diámetros de los distintos componentes del aparejo de perforación así como entre las uniones de las tuberías contribuyen a la creación de los ojos de llave, ya que la barrena crea el pozo con el mismo diámetro que ésta posee, pero al manipular la sarta de perforación al realizar viajes el aparejo es arrastrado sobre las paredes del pozo (donde hay patas de perro o inclinaciones) provocando con esto desgaste (erosión mecánica) de las mismas además de crear una fuerza lateral por tensión teniendo como resultado la creación de ojos de llave. En el caso de cuando se esta perforando, existe una dificultad similar ya que el aparejo tiene tres efectos sobre las paredes del pozo; uno es que también se arrastra sobre las paredes del pozo pero en menor tiempo, el segundo es el de tensión provocando la fuerza lateral y el tercero es el de rotación. Todos provocan la creación de los ojos de llave (ver figura 5-9).

También se pueden crear por todos los cambios de diámetro que tenga la sarta de perforación, como en el cambio de la T.P. a los lastrabarrena o en la barrena. Cuando se esta creando un ojo de llave por el arrastre de las uniones de la T.P. sobre las paredes del pozo cuando se saca tubería se notan pequeños incrementos en la tensión cada 31 [pie], ya que es lo que mide cada tubería y cuando es por el cambio a los lastrabarrena o en la barrena se nota un solo incremento en la tensión. Al notarse estos incrementos en la tensión se puede localizar a que profundidad se encuentra el ojo de llave.

Una vez que la pata de perro esta formada, esta sección es susceptible a formar un ojo de llave por causa de la misma practica de perforación. La formación del ojo de llave así como la severidad que este puede tener también es afectada por el tipo de formación, si es dura o suave, si se hincha o no (ver capitulo 3. "Interacción entre los fluidos de perforación y las formaciones arcillosas"). Cuando el ojo de llave se crea en una formación dura es mucho más difícil poder sacar la sarta.

La severidad del ojo de llave se incrementa cuando se perfora a través de intercalaciones de formaciones duras y suaves, esto se debe a que en las formaciones duras se forman los ojos de llave y las formaciones suaves son erosionadas y desgastadas por la circulación del lodo provocando una ampliación en el diámetro del pozo (ver capitulo 3. Ampliación del pozo). Cuando se tiene esta situación partes del aparejo de perforación caen en las ampliaciones provocando así que la severidad de los ojos de llave se incremente (ver figura 5-10).

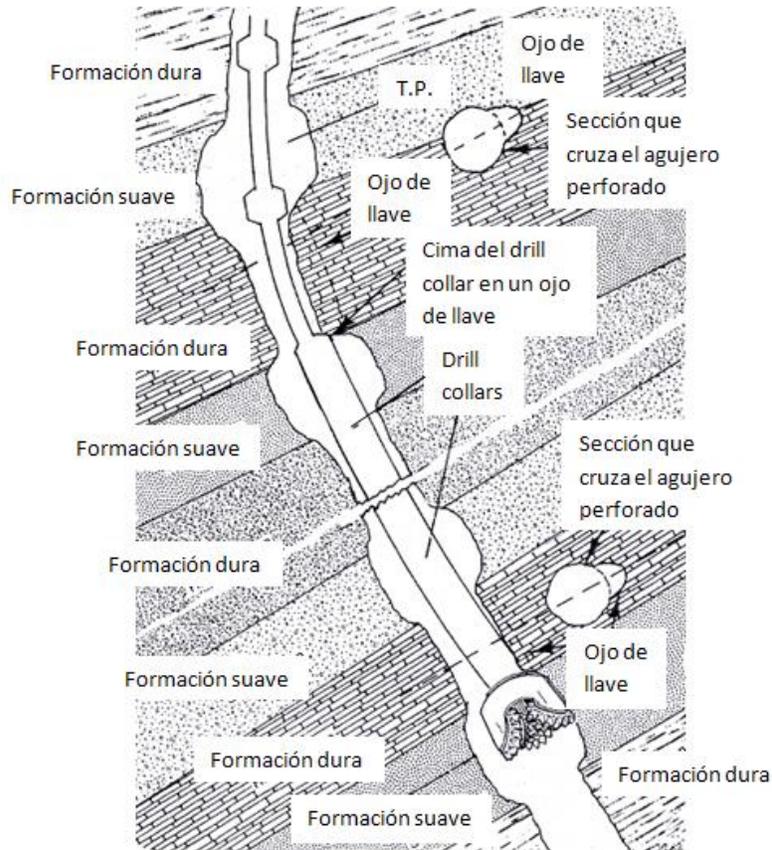


Figura 5-10 Ojos de llave en intercalación de formaciones duras y suaves (modificado de Short, 1982).

Al existir un ojo de llave con cierto diámetro la tubería se puede atorar, si ésta es de un diámetro mayor que el que tiene el ojo de llave, al momento de sacar tubería. Por ejemplo si el ojo de llave fue creado por el cuerpo de la tubería de perforación por la rotación de la misma, lo que quedaría atrapado en el ojo de llave serían las uniones de la T.P. causando una enorme tensión.

