

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

ANÁLISIS DE ESTABILIDAD DE HOYO Y PREDICCIÓN DE ARENAMIENTO EN POZOS VERTICALES Y DIRECCIONALES EN EL CAMPO SANTA ROSA, ÁREA MAYOR DE ANACO

TUTOR ACADÉMICO: Prof., Ing. Norberto Bueno

TUTOR INDUSTRIAL: Ing. Germán Gómez

Ing. Massiel Rangel

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de
Venezuela para optar al Título
De Ingeniero de Petróleo
Por el Br. Maya Delgado, Diego Alejandro

Caracas, Febrero de 2003

AGRADECIMIENTOS

A Baker Atlas por permitir la publicación de este trabajo, PDVSA Exploración Caracas, PDVSA Gas Anaco, por permitir el uso y publicación de la información. Al equipo de geociencias por el soporte técnico. A mis tutores Massiel Rangel y Germán Gómez, por el soporte técnico y apoyo incondicional. Al profesor Norberto Bueno por su soporte técnico y gran amistad durante estos años. A mis padres.....por todo.

RESUMEN

El estudio geomecánico desarrollado en este trabajo ha sido enfocado a la estructura dómica del campo Santa Rosa, área mayor de Anaco. Con la finalidad de definir las trayectorias óptimas de perforación en diferentes puntos de la estructura. Este estudio se fundamenta en información de geología, yacimientos, registros eléctricos y resultados de ensayos de laboratorio en dos pozos piloto del área. Uno de los pozos se encuentra en el tope del domo y otro en un flanco del mismo. La información es procesada y analizada mediante el uso de modelos y paquetes matemáticos diseñados para estimar y predecir parámetros característicos de cada formación (análisis petrofísico, análisis de propiedades mecánicas, análisis de estabilidad). Esta información es calibrada con resultados de núcleo (donde se dispone de información de núcleos).

La información empleada en este trabajo ha sido actualizada durante el desarrollo del mismo, logrando así, un resultado vigente en la caracterización de esfuerzos de la zona. Caracterización que permite el desarrollo de nuevos programas de perforación y reentradas en pozos actuales, de una manera óptima con un mínimo de riesgos operativos. Los estudios de estabilidad en hoyos tienen como objetivo la prevención y control de fallas o deformaciones plásticas de la roca alrededor del hoyo debidas a esfuerzos mecánicos.

ÍNDICE

ÍNDICE DE FIGURAS	vii
ÍNDICE DE TABLAS	xi
INTRODUCCIÓN	1
OBJETIVOS	3
OBJETIVO GENERAL	3
OBJETIVOS ESPECÍFICOS	3
ALCANCES DEL PROYECTO	4
1 MARCO TEÓRICO	5
1.1 GEOMECAÁNICA	5
1.2 CLASIFICACIÓN DE LOS MATERIALES	8
<i>Materiales elásticos</i>	8
<i>Materiales frágiles</i>	8
<i>Materiales plásticos</i>	8
1.3 ESFUERZO Y DEFORMACIÓN	9
<i>Esfuerzo</i>	9
<i>Círculo de Mohr para esfuerzo plano</i>	14
<i>Deformaciones</i>	15
1.4 PROPIEDADES MECÁNICAS DE LAS ROCAS	18
<i>Resistencia mecánica de los materiales</i>	18
<i>Tipos de fractura</i>	18
<i>Criterio de falla</i>	21
<i>Envolvente de Mohr o Curva Intrínseca</i>	24
<i>Influencia de la presión de fluidos en los estados de esfuerzo</i>	27
<i>Módulo de Young o de elasticidad</i>	32
<i>Relación de Poisson</i>	32
1.4.1 Módulo de corte o módulo de rigidez	34
1.4.2 Dilatación y módulo volumétrico	34
1.5 TIPOS DE FALLA	38
1.6 ENSAYOS GEOMECAÁNICOS DE LABORATORIO	40
<i>Ensayos de compresión uniaxial y triaxial</i>	40
<i>Ensayos de Cilindros de Pared Delgada (TWC)</i>	40
1.6.1 <i>Ensayos del efecto de debilidad por agua</i>	40
<i>Prueba de Integridad de Presión (leak off test LOT)</i>	41
1.7 RUPTURAS DENTRO DEL POZO	44
<i>Fracturas inducidas</i>	44
<i>“Breakouts”</i>	45
1.8 PRODUCCIÓN DE ARENA	48
<i>Completación a Hoyo Abierto</i>	52
Método Empírico	52
Método Analítico	56
<i>Completación de Hoyo Entubado</i>	57
Método Analítico	57
1.9 PROGRAMAS Y PROCESAMIENTOS	60
<i>Evaluación Petrofísica Básica</i>	60
<i>Registro acústico multipolar XMAC™</i>	67

	<i>Registro de imagen digital CBIL™ (“Circumferential Borehole Imaging Logging”).</i>	68
	<i>Predicción y análisis de propiedades mecánicas de la roca</i>	70
	MECHPROP™ “Mechanical Properties Analysis”	70
	PRELMP™	70
	LMP™ “Logging Mechanical Properties”	72
	LMP-SADAN™	81
	ANÁLISIS DE ESTABILIDAD DE HOYO (BIAS™)	83
	Criterio de falla usado para predecir “breakouts” y fracturas inducidas	89
	Criterio de falla de Mohr-Coulomb	90
	Estimación de peso mínimo y máximo del lodo.	91
	Interpretación de los gráficos	92
	Esfuerzos tangenciales	92
	Gráficos de contorno	94
2	UBICACIÓN GEOGRAFICA DEL CAMPO SANTA ROSA	96
2.1	MAPA REGIONAL	96
3	METODOLOGIA	97
3.1	RECOPIACIÓN DE INFORMACIÓN	97
3.2	GEOLOGÍA REGIONAL	98
3.3	GEOLOGIA ESTRUCTURAL REGIONAL	105
3.4	UBICACIÓN DE LOS POZOS	115
3.5	ANÁLISIS PETROFÍSICO	116
3.6	PREDICCIÓN Y CALIBRACIÓN DE PROPIEDADES MECÁNICAS.	117
	<i>Propiedades Mecánicas</i>	117
	<i>Calibración de las propiedades mecánicas</i>	117
3.7	INTERPRETACIÓN DE IMÁGENES.	118
	<i>Registros de imágenes (STAR™/CBIL™)</i>	118
3.8	CARACTERIZACIÓN DE LOS ESFUERZOS IN SITU.	119
	<i>Esfuerzo vertical</i>	119
	<i>Cálculo de la presión de poros</i>	119
3.9	ANÁLISIS DE ESTABILIDAD	121
	<i>Estabilidad del Hoyo</i>	121
	<i>Predicción de arenamiento</i>	121
4	procesamientos y análisis	122
4.1	POZO RG-A	122
	ANÁLISIS PETROFÍSICO	123
	PREDICCIÓN Y CALIBRACIÓN DE LAS PROPIEDADES MECÁNICAS	139
	CARACTERIZACIÓN DE LOS ESFUERZOS IN SITU	150
	Presión de Poros	150
	Esfuerzos	153
	Esfuerzo Vertical	153
	Esfuerzos Horizontales	155
	Dirección	155
	Magnitud	160
	ANÁLISIS DE ESTABILIDAD	167
	Pesos de Lodo: Máximo y Mínimo	167

Diferencial de Presión	179
Influencia de los buzamientos de las capas en la estabilidad mecánica del pozo	180
Puntos críticos durante la perforación del pozo RG-A	180
4.2 POZO RG-B	182
<i>ANÁLISIS PETROFÍSICO</i>	183
<i>PREDICCIÓN Y CALIBRACIÓN DE LAS PROPIEDADES MECÁNICAS.</i>	192
<i>CARACTERIZACIÓN DE LOS ESFUERZOS IN SITU</i>	195
Presión de Poros	195
Esfuerzos	196
Esfuerzo Vertical	196
Esfuerzos Horizontales	197
Dirección	197
Magnitud	202
<i>ANÁLISIS DE ESTABILIDAD</i>	204
Pesos de Lodo: Máximo y Mínimo	204
Diferencial de Presión	209
Puntos críticos durante la perforación del pozo RG-B	210
CONCLUSIONES	211
PROPUESTA DE REENTRADA DEL POZO RG-A	215
POZO RG-A ESTABILIDAD	220
POZO RG-A ESTABILIDAD	221
PROPUESTA DE REENTRADA DEL POZO RG-B	223
POZO RG-B ESTABILIDAD	227
POZO RG-B ESTABILIDAD	228
RECOMENDACIONES	230
REFERENCIAS	231
NOMENCLATURA	235
GLOSARIO DE TÉRMINOS	238

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.3-1 Componentes del vector de esfuerzo o tensor	9
Figura 1.3-2 Estado general de esfuerzo plano	13
Figura 1.3-3 Esfuerzo plano (Vista bidimensional).....	13
Figura 1.3-4 Construcción del círculo de Mohr.....	14
Figura 1.3-5 Curvas típica de esfuerzo-deformación para rocas ²	16
Figura 1.4-1 Efecto de la presión de confinamiento sobre la resistencia al corte. ⁴	18
Figura 1.4-2 Compresión axial sin confinamiento.	19
Figura 1.4-3.....	20
Figura 1.4-4 Compresión triaxial. Planos de fractura y su relación con los esfuerzos principales. ⁵	20
Figura 1.4-5 Fractura de extensión.	21
Figura 1.4-6 Envolvente de falla tangente a los círculos de Mohr. ⁵	22
Figura 1.4-7 Criterio de Coulomb representado en un diagrama de Mohr. ⁵	23
Figura 1.4-8 Ilustración de ϕ , C_0 , T ⁵	24
Figura 1.4-9 Envolventes de Mohr de una roca básica. ⁵	25
Figura 1.4-10 Los tres campos de la envolvente de falla. ⁵	27
Figura 1.4-11 Esfuerzo transmitido por los granos y presión de fluidos. ⁵	28
Figura 1.4-12 Influencia de la presión de fluidos sobre el círculo de Mohr. Esfuerzo efectivo. ⁵	29
Figura 1.4-13 Sistema Rectangular.....	30
Figura 1.4-14 Sistema radial	31
Figura 1.4-15 Cuerpo sometido a una fuerza axial de tensión.....	33
Figura 1.4-16 Módulos volumétricos.	35
Figura 1.4-17 Cuerpo sometido a carga hidrostática.	36
Figura 1.5-1 Tres regímenes de falla. ⁷	39
Figura 1.6-1 Determinación de la presión de ruptura y esfuerzo mínimo. ⁸	43
Figura 1.7-1 Las fracturas se abren en la dirección de máximo esfuerzo horizontal ⁹	45
Figura 1.7-2 El hoyo es aplastado en la dirección de máximo esfuerzo horizontal. Y se alarga en la dirección del esfuerzo mínimo horizontal.	46
Figura 1.7-3 Presentación de “breakouts” y fracturas en la imagen digital. ¹⁰	47
Figura 1.8-1 Cavity de perforación. ¹¹	52
Figura 1.9-1 Índice de radioactividad. ¹³	60
Figura 1.9-2 Gráfico densidad vs neutrón. ¹³	66
Figura 1.9-3 Imagen acústica digital ¹⁴	69
Figura 1.9-4 Diagrama de flujo del procesamiento de LMP TM en la predicción de propiedades mecánicas estáticas. El título de la figura “Logging of Mechanical Prop[erties]” es el nombre del software, en siglas (LMP).....	78
Figura 1.9-5 Curva esfuerzo-deformación típica obtenida en laboratorio de una prueba de compresión triaxial.	79
Figura 1.9-6 Envolvente de falla de Mohr construida usando las resistencias estimada con LMP TM	80