El riesgo de que la tubería quede atorada aumenta mientras más grande es la diferencia de diámetros entre las tuberías del ensamble de perforación, esto es más común donde comienzan los lastrabarrena, ya que es donde se presenta la mayor diferencia entre diámetros. Lo anterior se puede solucionar poniendo un escariador o un estabilizador con aletas con inserto de carburo de tungsteno entre los lastrabarrenas y la T.P., y debe de tener un diámetro igual al de la barrena para que impida que los lastrabarrenas así como la misma barrena se atoren en el ojo de llave.

Existen herramientas que van en la sarta de perforación y pueden liberar la tubería que esta pegada siempre y cuando esta herramienta se encuentre por arriba del ojo de llave de lo contrario no tendrá ningún efecto. Estas herramientas (martillos) son: el drilling jar que

proporciona un movimiento ascendente, repentino y con mucha fuerza para liberar la tubería pegada, o el bumper sub el cual tiene el mismo efecto que el anterior sólo que su movimiento es descendente.

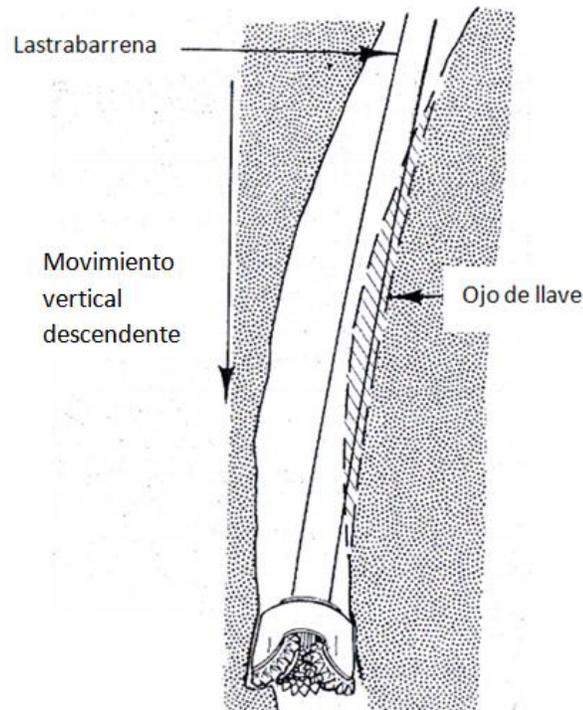


Figura 5-11 Barrena pegada en la parte baja del ojo de llave así como en la pared opuesta del mismo (modificado de Short, 1982).

En ocasiones la parte que se atora en los ojos de llave es la barrena, cuando esto ocurre la operación normal para liberar la tubería es la de meter tubería con movimientos bruscos, pero en este caso es muy peligroso ya que si efectivamente lo que está atorado es la barrena se corre el riesgo (dependiendo de la severidad de la pata de perro así como de la rigidez de los lastrabarrenas) de que la barrena se introduzca en la pared del pozo opuesta al ojo de llave lo que ocasionaría tal dificultad que el aparejo de perforación no se pudiera mover ni hacia arriba ni hacia abajo (ver figura 5-11). Lo que resultaría en posteriores operaciones de pesca.

La tabla 5-1 muestra el máximo ángulo que puede tener una pata de perro y una desviación para que no se presenten dificultades por ojos de llave. Cabe destacar que esto es solo una guía para sobrellevar estos problemas ya que dependen de otros factores como la zona donde se está perforando, las formaciones, la rigidez y configuración del aparejo, las condiciones de perforación entre otros.

Profundidad total [pie]	Intervalos de profundidad [pie]	Pata de perro [°/100 pie]	Desviación [°/100 pie]
5000	0-5000	4	10
	5000-10000	3	8
10000	0-5000	3	5
	5000-10000	3	8
	10000-15000	3	8
15000	0-5000	2	3
	5000-10000	3	5
	10000-15000	3	8
20000	0-5000	1	2
	5000-10000	2	3
	10000-15000	3	5
	15000-20000	3	8

Tabla 5-1 Guía de ángulos máximos para patas de perro y desviaciones (modificado de Short, 1982).

- **5.1.4 Ojos de llave y presión diferencial**

Una explicación simple de cuando la tubería se pega por presión diferencial se debe a que la presión del lodo es mayor a la presión de poro además de otros factores, ocasionando que la tubería entre en contacto con las paredes del pozo, que también es lo que sucede cuando la tubería esta en una zona con desviación o con pata de perro y provoca los ojos de llave. Esta dificultad de presión diferencial aunada a la de los ojos de llave tiene como resultado una pegadura de tubería de mayor proporción. El efecto de pegadura por presión diferencial se explica en el capítulo 4.

Al tener un área y ángulo de contacto entre la tubería y la pared del pozo cada vez mas grande la posibilidad de que la tubería quede pegada por presión diferencial aumenta, en el caso de las figuras 5-12 y 5-13 se tiene un lastrabarrena con un diámetro exterior de $4\frac{3}{4}$ [pg] en un pozo con $6\frac{1}{4}$ [pg] y con un grosor de enjarre de $\frac{1}{16}$ [pg] lo que provoca un ángulo de contacto de 49° y un área de contacto de 2 [pg], condiciones con las cuales puede existir pegadura. De manera similar para un enjarre de $\frac{1}{8}$ [pg] el ángulo es de 77° con un área de 3.15 [pg], condiciones con las que aumenta la posibilidad de pegadura por presión diferencial.

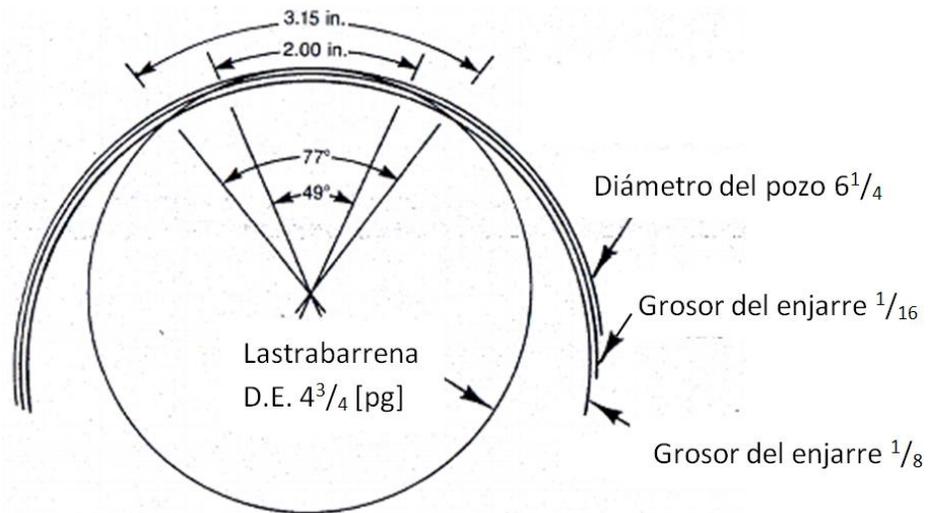


Figura 5-12 Efecto de la pegadura por presión diferencial por causa del grosor del enjarre (modificado de Short, 1982).

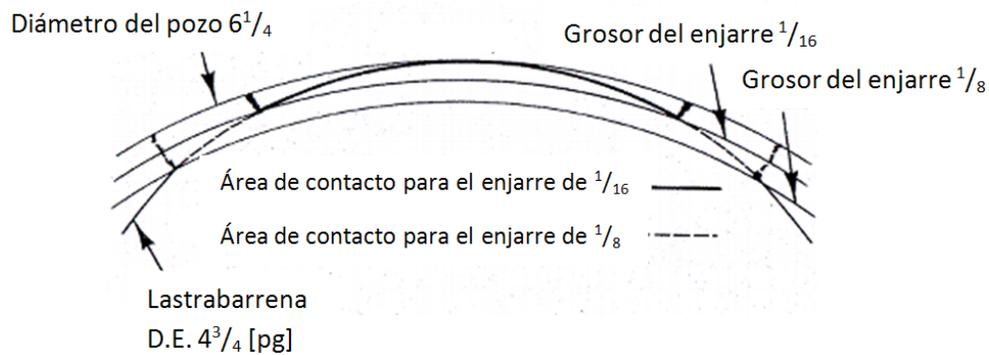


Figura 5-13 Efecto de la pegadura por presión diferencial por causa del grosor del enjarre (ampliación de la figura 5-12) (modificado de Short, 1982).