Figura 1.9-7 Comparación de los resultados del LMP™ con medidas de laboratorio.	80
Figura 1.9-8 Salida del BIAS™ mostrando la distribución de esfuerzos en el hoyo.	84
Figura 1.9-9 Tamaño y orientación del “breakout”.	85
Figura 1.9-10 Imagen de la pared del hoyo. Puede apreciarse un “breakout” con una dirección de 120 grados y un tamaño aproximado de 30 grados. ¹⁰	86
Figura 1.9-11 Orientación y ángulo de fractura.	86
Figura 1.9-12 Esfuerzos tangenciales para pesos de lodo bajos.	92
Figura 1.9-13 Esfuerzos tangenciales para pesos de lodo altos.	93
Figura 1.9-14 Gráfico de contorno indicando máximo peso de lodo permitido.	94
Figura 1.9-15 Gráfico de contorno indicando tamaños de “breakout”.	95
Figura 2.1-1 Ubicación del campo Santa Rosa. ¹⁶	96
Figura 3.2-1 Cuenca oriental de Venezuela ¹⁶	98
Figura 3.2-2 Cretácico temprano. ¹⁶	99
Figura 3.2-3 Cretácico tardío. ¹⁶	101
Figura 3.2-4 Paleoceno-Eoceno ¹⁶	102
Figura 3.2-5 Oligoceno ¹⁶	103
Figura 3.3-1 Mapa Estructural, arena Vidoño. ¹⁷	107
Figura 3.3-2 Mapa Estructural, arena MET5. ¹⁸	107
Figura 3.3-3 Mapa Estructural, arena CO-R2. ¹⁹	108
Figura 3.3-4 Mapa Estructural, arena SJ-C. ²⁰	108
Figura 3.3-5 Mapa Estructural, arena SA-2. ²¹	109
Figura 3.3-6 Sección Sísmica Domo de Santa Rosa. ²²	110
Figura 3.3-7 Código estratigráfico de la cuenca oriental de Venezuela. ²³	111
Figura 3.3-8 Columna estratigráfica Área Mayor de Anaco.	112
Figura 3.4-1 Ubicación de los pozos RG-A y RG-B ²⁷	115
Figura 4.1-1 Histograma Rayos Gamma pozo RG-A	124
Figura 4.1-2 Histograma Resistividad de la formación pozo RG-A	125
Figura 4.1-3 Gráfico Densidad vs. Neutrón pozo RG-A	126
Figura 4.1-4 Estadísticas de la formación Moreno	127
Figura 4.1-5 Estadísticas de la formación Merecure	127
Figura 4.1-6 Estadísticas formación San Juan	128
Figura 4.1-7 Estadísticas formación San Antonio	128
Figura 4.1-8 Resultados del SAND en arena del miembro Verde.	129
Figura 4.1-9 Resultados del SAND en formación Merecure	131
Figura 4.1-10 Resultados del SAND en la formación San Juan	132
Figura 4.1-11 Resultados del SAND en formación San Antonio.	133
Figura 4.1-12 Resultados del SAND™ y análisis básico de núcleos en arenas de Colorado.	135
Figura 4.1-13 Resultados del SAND™ y análisis básico de núcleos en arenas de Merecure.	137
Figura 4.1-14 Resultados del SAND™ y análisis básico de núcleos en arenas de San Juan.	138
Figura 4.1-15 Núcleos del pozo RG-A con ensayos geomecánicos.	140
Figura 4.1-16 Cohesión-lab. Vs. Cohesión-log.	143

Figura 4.1-17 UCS-lab. Vs. UCS-log.....	144
Figura 4.1-18 Módulo de Young lab. Vs. log.....	144
Figura 4.1-19 Resistencia a la tensión lab. Vs. log.....	145
Figura 4.1-20 UCS y Young resultantes para el pozo RG-A.....	146
Figura 4.1-21 Resultados del LMP pozo RG-A. Intervalo 8200 a 8900 pies.....	147
Figura 4.1-22 Resultados LMP. Pozo RG-A.Intervalo 12200 a 13160 pies.....	149
Figura 4.1-23 Presión de poros en lpc/pie. Pozo RG-A.....	152
Figura 4.1-24 Identificación de lutitas sobrepresurizadas.....	153
Figura 4.1-25 Curva de gradiente del esfuerzo vertical. Pozo RG-A.....	154
Figura 4.1-26 Imagen Digital del pozo RG-A. Intervalo 9206 a 9314 pies.....	156
Figura 4.1-27 Registro de imagen digital. Intervalo 10060 a 10170 pies. Pozo RG-A.....	157
Figura 4.1-28 imagen digital. Intervalo 10060 a 10170 pies. Pozo RG-A.....	158
Figura 4.1-29 Schmidt plot.....	159
Figura 4.1-30 Rose plot.....	160
Figura 4.1-32 Prueba de Integridad de Presión PIP.....	162
Figura 4.1-33 PIP primer ciclo.....	163
Figura 4.1-34 Calibración del esfuerzo horizontal máximo.....	164
Figura 4.1-35 Resultado de estimación de esfuerzos en el pozo RG-A.....	166
Figura 4.1-36 Ventana de lodo estimada para el pozo RG-A.....	169
Figura 4.1-37 Análisis de estabilidad en el pozo RG-A a 3648 pies.....	170
Figura 4.1-38 Análisis de estabilidad en el pozo RG-A a 4148 pies.....	170
Figura 4.1-39 Análisis de estabilidad en el pozo RG-A a 6348 pies.....	171
Figura 4.1-40 Análisis de estabilidad en el pozo RG-A a 7400 pies.....	171
Figura 4.1-41 Análisis de estabilidad en el pozo RG-A a 8745 pies.....	172
Figura 4.1-42 Resultados del esfuerzo tangencial máximo y mínimo para el pozo RG-A a 8745 pies.....	173
Figura 4.1-43 Análisis de estabilidad en el pozo RG-A a 9471 pies.....	174
Figura 4.1-44 Resultados del esfuerzo tangencial para el pozo RG-A a 9471 pies.....	175
Figura 4.1-45 Análisis de estabilidad en el pozo RG-A a 10286 pies.....	175
Figura 4.1-46 Resultados del esfuerzo tangencial para el pozo RG-A a 10286 pies.....	176
Figura 4.1-47 Análisis de estabilidad en el pozo RG-A a 11749 pies.....	177
Figura 4.1-48 Resultados del esfuerzo tangencial para el pozo RG-A a 11749 pies.....	177
Figura 4.1-49 Análisis de estabilidad en el pozo RG-A a 14216 pies.....	178
Figura 4.1-50 Resultados del esfuerzo tangencial para el pozo RG-A a 14216 pies.....	178
Figura 4.1-51 Diferencial de presión crítico en lpc para arenas del pozo RG-A..	179
Figura 4.2-1 Histograma de rayos gamma pozo RG-B.....	184
Figura 4.2-2 Histograma de resistividad profunda pozo RG-B.....	185
Figura 4.2-3 Gráfico Densidad vs. Neutrón pozo RG-B.....	186
Figura 4.2-4 Estadísticas intervalo 8350 a 8450 pies.....	187
Figura 4.2-5 Estadísticas intervalo 8620 a 8650 pies.....	187
Figura 4.2-6 Estadísticas intervalo 10240 a 10320 pies.....	188

Figura 4.2-7 Resultados del SAND pozo RG-B. Intervalo 10100-10470 pies.	189
Figura 4.2-8 Resultados del SAND pozo RG-B. Intervalo 9150-10050 pies.	191
Figura 4.2-9 Resistencia y módulo de Young. Pozo RG-B.	193
Figura 4.2-10 Resultados del LMP para el pozo RG-B.	194
Figura 4.2-11 Curva de gradiente poral. Pozo RG-B.	195
Figura 4.2-12 Identificación de zonas con sobrepresión.	196
Figura 4.2-13 Imagen Digital del pozo RG-A. Intervalo 10240 a 10296 pies.	198
Figura 4.2-14 Imagen Digital del pozo RG-A. Intervalo 10300 a 10350 pies.	199
Figura 4.2-15 Schmidt plot.	200
Figura 4.2-16 Gráfico de rosetas para “breakouts” en el pozo RG-B.	200
Figura 4.2-17.	201
Figura 4.2-18 Resultado de estimación de esfuerzos en el pozo RG-B.	203
Figura 4.2-19 Ventana de lodo estimada para el pozo RG-B.	204
Figura 4.2-20 Análisis de estabilidad en el pozo RG-B a 8057 pies.	206
Figura 4.2-21 Esfuerzos tangenciales del pozo RG-B a 8057 pies.	206
Figura 4.2-22 Análisis de estabilidad en el pozo RG-B a 9504 pies.	207
Figura 4.2-23 Esfuerzos tangenciales del pozo RG-B a 9504 pies.	207
Figura 4.2-24 Análisis de estabilidad en el pozo RG-B a 10329 pies.	208
Figura 4.2-25 Esfuerzos tangenciales del pozo RG-B a 10329 pies.	208
Figura 4.2-26 Diferencial de presión crítico en l_{pc} para arenas del pozo RG-B.	209