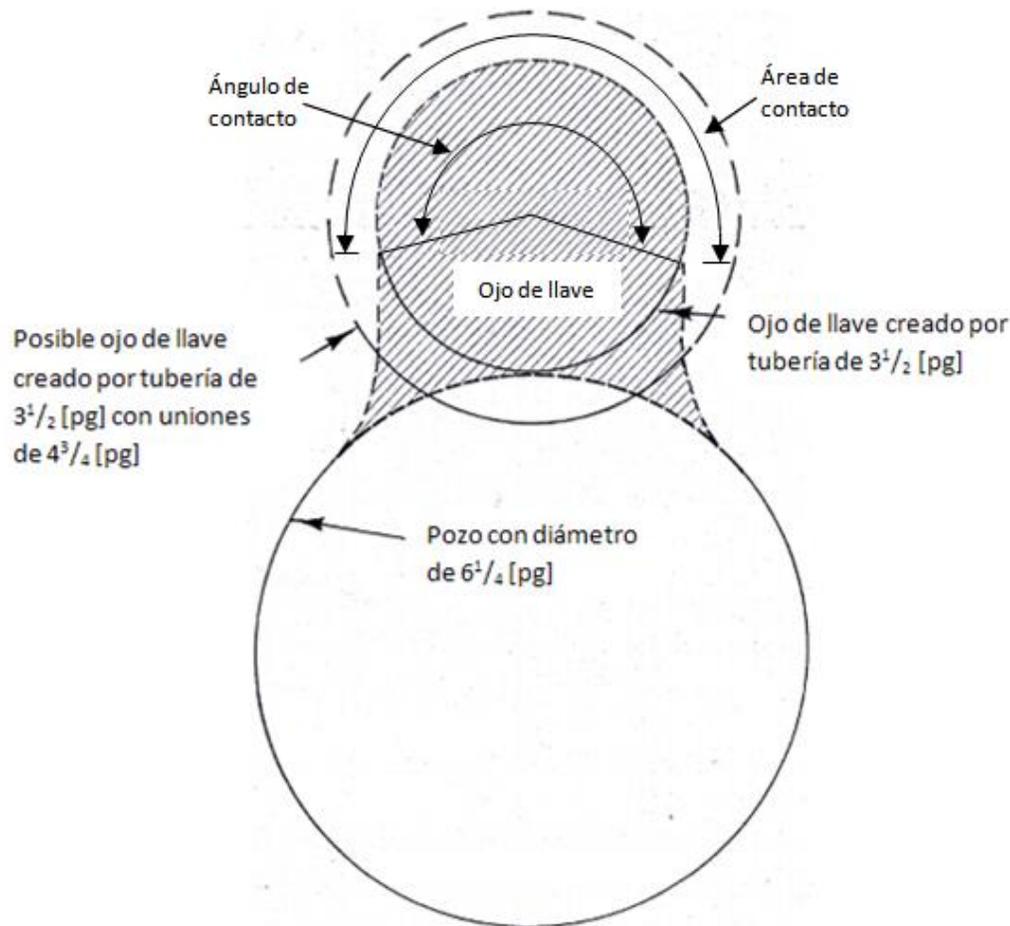


Figura 5-14 Ojo de llave de $3\frac{1}{2}$ [pg] en un pozo de $6\frac{1}{4}$ [pg] (modificado de Short, 1982).

Ahora al existir un ojo de llave el ángulo de contacto es mucho mayor así como el área (ver figura 5-14), ya que casi todo el cuerpo de la tubería entra en contacto con las paredes del pozo al crear el ojo de llave por lo que es prácticamente seguro que va a existir pegadura por presión diferencial. Cuando un ojo de llave es creado por la tubería de perforación tiene un diámetro menor al de los lastrarbarrenas por lo que al realizar un viaje para sacar tubería los lastrarbarrenas se atorán en la parte baja del ojo de llave y entran en contacto con la pared del pozo aunado esto a la inclinación o severidad de la pata de perro las condiciones para que exista pegadura por presión diferencial son enormes además de las condiciones para que la tubería se pegue por ojo de llave.

5.2 Remoción de ojos de llave

Algunas practicas tales como; tratar de no tener secciones muy largas de agujero descubierto para evitar la formación de ojos de llave en las desviaciones o en patas de perro, el

uso de lodos base aceite para evitar pegaduras o la adición de cierto porcentaje de aceite (6%) en caso de ser lodos base agua o aditivos lubricantes para liberar tubería pegada, uso de cascaras de nuez (0.5 a 1.0 [lb/bl]) para evitar pegaduras de tubería por presión diferencial en un ojo de llave evitan las dificultades por geometría del pozo.

Existen configuraciones de aparejos de perforación para poder remover los ojos de llave, estos son:

- ✓ 5.2.1 Lastrabarrenas con estabilizadores y escariadores. Para realizar una remoción de un ojo de llave se utiliza un aparejo de perforación rígido este a su vez tiene un ensamble con estabilizadores y escariadores, el cual consiste en dos estabilizadores separados por dos lastrabarrenas con un escariador en medio (ver figura 5-15) izquierda. Los estabilizadores así como el escariador tienen un diámetro igual al del pozo y los lastrabarrenas son lo mas largos posible para incrementar la rigidez del ensamble, esto si la severidad de la inclinación o la pata de perro es pequeña (ver tabla 5-1). Los estabilizadores funcionan como punto de apoyo al inicio y final del ojo de llave para que el ensamble se mantenga pegado en la pared del pozo contraria al ojo de llave y el escariador, al momento de rotar la sarta de perforación, desgaste el ojo de llave para que este quede con el diámetro del escariador y así el aparejo pueda pasar libremente por la zona, la rigidez del ensamble es para que el escariador llegue al ojo de llave y lo pueda desgastar y depende de la severidad en la que se encuentra el ojo de llave, mientras menor es la severidad el ensamble tiene que ser mas rígido y si la severidad es grande (ver tabla 5-1) el ensamble tiene que ser menos rígido esto se logra con lastrabarrenas de menor diámetro.

Cuando se ejecuta la acción de remoción la sarta se tiene que mover a un ritmo lento para evitar que la barrena comience a formar un sidetrack (**ver anexo C**), ya que el ensamble de remoción se introduce hasta que se detecta un ojo de llave por lo que existe una sección del pozo por debajo de la barrena, en otras palabras la barrena no toca fondo. Para evitar dificultades se debe de perforar y escariar con el peso y la velocidad de rotación correctas además se recomienda el uso de estabilizadores con aletas tipo espiral ya que tienen un contacto con las paredes del pozo de 360° por lo que tienen un acción suave sobre las mismas, a comparación de los estabilizadores con aletas tipo recto ya que su contacto en la pared tiene un mayor y diferente impacto con cada aleta.

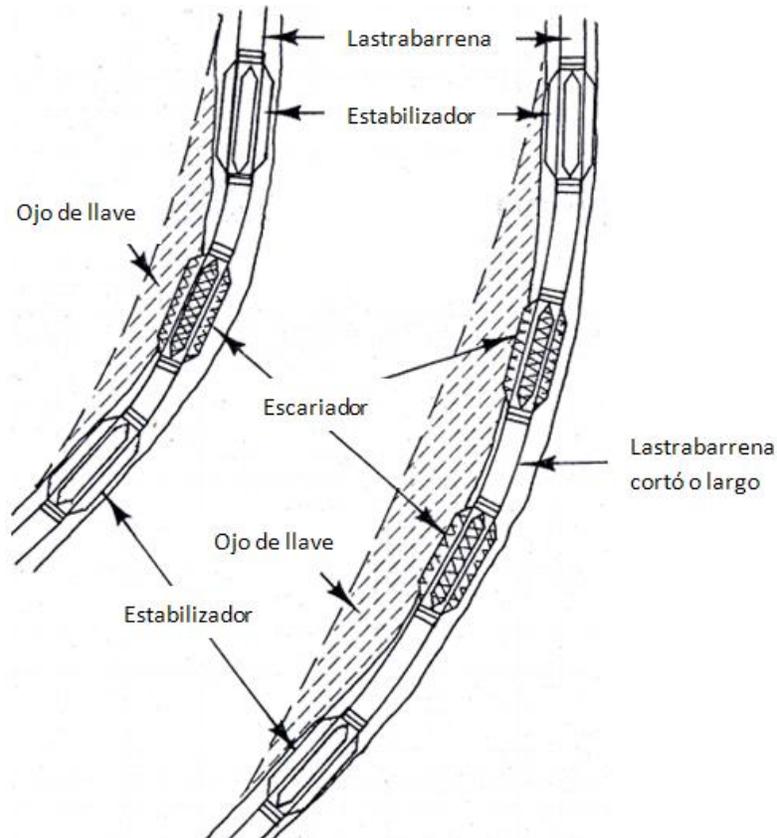


Figura 5-15 Ensamblajes de lastrabarrenas con estabilizadores y escariadores. Poca o mucha severidad en el ángulo de ojo de llave, izquierda. Ojo de llave largo, derecha (modificado de Short, 1982).

Al tener una sección de ojo de llave muy larga o con formaciones duras se puede correr una configuración de ensamble con dos escariadores, la cual varía dependiendo el caso, si el ojo de llave es muy largo los escariadores deben de ir separados por un lastrabarrena ya sea corto o largo como se ve en la figura 5-15 derecha, y si es porque el ojo de llave se encuentra en formaciones duras los escariadores se ensamblan en tándem es decir sin el lastrabarrena en medio de ellos.

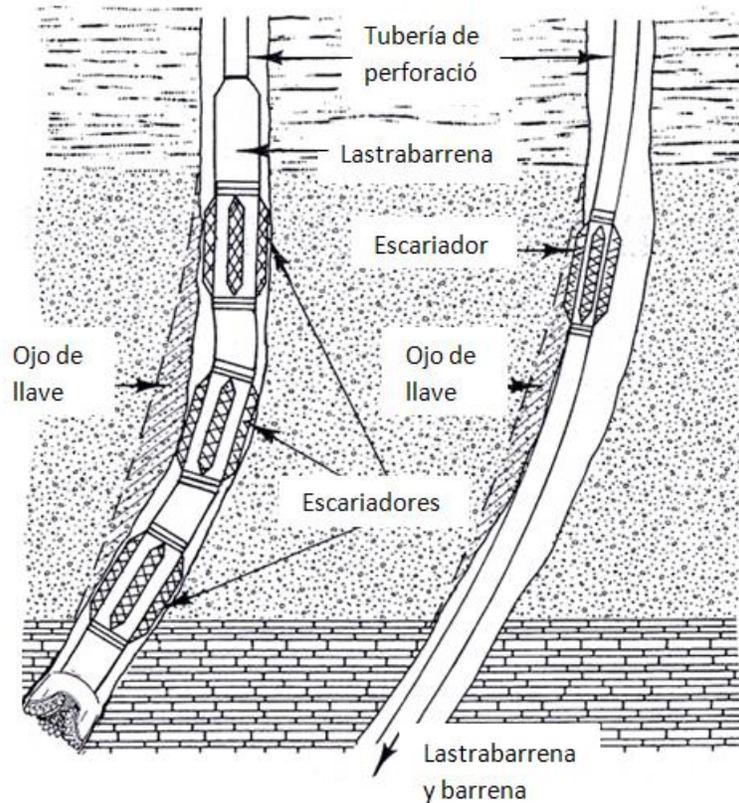


Figura 5-16 Lastrabarrenas con estabilizadores y escariadores contra tubería de perforación con escariador para remover el ojo de llave (modificado de Short, 1982).