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.4-1 Relaciones entre los módulos elásticos. ⁴	37
Tabla 1.9-1 Curvas de entrada al procesamiento SAND™	65
Tabla 1.9-2 Curvas de entrada al proceso PRELMP™	70
Tabla 1.9-3 Parámetros constantes en el proceso PRELMP™	71
Tabla 1.9-4 Curvas de salida del proceso PRELMP™	71
Tabla 1.9-5 Curvas de entrada al proceso LMP™	75
Tabla 1.9-6 Curvas de salida del proceso LMP™	76
Tabla 1.9-7 Parámetros constantes en el proceso LMP™	77
Tabla 1.9-8 Curvas de entrada al proceso LMP SANDAN™	81
Tabla 1.9-9 Curvas de salida del proceso LMP SANDAN™	82
Tabla 4.1-1 Información del pozo RG-A.	122
Tabla 4.1-2 Parámetros usados en el análisis petrofísico RG-A.	123
Tabla 4.1-3 Resultados de los ensayos a compresión. ²²	142
Tabla 4.1-4 Resultados de los ensayos de tensión indirecta. ²²	142
Tabla 4.1-5 Resultados de los ensayos a compresión II.	143
Tabla 4.1-6 Gradientes de presión pozo RG-A.	151
Tabla 4.1-7 Magnitud de esfuerzos RG-A.	165
Tabla 4.2-1 Información del pozo RG-B.	182
Tabla 4.2-2 Parámetros usados en el análisis petrofísico RG-B.	183
Tabla 4.2-3 Magnitud de esfuerzos en el pozo RG-B.	202

INTRODUCCIÓN

La geomecánica surge con el propósito de entender los procesos físicos que interrelacionan las rocas con el medio ambiente y proporcionar una visión más amplia de los fenómenos geológicos y físicos presentes en la tierra. Está basada en los conceptos y teorías de la mecánica de rocas y mecánica de suelos, que relacionan el comportamiento de la roca frente a cambios en los esfuerzos aplicados producto de las operaciones petroleras de perforación, completación y producción de pozos.

Aunque la geomecánica algunas veces parece ser incomprensible, esta puede ser entendida al ser relacionada con los ejemplos que se encuentran día a día. Se pueden encontrar ejemplos de catástrofes geomecánicas, como el desplome de plataformas por subsidencia. Sin embargo la geomecánica puede ahorrar y producir mucho dinero. En los últimos años estudios y resultados geomecánicos han liderizado incrementos de producción lucrativos y es aquí donde el patito feo se convierte en un cisne

Este capítulo encuentra una selección de conceptos, técnicas y aplicaciones pertenecientes a las rocas y sus interacciones con el medio. Por ejemplo, como evaluar la presión requerida para evitar el colapso o ruptura del hoyo, cómo evaluar el ángulo óptimo de perforación y como prevenir o controlar la producción de arenas hacia la superficie.

Las aplicaciones geomecánicas en la industria petrolera involucradas en este estudio son: estabilidad del hoyo, predicción de producción de arena, eficiencia de perforación, eficiencia en el diseño de pozos, fracturamiento hidráulico y mapeo de esfuerzos en el campo. Contribuyendo a una mejor caracterización de los yacimientos y a la optimización de las inversiones necesarias para poner un pozo en producción. Enfocadas al estudio geomecánico del Campo Santa Rosa.

El Campo Santa Rosa está ubicado en la Cuenca Oriental de Venezuela, en la región centro oriental a unos 10 Km. al noreste de Anaco, (Estado Anzoátegui). Este campo se caracteriza por un gran casquete de gas y condensado. El domo de Santa Rosa es asimétrico, y está elongado en dirección N45E con una inclinación menor hacia el noroeste y mayor hacia el sureste. El domo se encuentra entre dos fallas paralelas al eje del domo con inclinación hacia el sureste.

Se han realizados estudios geomecánicos anteriores en el campo Santa Rosa, en el 2000, PDVSA-INTEVEP realizó un estudio geomecánico con la finalidad de determinar la estabilidad mecánica del hoyo para trabajos de reentrada bajo condiciones de perforación cercanas o bajo balance. En el 2001 Baker Atlas (La compañía Baker Atlas proporciona servicios de perfilaje en pozos a hueco abierto y entubado) realiza un set de registros eléctricos a hueco abierto, en cuyos análisis se incluye el estudio de las propiedades mecánicas para varios pozos del domo de Santa Rosa. Estos estudios anteriores han servido como punto de apoyo de este trabajo, ya que en ellos se cuenta con ensayos de laboratorio, análisis de presiones, e imágenes digitales, entre otros.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Definir las condiciones de estabilidad, y predicción de arenamiento en los pozos RG-B y RG-A del campo Santa Rosa. Adicionalmente proyectar los resultados a otros pozos del área con cualquier trayectoria de perforación. A fin de optimizar los trabajos de perforación, completación y producción de pozos en el área.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- 1- Determinar la dirección y magnitud de los esfuerzos in-situ RG-Ay RG-B.
- 2- Realizar un análisis de estabilidad de hoyo para pozos verticales y direccionales que atraviesan la estructura dómica.
- 3- Modelar la predicción de arenamiento bajo las condiciones dadas en los pozos RG-A y RG-B.
- 4- Aplicación geomecánica de nuevas tecnologías en evaluación de formación.
- 5- Impacto positivo en la planificación de las operaciones de perforación y completación.

ALCANCES DEL PROYECTO

El alcance del proyecto es integrar la Geología Estructural del área, con la evaluación Geomecánica a partir de la información adquirida en los pozos RG-A y RG-B, a fin de optimizar la perforación y completación de pozos con el menor riesgo posible.

1 MARCO TEÓRICO

1.1 GEOMECAÁNICA

La geomecánica es la disciplina que estudia las propiedades y características mecánicas de los materiales geológicos que conforman las rocas de formación. Se basa en los conceptos y teorías de la mecánica de rocas y mecánica de los suelos, que relacionan el comportamiento o respuesta de la roca frente a disturbios o cambios de esfuerzo inducidos, los cuales para estudios de ingeniería, son considerados como inducidos por el hombre. Para los cambios naturales, la geomecánica aplica la deformación de las rocas en un contexto geológico estructural, como pliegues, fallas, y fracturas producidas por esfuerzos aplicados a la roca durante procesos orogénicos u otros.

Cuando se trata de describir el comportamiento mecánico de los sólidos, es común asumir que son idealmente homogéneos, continuos, isotrópicos, lineales y elásticos. Las rocas no son ideales en muchos aspectos. Raramente son continuas, debido a la presencia de poros o fisuras. Los poros interconectados, son cavidades aproximadamente equidimensionales encontradas entre los granos de las rocas sedimentarias. Cavernas aisladas son encontradas en rocas volcánicas y rocas compuestas por carbonatos solubles. Dado que la capacidad de la roca para almacenar y transmitir fluidos es altamente dependiente de esos espacios vacíos, se han desarrollado estudios especiales, para tratar con las deformaciones, esfuerzos, y presiones de fluido en el medio poroso.¹

Las microfracturas son pequeñas rupturas planas comunes en las rocas duras que han sufrido una deformación interna. En conjunto, las fisuras y espacios porosos, crean una respuesta no lineal de la curva esfuerzo-deformación, especialmente a bajos niveles de esfuerzo; ellos reducen la resistencia a la tensión (especialmente

las fisuras); crean esfuerzos dependientes de las propiedades del material; producen variabilidad y dispersión en los resultados de análisis e introducen un factor escalar en la predicción del comportamiento mecánico del material.

Una fractura en una roca trae consigo una reducción en la resistencia a la tensión hasta valores cercanos a cero en la dirección perpendicular al plano de fractura, además de restringir la resistencia al corte en la dirección paralela al plano de fractura. Si los planos de ruptura y esfuerzo no se encuentran distribuidos uniformemente (generalmente no lo están), entonces el efecto será una pronunciada anisotropía en la resistencia y otras propiedades de la roca. La anisotropía es común en la mayoría de las rocas, incluso cuando no hay discontinuidades estructurales, debido a la orientación en los granos de minerales o historial en la dirección de los esfuerzos.

La geomecánica es una rama interdisciplinaria, con aplicaciones en geología, geofísica, minas, petróleo e ingeniería civil. Se encuentra relacionada con el recobro y desarrollo de energía, construcción y transporte, predicción de terremotos, y muchas otras actividades de gran importancia.

En la industria petrolera, la deformación y la falla de la roca sedimentaria inciden durante el ciclo de la perforación y la producción de hidrocarburos. Como ejemplos se mencionan: la inestabilidad del hoyo, el fracturamiento hidráulico, la producción de arena y la subsidencia de la superficie. En algunos casos, la extracción de hidrocarburos provoca la formación de nuevas fallas y fracturas, o deslizamientos sobre fallas preexistentes.

Si por ejemplo, no puede perforar un pozo en una dirección en particular, debido a la inestabilidad del hoyo, un ingeniero en geomecánica busca información con respecto a la estructura del yacimiento, la resistencia de la roca, el estado actual de la tensión, y determinará cuáles son los mecanismos de deformación que prevalecen. Estas diversas formas de datos se encuentran sintetizadas en el

modelo mecánico de la tierra. Este modelo se utiliza entonces para diseñar la trayectoria óptima, el peso del lodo adecuado y los métodos de perforación necesarios para alcanzar el objetivo del yacimiento. Para poder compilar, sintetizar y aplicar los distintos datos, el geomecánico desarrolla procesos para coordinar las actividades de los equipos multidisciplinarios.

Los equipos de geomecánica están integrados generalmente por geomecánicos, petrofísicos, geólogos, geofísicos, ingenieros en perforación e ingenieros de reservorio. Resulta fundamental que exista un grado de comunicación confiable, en particular con las locaciones más alejadas, para poder aprovechar el valor potencial de los aspectos geomecánicos del proyecto, en especial cuando los modelos son construidos y revisados en tiempo real durante la perforación.

1.2 CLASIFICACIÓN DE LOS MATERIALES

Materiales elásticos

Son aquellos que vuelven a su forma original una vez que las fuerzas aplicadas sobre ellos desaparecen.

Materiales frágiles

Son los materiales que se fracturan al aplicar una fuerza externa sobre ellos.

Materiales plásticos

Son aquellos que se deforman irreversiblemente luego de ser sometidos a una fuerza externa.²

1.3 ESFUERZO Y DEFORMACIÓN

Esfuerzo

Es la capacidad de un cuerpo de resistir carga por unidad de área⁴. Las componentes del tensor de esfuerzo son mostradas en la siguiente figura. Donde los σ_i se denominan esfuerzos normales (dada su condición de dirección normal a los planos) y los τ_{ij} son denominados esfuerzos tangenciales o de cizalla. El cubo mostrado en la figura se encuentra en equilibrio, por lo que las componentes en las caras opuestas son iguales en magnitud pero en sentido contrario al mostrado en la figura 1.3-1.

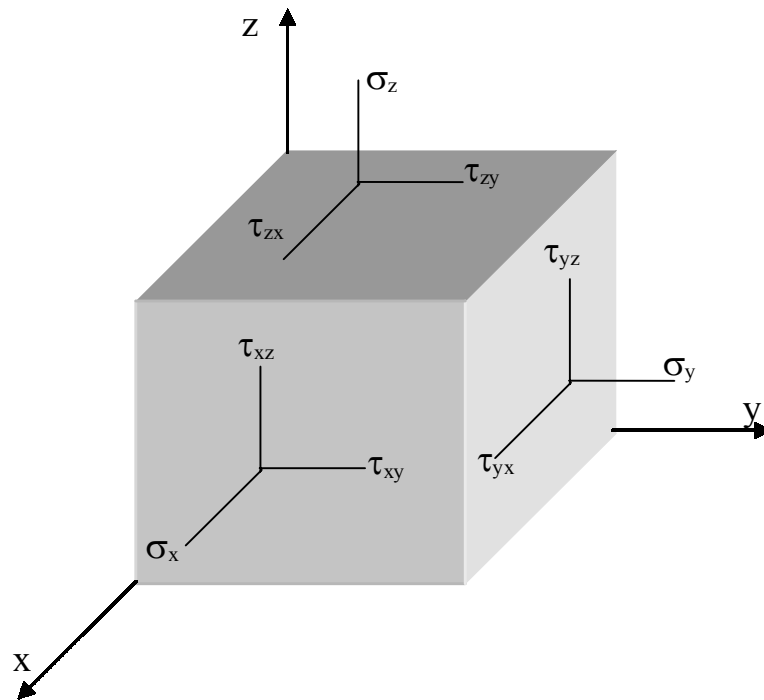


Figura 1.3-1 Componentes del vector de esfuerzo o tensor²

Por simplicidad se considera un cubo con las caras orientadas en los tres ejes de coordenadas cartesianas. En el sistema de coordenadas cartesianas estas componentes del tensor pueden ser definidas como²:

$$\bar{P}(n) = \lim_{\Delta S \rightarrow 0} \frac{\Delta \vec{F}}{\Delta S} = \frac{d\vec{F}}{dS}$$

Ec. 1.3-1

donde \vec{P} se denomina vector de esfuerzo o tensor, y viene dado en unidades de presión.

Los esfuerzos pueden ser a tensión si su sentido es hacia fuera de las caras o a compresión si su sentido es hacia adentro de las caras.

El vector de esfuerzo puede definirse como:

$$\begin{aligned} \vec{P}_x &= \sigma_x \hat{x} + \tau_{xy} \hat{y} + \tau_{xz} \hat{z} \\ \vec{P}_y &= \tau_{yx} \hat{x} + \sigma_y \hat{y} + \tau_{yz} \hat{z} \\ \vec{P}_z &= \tau_{zx} \hat{x} + \tau_{zy} \hat{y} + \sigma_z \hat{z} \end{aligned}$$

Ec. 1.3-2

visto en notación matricial como:

$$\begin{pmatrix} \vec{P}_x \\ \vec{P}_y \\ \vec{P}_z \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \sigma_{xx} & \tau_{xy} & \tau_{xz} \\ \tau_{yx} & \sigma_{yy} & \tau_{yz} \\ \tau_{zx} & \tau_{zy} & \sigma_{zz} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \hat{x} \\ \hat{y} \\ \hat{z} \end{pmatrix}$$

Ec. 1.3-3

los \vec{P}_i no son componentes sino vectores. Por ejemplo \vec{P}_x indica al vector \vec{P} actuando en la dirección del eje x sobre el plano yz. Ahora, si se emplean números en lugar de subíndices, la matriz puede ser redefinida como:

$$\begin{pmatrix} p \\ p_1 \\ p_2 \\ p_3 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \sigma_{11} & \sigma_{12} & \sigma_{13} \\ \sigma_{21} & \sigma_{22} & \sigma_{23} \\ \sigma_{31} & \sigma_{32} & \sigma_{33} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \hat{x}_1 \\ \hat{x}_2 \\ \hat{x}_3 \end{pmatrix}$$

Ec. 1.3-4

donde los σ indican las componentes de los esfuerzos, y el vector \hat{x} representa los cosenos directores del vector de esfuerzos.

El vector $\overset{p}{P}$ puede ser descompuesto en la suma de un vector con componentes normales y un vector con componentes tangenciales.

$$\overset{p}{P} = \overset{p}{P}_N + \overset{p}{P}_T$$

Ec. 1.3-5

$$\overset{p}{P}_N = \begin{pmatrix} \sigma_x & 0 & 0 \\ 0 & \sigma_y & 0 \\ 0 & 0 & \sigma_z \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \hat{x} \\ \hat{y} \\ \hat{z} \end{pmatrix}$$

Ec. 1.3-6

$$\overset{p}{P}_T = \begin{pmatrix} 0 & \tau_{xy} & \tau_{xz} \\ \tau_{yx} & 0 & \tau_{yz} \\ \tau_{zx} & \tau_{yz} & 0 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \hat{x} \\ \hat{y} \\ \hat{z} \end{pmatrix}$$

Ec. 1.3-7

dado que la matriz de esfuerzo es un tensor (entidad matemática cuya norma es invariante del sistema de referencia usado para definirlo, es decir, que no importa como se defina nuestro sistema de referencia la norma de un tensor no cambia), una rotación en el sistema de coordenadas usado para definir $\overset{p}{P}$ no debe causar

variaciones en su norma. La rotación en el sistema de coordenadas se hará hasta lograr que: $\vec{P} = \vec{P}_N$ o $\vec{P}_T = 0$. Al obtener este sistema el vector de esfuerzo sólo tendrá componentes normales. El proceso para obtener la matriz asociada a un vector normal es equivalente a diagonalizar la matriz de esfuerzo. De la forma: $\vec{P} - \vec{P}_N = 0$ esto conduce a obtener la matriz cuyo determinante debe ser cero para que no tenga solución trivial:

$$\begin{vmatrix} \sigma_x - \sigma & \tau_{xy} & \tau_{xz} \\ \tau_{yx} & \sigma_y - \sigma & \tau_{yz} \\ \tau_{zx} & \tau_{yz} & \sigma_z - \sigma \end{vmatrix} = 0$$

Ec. 1.3-8

la solución de este determinante es una ecuación cúbica con tres soluciones para σ :

$$\sigma_{\max} = \sigma_1$$

$$\sigma_{\text{med}} = \sigma_2$$

$$\sigma_{\min} = \sigma_3$$

Ec. 1.3-9

estos esfuerzos reciben el nombre de esfuerzos principales (máximo, mediano, y mínimo). Son los esfuerzos normales a los planos sobre los cuales no actúan esfuerzos tangenciales.

Los esfuerzos tratados hasta el momento han sido en tres dimensiones. En condiciones generales el estado de esfuerzo en un punto está caracterizado por seis componentes independientes de esfuerzo normal y cortante, las cuales actúan sobre las caras de un elemento material localizado en el punto (ver figura 1.3-1). Aunque ese es el caso más general, muchos problemas de elasticidad pueden ser reducidos a dos dimensiones (Esfuerzos Planos).

El estado general de esfuerzo plano en un punto está representado en forma única por tres componentes que actúan sobre un elemento que tiene una orientación específica en el punto (Ver figura 1.3-2).

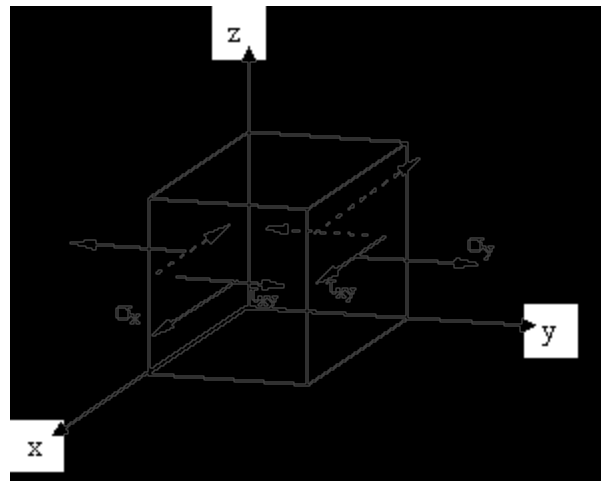


Figura 1.3-2 Estado general de esfuerzo plano

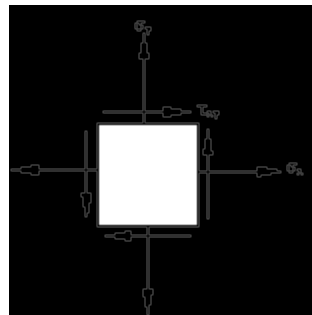


Figura 1.3-3 Esfuerzo plano (Vista bidimensional)

Círculo de Mohr para esfuerzo plano

El método matemático de transformar las componentes normal y cortante de esfuerzo de los ejes coordenados x, y , a los ejes x', y' , rotados un ángulo θ en sentido antihorario está representado por las ecuaciones de transformación del esfuerzo plano:

$$\sigma_{x'} = \frac{\sigma_x + \sigma_y}{2} + \frac{\sigma_x - \sigma_y}{2} \cos 2\theta + \tau_{xy} \operatorname{sen} 2\theta$$

$$\tau_{x'y'} = -\frac{\sigma_x - \sigma_y}{2} \operatorname{sen} 2\theta + \tau_{xy} \cos 2\theta$$

Ec. 1.3-10³

Estas ecuaciones tienen una representación gráfica. Este procedimiento permite “visualizar” cómo varían las componentes de esfuerzo normal y cortante conforme en el plano que actúan se orienta en diferentes direcciones. Los círculos de Mohr se construyen en un sistema de coordenadas $\tau - \sigma$, marcando en el eje σ los puntos correspondientes a los esfuerzos principales máximos y mínimos (σ_1, σ_3) (el esfuerzo medio σ_2 no está definido para representaciones bidimensionales).

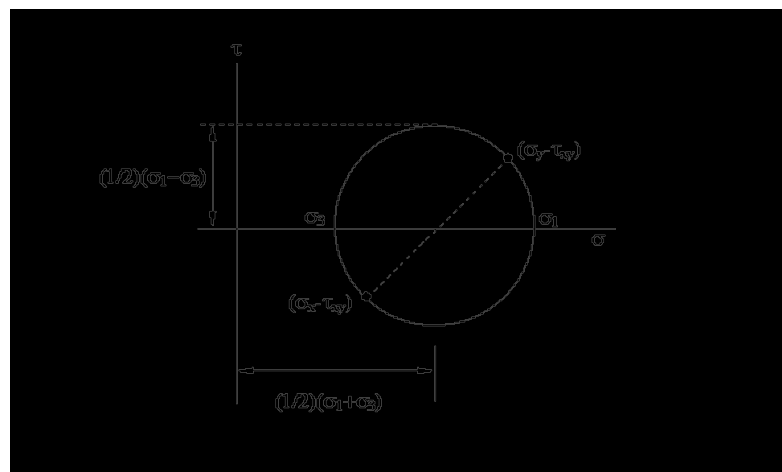


Figura 1.3-4 Construcción del círculo de Mohr.