- ✓ 5.2.2 Tubería de perforación con escariadores. Esta configuración es eficiente para remover los ojos de llave pero si se utiliza se debe de manejar con mucho cuidado, además de ser la ultima opción, ya que como el escariador se encuentra en la tubería de perforación ésta se puede llegar a torcer o romper por la fuerza que actúa sobre el escariador debido a la acción de remoción del ojo de llave, el riesgo aumenta cuando el aparejo de perforación no toca fondo.

Un mal uso de esta configuración puede terminar en operaciones de pesca debido a que la tubería de perforación se rompió por una fuerza de torsión excesiva.

El uso de esta configuración se debe a la creación de un ojo de llave en condiciones especiales, ya que si la severidad de la pata de perro es muy baja (ver tabla 5-1) un ensamble de lastrabarrenas con estabilizadores y escariadores quizá no tenga la rigidez suficiente (la curvatura de los lastrabarrena es mayor a la curvatura del ojo de llave) para que el escariador logre remover el ojo de llave, por lo que se opta por removerlo con un ensamble de tubería de perforación con escariador ya que esta configuración si logra llegar al ojo de llave debido al peso de los lastrabarrenas y la poca rigidez de la tubería (ver figura 5-16).

Otro punto de porque este ensamble remueve los ojos de llave eficientemente se debe a que el mismo peso de los lastrabarrenas que ayudaron a crear el ojo de llave se utiliza para removerlo.

5.3 Recomendaciones para evitar dificultades por geometría del pozo

- No alterar mucho la rigidez o flexibilidad de las configuraciones de la sarta de perforación.
- Usar aparejos rígidos.
- Al provocar desviaciones o inclinaciones en el pozo, procurar que el ángulo sea lo mas pequeño posible.
- Usar escariadores.
- Colocar las T.R. en el fondo del pozo antes de cementarlas.
- Colocar un escariador o un estabilizador de aletas con inserto de carburo de tungsteno entre la unión de los lastrabarrenas y la T.P.
- Mantener al mínimo los ángulos de inclinación.
- Evitar tener secciones largas de agujero descubierto.
- Utilizar lodos base aceite.
- Si se perfora con lodos base agua utilizar aditivos lubricantes.
- Adicionar, en el lodo, cascaras de nuez.
- Utilizar estabilizadores tipo espiral.

Nomenclatura

F_L Fuerza lateral [lbf]

T Tensión en la tubería justo por arriba del área del ojo de llave [lbf]

θ_{pp} Cambio abrupto en el ángulo del pozo o ángulo de la pata de perro

Conclusiones

En la industria petrolera existe mucha perdida de los recursos (tiempo y dinero) debido a las dificultades que se enfrentan al perforar un pozo.

Todas las correlaciones son buenas, pero se debe de conocer el área donde se esta laborando y tener experiencia para poder seleccionar alguna de ellas, dándonos así una mejor aproximación de lo que esta pasando en el pozo.

Los pozos petroleros son diferentes, a pesar de que se encuentren en una misma zona, pero todos pueden llegar a presentar las mismas dificultades. Algunos pozos podrán presentar todas las dificultades aquí mencionadas y otros algunas o incluso solo una. Las cuales, si no se evitan producen grandes pérdidas a la industria petrolera al intentar corregirlas.

En la limpieza del pozo lo mas importante es tener un perfil de velocidad plano, esto se logra modificando la viscosidad o provocando flujo turbulento, así se transportaran la mayoría de los recortes. También es vital mantener una relación de transporte adecuada, mayor al 50% para garantizar que la mayoría de los recortes salgan del pozo.

Para controlar la inestabilidad del pozo lo más recomendable es diseñar un lodo que no interactúe con los fluidos de las formaciones, los mas recomendables son los lodos base aceite, además de mantener el lodo dentro de la ventana operacional.

Si no se quiere tener dificultades por presión diferencial, lo mejor es tener un enjarre delgado, impermeable y compresible, esto con la correcta selección de los sólidos en el lodo y manteniendo el mayor tiempo posible el pozo en condiciones dinámicas (rotando la tubería y circulando el lodo).

Al utilizar aparejos de perforación rígidos se reducen las desviaciones en la geometría del pozo que son la puerta para los ojos de llave, además del uso de algunos escariadores para eliminar los ojos de llave que se lleguen a formar.