Deformaciones

Son los cambios en la forma o tamaño que experimenta un cuerpo cuando se le aplica una fuerza. Estas deformaciones pueden ser visibles o inadvertidas si no se emplea el equipo apropiado para su medición. En nuestro caso hablaremos de deformaciones en sólidos. Estas deformaciones son muy pequeñas en comparación con las dimensiones del sólido, por lo que son consideradas infinitesimales. Sobre las deformaciones infinitesimales se aplica el principio de superposición.

Este principio enuncia:

*“La deformación producida en cualquier punto de un cuerpo por un sistema de esfuerzos puede ser sumada a aquellas producidas por otro sistema con el resultado final independiente del orden en que los esfuerzos fueron aplicados”.*²

Este principio garantiza que sin importar el orden en que se realicen los experimentos sobre un cuerpo los resultados serán los mismos.

Para la obtención de los diagramas clásicos de esfuerzo-deformación se grafican los valores correspondientes de σ y ϵ . Donde la deformación nominal o de ingeniería se determina directamente leyendo el cambio en la longitud δ , entre la longitud original del cuerpo:

$$\epsilon = \frac{\delta}{L_0}$$

Ec. 1.3-11

Estos diagramas proporcionan los medios para obtener resultados sobre la resistencia a tensión (o a compresión) de un material sin considerar tamaño o forma geométrica del material. Los resultados de estos diagramas dependen de la composición del material, imperfecciones microscópicas, velocidad de la carga y temperatura durante la prueba.

La siguiente figura muestra curvas de esfuerzo-deformación (a partir de ensayos de corte drenados) típicas para suelos normalmente consolidados y sobreconsolidados. Se presenta que en suelos granulares densos o arcillas altamente sobreconsolidadas tienden a desarrollar “picos”. Es justamente para estos suelos que surge la dificultad en cuanto a la elección de parámetros, ya sea referidos a la resistencia máxima (resistencia pico o resistencia compresiva uniaxial), la resistencia final (estado crítico) o la resistencia residual. (Ver figura 1.3-5).

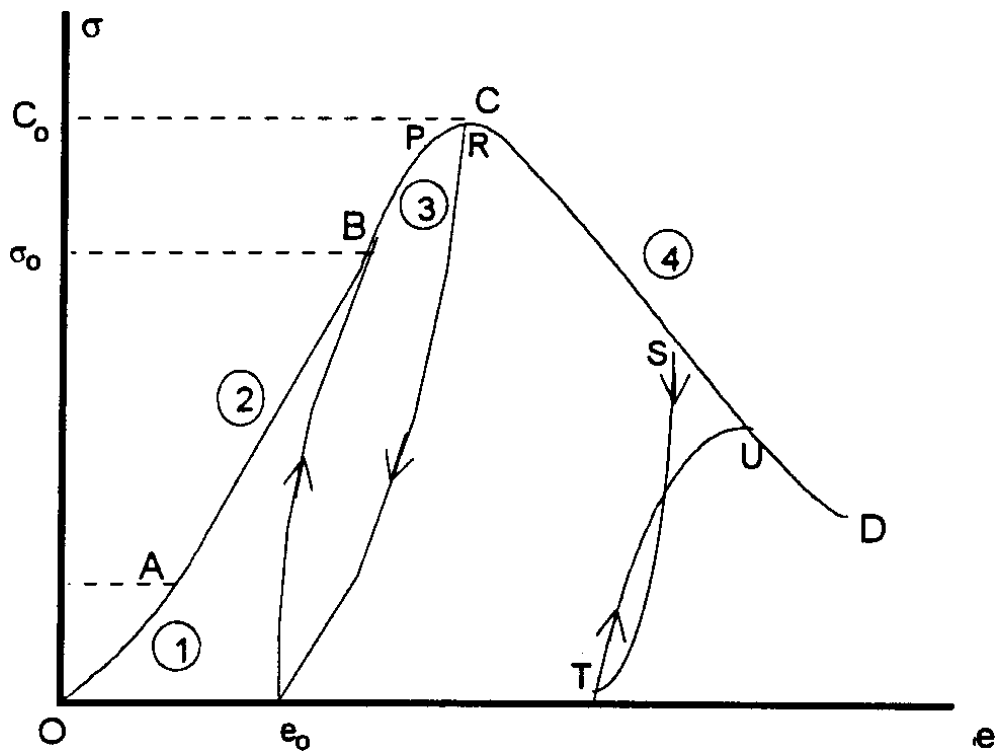


Figura 1.3-5 Curvas típicas de esfuerzo-deformación para rocas²

De la figura 1.3-5 se observa que la curva se divide en cuatro segmentos o regiones:

1. **Región OA:** la curva es ligeramente cóncava hacia arriba. Esta falta de linealidad se atribuye al cierre de poros y micro fracturas internas de la roca. En esta región no se observa histéresis, esto indica que el cierre de los poros y/o micro fracturas se realiza de manera elástica, ya que en el proceso de descarga se recupera la forma original sin provocar daños a la estructura original.
2. **Región AB:** la curva es prácticamente lineal. Lo cual es indicativo del comportamiento de la roca es prácticamente elástico y se muestra muy poca histéresis. Se infiere que en un ciclo de carga y descarga no se producen cambios irreversibles en la estructura o propiedades físicas del material.
3. **Región BC:** la curva es cóncava hacia abajo, alcanzando un valor máximo en el punto C. Esta región normalmente empieza con esfuerzos de magnitud $2/3$ del esfuerzo máximo, y es aquí donde se inducen cambios irreversibles en la estructura interna de la roca. Luego de alcanzar estos niveles, se observa que los procesos subsecuentes de carga y descarga siguen trayectorias diferentes (histéresis), además de presentarse una deformación permanente ε_0 en la roca.
4. **Región CD:** comienza en el punto máximo de la curva y se caracteriza por la pendiente negativa. Una vez alcanzada esta región, el proceso de descarga origina una gran deformación permanente en la roca (ver curva ST). Al efectuar procesos de carga se producen esfuerzos menores que la descarga anterior (curva TU). Este hecho denota que la roca ha perdido su capacidad para resistir carga. Esta habilidad para resistir carga tiende a cero cuando el esfuerzo inicial aplicado es lo suficientemente grande.

1.4 PROPIEDADES MECÁNICAS DE LAS ROCAS

Resistencia mecánica de los materiales

La resistencia mecánica de los materiales está relacionada con la resistencia al esfuerzo cortante, por esta razón es también denominada “Resistencia al Corte”. La presión de confinamiento tiene un efecto considerable en la resistencia al corte. En la gráfica siguiente se observa que a mayor confinamiento mayor es la resistencia mecánica de la roca.

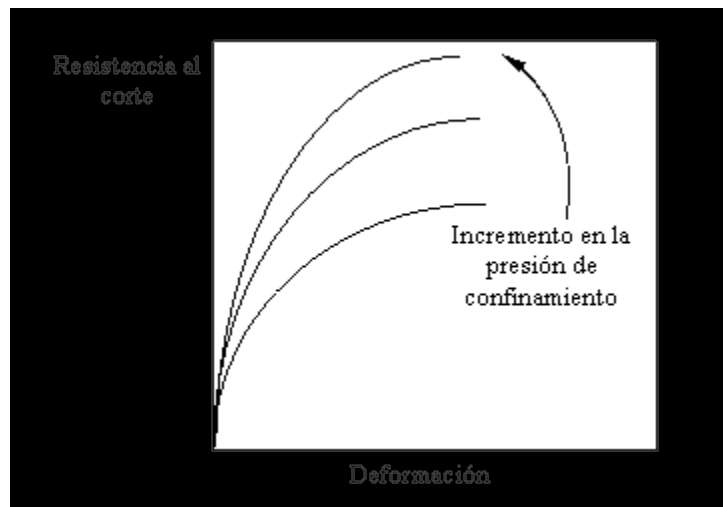


Figura 1.4-1 Efecto de la presión de confinamiento sobre la resistencia al corte.⁴

Tipos de fractura

Dependiendo del estado de esfuerzo al cual está sometida una roca, será la fractura inducida sobre ésta. Si sobre la muestra se aplica compresión axial sin confinamiento se observan grietas longitudinales paralelas al esfuerzo aplicado, aunque localmente se producen fracturas de cizalla con una inclinación de 45° o menos con respecto a la dirección del esfuerzo aplicado².

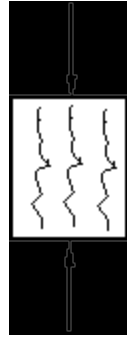


Figura 1.4-2 Compresión axial sin confinamiento.

Si se aplica una compresión triaxial sobre la muestra, con una cantidad moderada de presión de confinamiento, se origina un plano de fractura con un ángulo de inclinación menor a 45° con respecto a la dirección del esfuerzo máximo. Esta es la fractura más común cuando se somete la muestra a esfuerzos compresivos que exceden la resistencia mecánica del material y es denominada fractura de cizalla o falla de corte. Generalmente, en un pozo estas condiciones se dan cuando el peso del lodo es insuficiente (durante la perforación) o cuando las tasas de producción son excesivamente altas. En el plano de cizalla actúan prácticamente los esfuerzos máximos tangenciales. Las fallas geológicas tienen el mismo origen que estas fracturas. En las fracturas de cizalla, generalmente los labios no tienden a separarse, sino que se deslizan uno sobre otro. Si la fractura se origina por los planos donde actúa el máximo esfuerzo de cizalla (cercano a 45°), se está dando lugar a dos familias de fracturas conjugadas perpendiculares entre sí. Sin embargo, esto no ocurre en la naturaleza ni en el laboratorio, y cuando se producen dos familias de fracturas conjugadas, el ángulo menor entre ellas está entre 50° y 70° , siendo la bisectriz de este ángulo la dirección de aplicación del esfuerzo máximo principal. La razón de que esto suceda es que los planos sometidos al esfuerzo máximo de cizallamiento, también están sometidos a un esfuerzo normal que actuando perpendicularmente al posible plano de fractura tiende a impedir su movimiento debido al roce. Hay que superar entonces la fuerza de rozamiento para poder deslizar un labio de la falla sobre el otro. Esta fuerza de rozamiento depende del coeficiente de rozamiento o ángulo de fricción,

característico de cada material y del esfuerzo aplicado que tiende a juntar ambos labios.

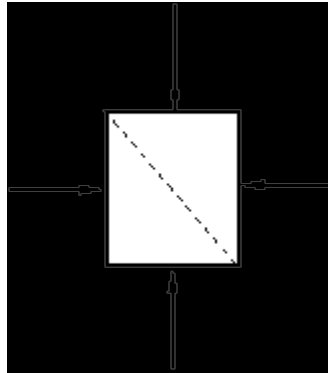


Figura 1.4-3

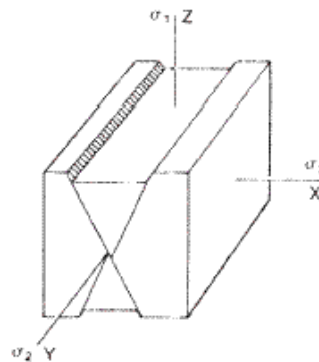


Figura 1.4-4 Compresión triaxial. Planos de fractura y su relación con los esfuerzos principales.⁵

Si la roca es sometida a esfuerzos tensionales o de extensión que vencen la cohesión del material se producen fracturas de tensión o fallas de tensión, y se producen según superficies aproximadamente perpendiculares a la dirección de aplicación del esfuerzo uniaxial a tensión. Generalmente se producen por peso de lodo excesivo, siendo esta la causa principal de los fracturamientos hidráulicos.

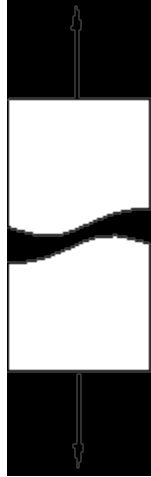


Figura 1.4-5 Fractura de extensión.

Criterio de falla

Los criterios de falla son criterios usados para predecir fracturamiento en rocas sujetas a esfuerzos. Una teoría o criterio de falla basado en las consideraciones de fracturas hechas anteriormente recibe el nombre de ***criterio de Coulomb***. Este criterio propone que las rocas se rompen por planos en los cuales se cumple la ecuación:

$$\tau = C_0 + \mu\sigma$$

Ec. 1.4-1⁴

donde τ y σ son las componentes de cizalla y normal sobre el plano respectivamente, C_0 es la ***resistencia cohesiva*** o ***cohesión***, y representa el esfuerzo de cizalla necesario para romper una roca por un plano sobre el cual el esfuerzo normal es cero. Y μ es el ***coeficiente de rozamiento interno*** o ***coeficiente de fricción***. El producto de este valor con el esfuerzo normal es la fuerza de roce que hay que superar para producir deslizamiento. Las constantes

C_0 y μ dependen de las propiedades de la estructura interna de la roca y deben ser medidas experimentalmente.

El criterio de fractura de Coulomb puede ser representado en el diagrama o **círculo de Mohr**. La ecuación 1.4-1 representa una recta llamada **línea de fractura** o **envolvente de falla** y se representa en la figura 1.4-6 como la tangente a los círculos de Mohr. Cada roca estará caracterizada por una tangente de este tipo.

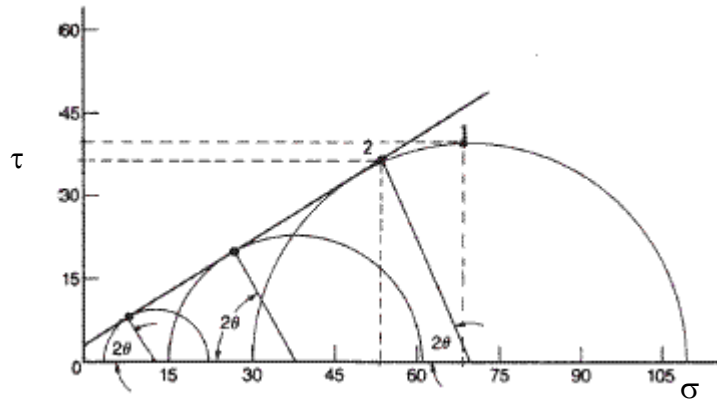


Figura 1.4-6 Envolvente de falla tangente a los círculos de Mohr.⁵

La pendiente de la recta es el coeficiente de fricción, y su ordenada en el origen es la resistencia cohesiva o cohesión. Dado un caso específico de esfuerzos, donde el círculo de Mohr para el esfuerzo máximo y mínimo no toca la envolvente de falla, como en el caso del círculo más oscuro en la figura 1.4-7, no se van a producir fracturas. Por el contrario si el círculo toca la recta, como es el caso del círculo sombreado en la figura 1.4-7, la roca se romperá por planos que forman un ángulo θ con la dirección de máximo esfuerzo. Puede producirse rotura en un plano o en varios planos, si la rotura es en varios planos estos pueden ser todos paralelos o pertenecer a dos familias distintas (familias conjugadas de planos) que formarían entre sí un ángulo igual a 2θ , en ningún caso el círculo de Mohr puede cortar a la recta en dos puntos, ya que al alcanzar la tangencia en un punto, la roca se rompe y no puede sostener esfuerzos diferenciales mayores, sólo se conseguirá fricción en el plano de fractura ya que este se convierte en un plano de

debilidad. Por lo tanto ningún plano de la roca puede soportar esfuerzos normales y de corte que se proyecten por encima de la envolvente de falla.

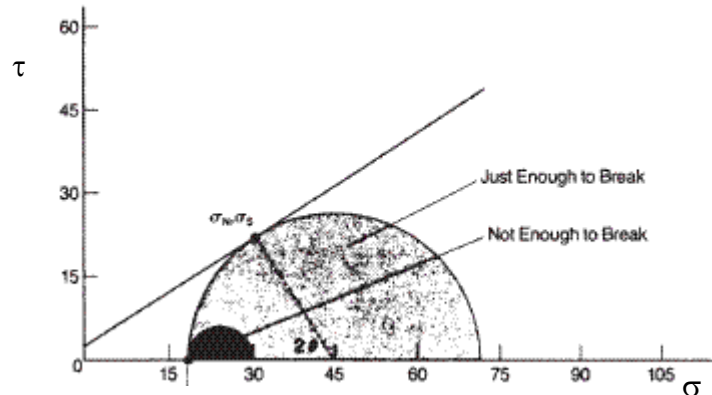


Figura 1.4-7 Criterio de Coulomb representado en un diagrama de Mohr.⁵

Aunque comúnmente se representa sólo la parte superior del diagrama de Mohr ya que se considera el valor absoluto de τ (para predecir el proceso de fractura resulta irrelevante el signo, ya que este sólo indicaría la dirección del movimiento sobre el plano de falla), hay que señalar que el diagrama completo incluye dos rectas simétricas con respecto al eje de las abscisas. Y esto se debe a que la ecuación 1.4-1 se cumple tanto para valores de τ positivos como negativos. En efecto las dos familias de fracturas conjugadas que se mencionan anteriormente corresponden cada una a uno de los dos signos.

El ángulo que forma la recta con el eje de las abscisas se denota como Φ y se denomina **ángulo de fricción** o **rozamiento interno**. La tangente de este ángulo es el coeficiente de fricción μ , y se relaciona con los planos de falla por: $\Phi = 90 - 2\theta$ (figura 1.4-8). Los valores típicos del ángulo de fricción para rocas oscilan entre 30° y 40° .

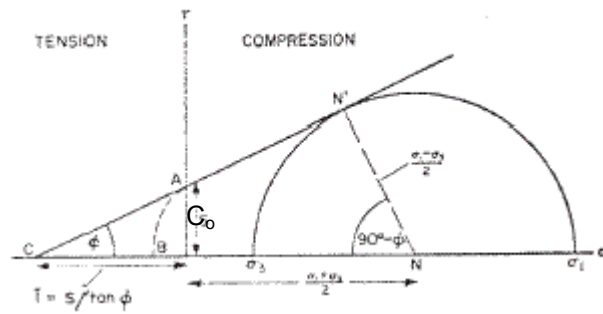


Figura 1.4-8 Ilustración de ϕ , C_0 , T^5

En la figura 1.4-8 se observa un comportamiento perfecto tipo Coulomb. Se producirán fracturas de cizalla cada vez que el círculo de Mohr sea tangente a la envolvente de falla. T se denomina **resistencia a la tensión**, es el esfuerzo normal necesario para romper una roca por un plano en el cual el esfuerzo de corte es cero. Se denota también como T_0 . Para una roca que siga perfectamente el criterio de Coulomb $T_0 = C_0 / \text{Tang}\Phi$, lo cual significa que para los valores normales de Φ la resistencia a la tensión es dos o tres veces mayor que la cohesión.

Envolvente de Mohr o Curva Intrínseca

Al someter una roca determinada a una serie de ensayos de corta duración en una prensa triaxial, se obtiene una línea empírica de fractura (experimental). Normalmente se fija la presión de confinamiento, es decir, la presión del líquido que rodea la muestra; esta presión representa al menor de los esfuerzos principales, y se va aumentando el esfuerzo aplicado en dirección vertical hasta que la roca se rompe. El esfuerzo aplicado para el momento de la rotura y la presión de confinamiento, quedan registrados en un gráfico y esto conlleva al círculo de Mohr.

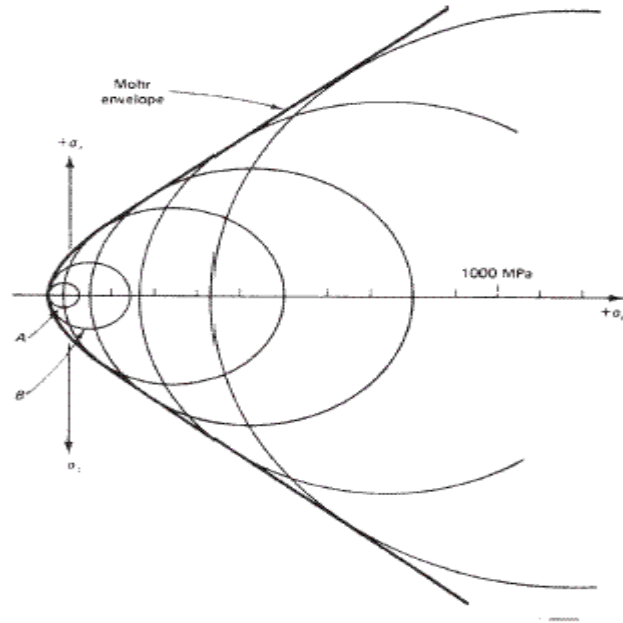


Figura 1.4-9 Envolventes de Mohr de una roca básica.⁵

El ángulo de las fracturas con el esfuerzo mayor permite representar un punto sobre el círculo de Mohr (o dos puntos simétricos, si las fracturas se han producido en dos sistemas conjugados) lo cual representa el plano de fractura. Repitiendo el ensayo con muestras diferentes de la misma roca a distintas presiones de confinamiento, se obtienen varios puntos y uniéndolos se construye la envolvente de falla. La envolvente de falla empírica es también denominada envolvente de Mohr y es la línea que separa los estados de esfuerzos posibles de los imposibles para una determinada roca: ninguna roca cuyo círculo de Mohr caiga por encima de la envolvente de falla, puede soportar esfuerzos. La envolvente de falla consiste, en la mayoría de los casos, en una parábola que intercepta al eje de las abscisas en su parte negativa, y que se abre hacia su parte positiva, donde se continúa por dos rectas simétricas. Esto quiere decir que al menos uno de los esfuerzos principales es de tensión.