Por ello es importante conocer las dificultades que se pueden presentar en los pozos y saber como se pueden evitar ya que el mantenimiento preventivo proporciona un mayor aprovechamiento de los recursos invertidos en un proyecto que el mantenimiento correctivo.

La mejor manera de evitar estas dificultades es mediante una buena planeación y diseño del pozo en conjunto con datos de otros perforados dentro de una misma zona, así se pueden correlacionar y prever las dificultades que éste pueda presentar.

Anexo A Factores de conversión.

$$\frac{gr}{cm^3} * 0.1 = \frac{Kg}{m^3}$$

$$\frac{gr}{cm^3} * 0.433 = \frac{psi}{pie}$$

$$\frac{lbm}{gal} * 0.052 = \frac{psi}{pie}$$

$$\frac{gr}{cm^3} * 8.33 = \frac{lbm}{gal}$$

$$\frac{lbm}{gal} * 0.12 = \frac{gr}{cm^3}$$

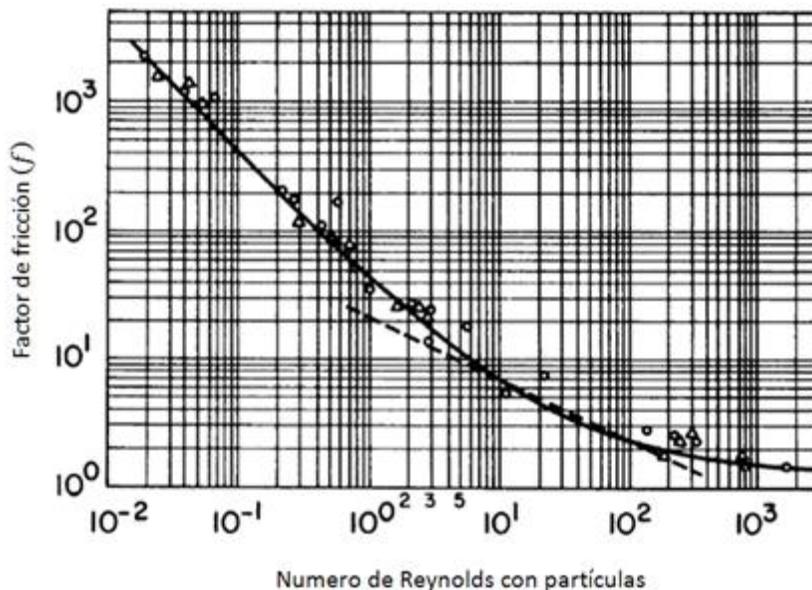
Anexo B Número de Reynolds con partículas (recortes)

La ecuación utilizada para determinar el número de Reynolds con partículas es:

$$N_{Re} = \frac{928\rho_f v_a d_s}{\mu_a}$$

- Donde
- ρ_f Densidad del fluido [lb/gal]
 - v_a Velocidad de asentamiento [pie/seg]
 - d_s Diámetro de los recortes [pg]
 - μ_a Viscosidad aparente Newtoniana [cp]

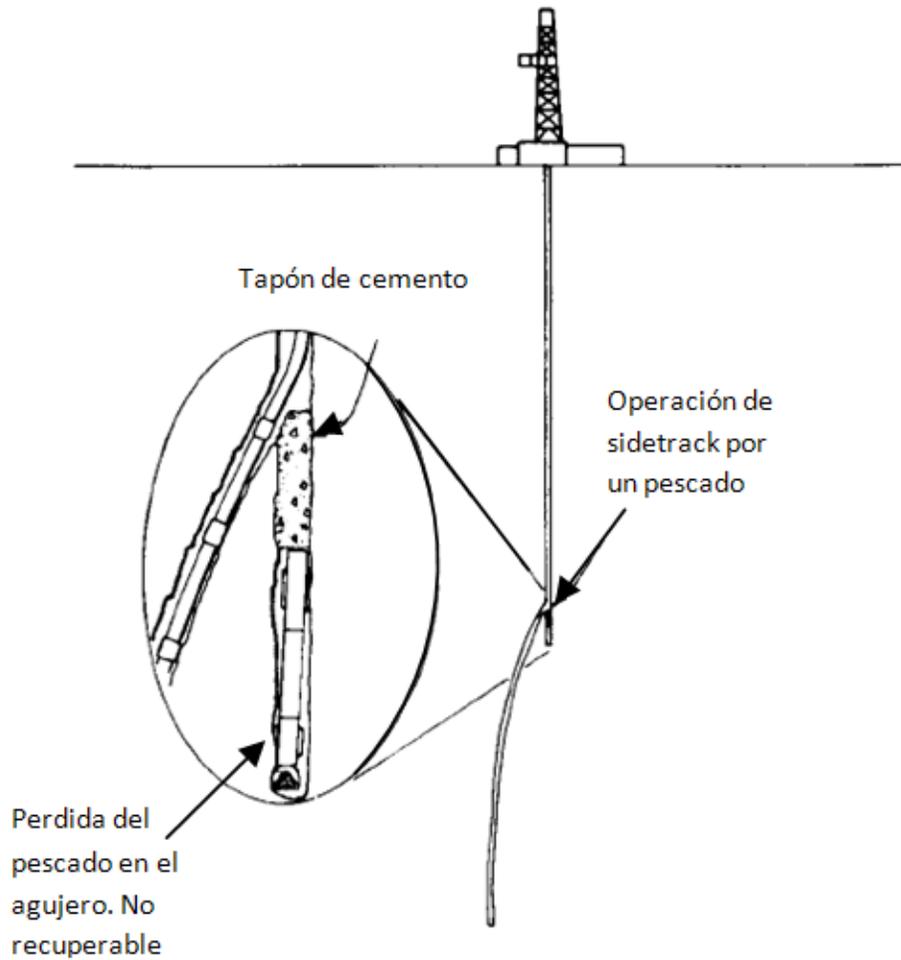
La grafica que se emplea junto con la ecuación anterior es la siguiente:



Velocidad de asentamiento de la partícula, correlación de Moore (1974) (modificado de Bourgoyne, 1986).

Anexo C Sidetrack

La operación de un sidetrack es la desviación de la dirección original del pozo por alguna dificultad, en el caso de la imagen (abajo) es por un pescado que no se pudo recuperar y se opto por realizar esta operación.



Ejemplo de un Sidetrack por no poder recuperar un pescador (modificado de Bourgoyne, 1986).

Bibliografía

- Darley, H. C. H. y Gray, George R. (1988). *Composition and Properties of Drilling and Completion Fluids* (Quinta Edición). Houston, Texas: Gulf Publishing Company.
- Bourgoyne, Adam T. Jr., Millheim, Keith K., Chenevert, Martin E y Young, F. S. Jr. (1986) *Applied Drilling Engineering* (Primera Edición). Richardson, TX: Society of Petroleum Engineers.
- Eaton, Ben A. (1987). *Fracture Gradient Prediction and Its Application in Oilfield Operations* (Drilling reprint series No. 22). Richardson, TX: Society of Petroleum Engineers.
- Dienes, Stephen R. (1987). *Prediction of Fracture Pressures for Wildcat Wells*. (Drilling reprint series No. 22). Richardson, TX: Society of Petroleum Engineers.
- Darley, H. C. H. (1987). *A Laboratory Investigation of Borehole Stability* (Drilling reprint series No. 22). Richardson, TX: Society of Petroleum Engineers.
- Hopkin, E. A. (1973). *Factors Affecting Cuttings Removal During Rotary Drilling* (Drilling reprint series No. 6). Richardson, TX: Society of Petroleum Engineers.
- Chenevert, M. E. (1973). *Shale Control with Balanced – Activity Oil – Continuous Muds* (Drilling reprint series No. 6). Richardson, TX: Society of Petroleum Engineers.
- Field, L. J. y Anderson, D. B. (1973). *An Analytical Approach to Removing Mud Solids* (Drilling reprint series No. 6). Richardson, TX: Society of Petroleum Engineers.
- Schlumberger. (1972). *Log Interpretation* (Volumen 1 Principles). Park Avenue, New York.
- Gatlin, Carl. (1960). *Petroleum Engineering Drilling and Well Completions*. The University of Texas: Department of Petroleum Engineering.
- Azar, J. J. y Samuel, G. Rohello. (2007). *Drilling Engineering*. Tulsa Oklahoma: Penn Well Corporation.
- Devereux, Steve. (1998). *Practical Well Planning and Drilling Manual*. Tulsa Oklahoma: Penn Well Publishing Company.
- Short, J.A. “Jim”. (1982). *Drilling and Casing Operations*. Tulsa Oklahoma: Penn Well Books.
- Austin, Ellis H. (1983). *Drilling Engineering Handbook*. Boston: International Human Resources Development Corporation.
- Moore, Preston L., Ormsby, George S., Grace, Robert D., Patton, Charles C. y Smith, Dwight K. (1974). *Drilling Practices Manual*. Tulsa Oklahoma: The Petroleum Publishing Co.
- Deily, F. H. y Owens, T. C. (1987). *Stress Around a Wellbore* (Drilling reprint series No. 22). Richardson, TX: Society of Petroleum Engineers.
- Lubinski, Arthur. (1987). *Maximum Permissible Dog-Legs in Rotary Boreholes* (Drilling reprint series No. 22). Richardson, TX: Society of Petroleum Engineers.
- Hansford, J. E. y Lubinski, A. (1987). *Cumulative Fatigue Damage of Drill Pipe in Dog-Legs* (Drilling, SPE reprint series No. 22). Richardson, TX: Society of Petroleum Engineers.
- Dawson, Rapier. (1987). *Drillpipe Buckling in Inclined Holes* (Drilling reprint series No. 22). Richardson, TX: Society of Petroleum Engineers.
- Adams, Neal. (1980). *Well Control Problem and Solutions*. Tulsa Oklahoma: The Petroleum Publishing Company.