La figura 1.4-10 muestra tres campos posibles de fractura a lo largo de la envolvente de falla: las ramas rectas corresponden a las fracturas por cizallamiento, que siguen el criterio de Coulomb, y el punto donde la envolvente

corta al eje de las abscisas representa las fracturas por tensión pura, que se forman en planos perpendiculares a la tensión aplicada y en donde los labios se separan en la dirección del esfuerzo a tensión. El tercer campo, llamado tensional transicional, corresponde a la parte curva la envolvente y, además, se producen fracturas que son en parte de cizalla y en parte de tensión, es decir, con separación de los labios y presentan movimiento lateral relativo de uno con respecto al otro.

Una consecuencia del comportamiento de Coulomb es que cuanto mayor es el esfuerzo mínimo, más se incrementa el máximo para producir rotura: el esfuerzo diferencial ($\sigma_1 - \sigma_3$), equivalente al diámetro del círculo de Mohr, debe aumentar para que el círculo toque la recta, que está cada vez más lejos del eje de las abscisas. Esto aplicado a las condiciones normalmente encontradas, como el aumento de profundidad, el esfuerzo mínimo aumenta, debido a la carga litostática, esto implica que se necesitan esfuerzos diferenciales enormes para romper las rocas a grandes profundidades. Sin embargo, al aumentar la profundidad, también lo hace la temperatura, y esta favorece un comportamiento dúctil de las rocas. La envolvente de falla es casi independiente de la temperatura, pero la deformación dúctil es extremadamente dependiente de la temperatura.

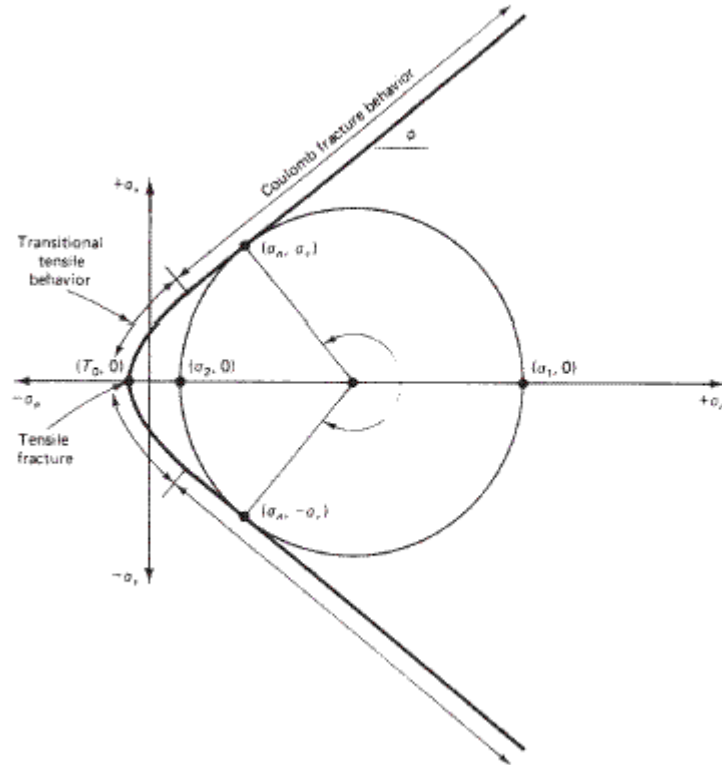


Figura 1.4-10 Los tres campos de la envolvente de falla.⁵

Influencia de la presión de fluidos en los estados de esfuerzo

En la mayoría de los casos, los espacios porosos presentes en las rocas están llenos de fluidos. A ciertas condiciones de presión y temperatura a las profundidades donde se encuentra la roca, estos fluidos ejercen presión sobre los granos que rodean los espacios porosos. La figura 1.4-11 muestra una serie de granos en contacto y los espacios porales entre ellos, llenos con fluido. Se observa como los granos en contacto se transmiten esfuerzos externos que en gran parte derivan de la presión litostática y tienden a mantenerlos unidos. Si los poros contienen fluidos presurizados (a presión hidrostática), que ejerce igual presión en todas las direcciones, ésta se opone a los esfuerzos transmitidos por los granos y tiende a separarlos. Entonces, el esfuerzo que actúa entre dos granos es, el que tiende a mantenerlos unidos actuando perpendicularmente a la

superficie de contacto menos la presión ejercida por los fluidos presentes dentro de los poros. Este esfuerzo se denomina **esfuerzo normal efectivo**.

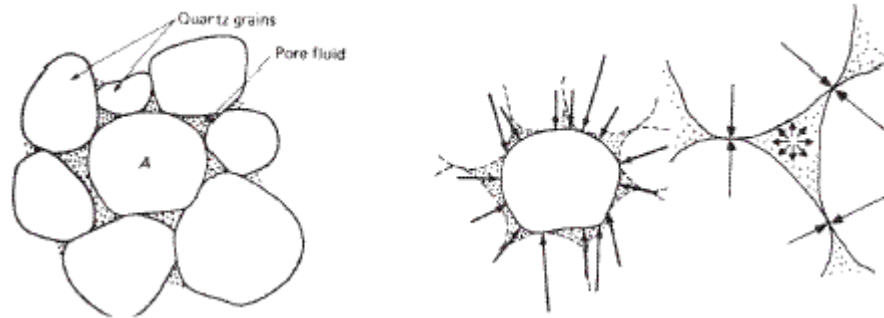


Figura 1.4-11 Esfuerzo transmitido por los granos y presión de fluidos.⁵

El *esfuerzo normal efectivo*: se denota como σ^* , y es igual al esfuerzo real en esa dirección menos la presión de fluidos (P_f). $\sigma^* = \sigma - P_f$. Se ha comprobado experimentalmente que el esfuerzo efectivo es el esfuerzo necesario para fracturar rocas saturadas con fluidos. En la figura 1.4-12 puede verse la influencia de la presión de fluidos. Si una roca está sometida a un estado de esfuerzos como el caracterizado por σ_1 y σ_3 , no se romperá, porque el círculo de Mohr se encuentra lejos de la envolvente de falla. Sin embargo, si contiene fluidos a presión, los esfuerzos efectivos serán:

$$\begin{aligned}\sigma_1^* &= \sigma_1 - P_f \\ \sigma_3^* &= \sigma_3 - P_f\end{aligned}$$

Ec. 1.4-2

es decir, el círculo de Mohr se desplaza hacia la izquierda, manteniendo su diámetro constante ($\sigma_1^* - \sigma_3^* = \sigma_1 - \sigma_3$). Si la presión del fluido fuera un poco mayor, el círculo se desplazaría más hacia la izquierda, alcanzando la envolvente de falla. En ese momento se producirían fracturas y, dependiendo del diámetro del

círculo, éstas serían de cizalla $((\sigma_1 - \sigma_3)$ grande), tensionales $((\sigma_1 - \sigma_3)$ pequeño) o de transición $((\sigma_1 - \sigma_3)$ intermedio).

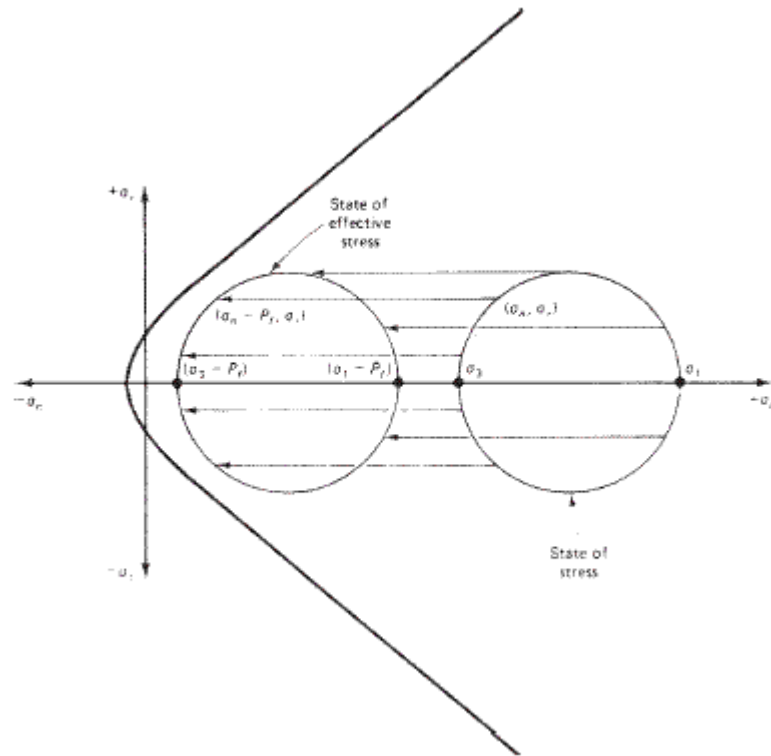


Figura 1.4-12 Influencia de la presión de fluidos sobre el círculo de Mohr. Esfuerzo efectivo.⁵

En el subsuelo, el estado de esfuerzos se representa por medio de un esfuerzo vertical y dos horizontales. El esfuerzo vertical es el resultado del peso de las rocas suprayacentes. Los esfuerzos horizontales ocurren como consecuencia del esfuerzo vertical, la elasticidad de la formación y los esfuerzos tectónicos.

En el caso más simple (igualdad de esfuerzos horizontales) la relación entre el esfuerzo vertical y el horizontal es:

$$\sigma_x = \frac{\nu}{(1-\nu)} \sigma_z$$

Ec. 1.4-3

o alternativamente:

$$\sigma_y = \frac{\nu}{(1-\nu)} \sigma_z$$

Ec. 1.4-4

donde ν es la relación de Poisson.⁶

La presión de poros (P_p) tiende a disminuir el efecto de los esfuerzos en el contacto entre los granos. Esta disminución depende del material y se caracteriza por medio de la Constante de Biot (α). Tomando en cuenta estos factores la ecuación anterior queda modificada de la siguiente forma:

$$\sigma_x = \frac{\nu}{(1-\nu)} \sigma_z - \alpha P_p$$

Ec. 1.4-5

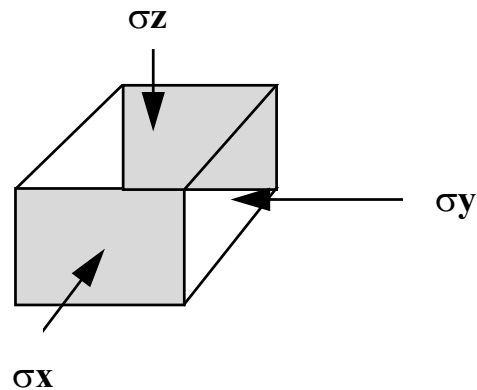


Figura 1.4-13 Sistema Rectangular

Los esfuerzos expresados en un sistema rectangular, pueden ser escritos también en un sistema de coordenadas radiales; este último es más apropiado para caracterizar el estado de esfuerzos en un pozo. En este sistema de coordenadas los tres esfuerzos son: radial (σ_r), tangencial (σ_θ) y vertical (σ_z). La relación entre las magnitudes máximas de estos esfuerzos y los parámetros de Peso del lodo (P_m), Presión Poral y Presión de sobrecarga (P_o) es la siguiente:

$$\sigma_X = P_0 + 2\nu(\sigma_Y - \sigma_X)$$

$$\sigma_\theta = 3\sigma_Y - \sigma_X - P_m$$

$$\sigma_r = P_m$$

Ec. 1.4-6

De nuevo el esfuerzo efectivo se obtiene restándole a los esfuerzos el componente de la presión poral:

$$\sigma_Z = P_0 + 2\nu(\sigma_2 - \sigma_1) - \alpha P_p$$

$$\sigma_\theta = 3\sigma_2 - \sigma_1 - P_m - \alpha P_p$$

$$\sigma_r = P_m - \alpha P_p$$

Ec. 1.4-7

donde σ_1 y σ_2 están referidas al sistema cartesiano de coordenadas .

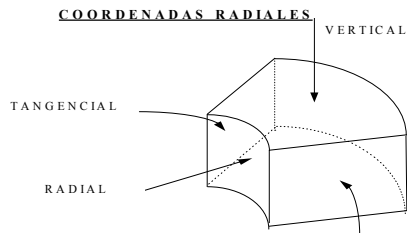


Figura 1.4-14 Sistema radial

Módulo de Young o de elasticidad

Representa la constante de proporcionalidad en la relación lineal existente entre el esfuerzo y la deformación unitaria dentro de la región elástica.³

$$\sigma = E\varepsilon$$

Ec. 1.4-8

La relación antes expuesta es conocida como Ley de Hooke. Aquí la constante E representa el **módulo de Young**. Esto es, un aumento en el esfuerzo causa un incremento proporcional en la deformación unitaria, siempre y cuando se este dentro de los límites elásticos del material. Además el módulo de elasticidad representa la pendiente de la porción recta del diagrama esfuerzo-deformación. Dado que la deformación unitaria no tiene dimensiones, según la ley de Hooke, el módulo de Young tendrá unidades de esfuerzo. Este módulo es una propiedad mecánica que indica la rigidez de un material, y puede usarse sólo si el material tiene un comportamiento elástico lineal. Debe recordarse, que si el esfuerzo en el material es mayor que el límite proporcional, el diagrama de esfuerzo-deformación deja de ser una línea recta, y la ecuación lineal que representa la ley de Hooke no es válida.

Relación de Poisson

Es la razón de la deformación lateral y longitudinal de un cuerpo cuando es sometido a una fuerza axial de tensión o de compresión³. Esto siempre y cuando el estado de esfuerzo este ubicado dentro del rango elástico del material. Esto responde al sometimiento de un cuerpo a una fuerza axial de tensión, donde este no sólo se alarga sino que también se contrae lateralmente. Igualmente, una fuerza de compresión que actúa sobre un cuerpo ocasiona que éste se contraiga en la dirección de la fuerza y que se expanda lateralmente. En la figura 1.4-15 se

ilustra el primero de los casos para una barra de longitud inicial L y radio inicial r , el segundo representa la situación inversa.

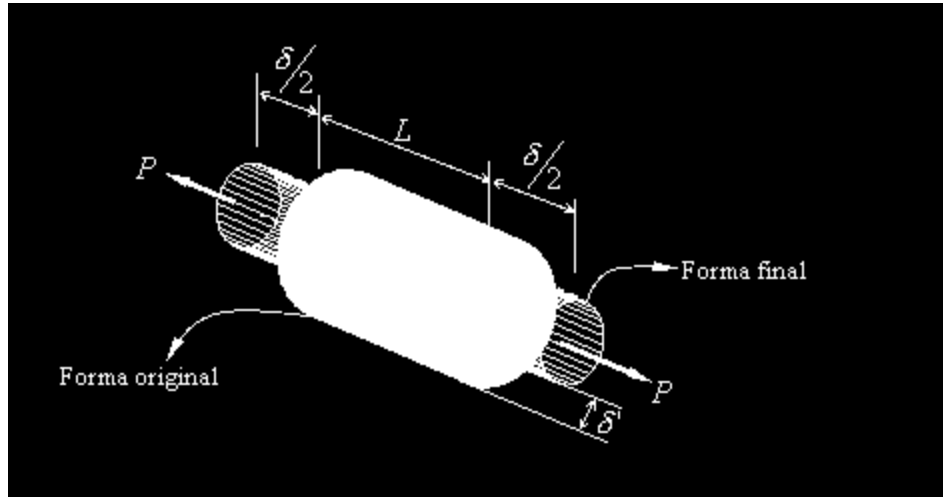


Figura 1.4-15 Cuerpo sometido a una fuerza axial de tensión.

Cuando la carga P se aplica a la barra, la longitud de la barra cambia una cantidad δ y su radio una cantidad δ' . Esto permite obtener las deformaciones unitarias en la dirección axial (longitudinal) y en la dirección radial (lateral):

$$\varepsilon_{long} = \frac{\delta}{L} \text{ y } \varepsilon_{lat} = \frac{\delta'}{r}$$

Ec. 1.4-9³

Como se menciona anteriormente, la **relación de Poisson** (ν) representa la razón entre estas dos deformaciones:

$$\nu = - \frac{\varepsilon_{lat}}{\varepsilon_{long}}$$

Ec. 1.4-10

el signo negativo en esta relación es usado debido a que un alargamiento longitudinal produce una contracción lateral, y viceversa. La relación de Poisson es adimensional.

1.4.1 Módulo de corte o módulo de rigidez

Representa una medida de la resistencia de la roca contra la deformación de corte o cizalla. Gráficamente es la pendiente del comportamiento elástico lineal de un cuerpo sometido a esfuerzo cortante puro. Al someter un cuerpo a cortante puro, se hacen mediciones del par aplicado y del ángulo de torsión resultante. Los datos pueden usarse para determinar el esfuerzo cortante y la deformación unitaria cortante y puede trazarse un diagrama esfuerzo cortante-deformación cortante unitaria. Este diagrama para la mayoría de los materiales representa una línea recta en la región elástica.

Este comportamiento elástico lineal, puede ser descrito con la ley de Hooke para esfuerzo cortante:

$$\tau = G\gamma$$

Ec. 1.4-11

donde G es el llamado **módulo de corte** o **rigidez**. Las unidades de G son las mismas que para E (Pa o lpc), puesto que γ se mide en radianes, una cantidad adimensional.

Las tres constantes del material antes descritas se relacionan por la ecuación:

$$G = \frac{E}{2(1+\nu)}$$

Ec. 1.4-12³

Otro módulo elástico es el conocido como parámetro de Lamé λ . Medido en unidades de esfuerzo.

1.4.2 Dilatación y módulo volumétrico

Cuando un material elástico se somete a esfuerzo normal, su volumen será alterado. Para calcular este cambio en el volumen, se considera un elemento de volumen sometido a los esfuerzos principales $\sigma_x, \sigma_y, \sigma_z$. los lados originales del elemento son d_x, d_y, d_z ; sin embargo tras la aplicación del esfuerzo, se convierten en $(1+\varepsilon_x)d_x, (1+\varepsilon_y)d_y, (1+\varepsilon_z)d_z$, respectivamente, ver figura 14-16. Se puede entonces expresar el cambio volumétrico en el elemento como:

$$\delta V = (1+\varepsilon_x)(1+\varepsilon_y)(1+\varepsilon_z)d_x d_y d_z - d_x d_y d_z$$

Ec. 1.4-13³

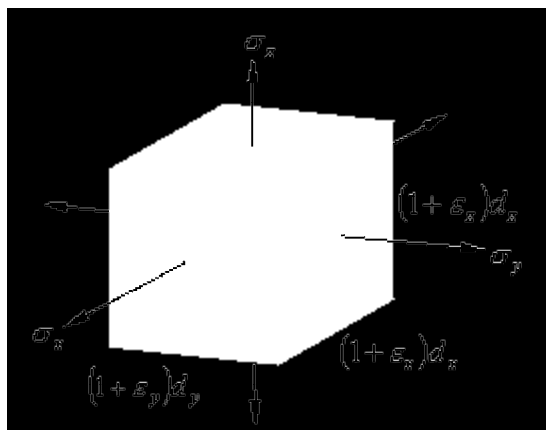


Figura 1.4-16 Módulos volumétricos.

Despreciando los productos de las deformaciones dado que son muy pequeñas, se obtiene:

$$\delta V = (\varepsilon_x + \varepsilon_y + \varepsilon_z)d_x d_y d_z$$

Ec. 1.4-14

La **dilatación** o deformación volumétrica es el cambio de volumen por volumen unitario, y viene dado por:

$$e = \frac{\delta V}{dV} = \varepsilon_x + \varepsilon_y + \varepsilon_z$$

Ec. 1.4-15

Sabiendo que las deformaciones cortantes no alteran el volumen sino la forma, y utilizando la ley generalizada de Hooke, se puede escribir la dilatación en función del esfuerzo aplicado:

$$e = \frac{1-2\nu}{E} (\sigma_x + \sigma_y + \sigma_z)$$

Ec. 1.4-16

Si un elemento de volumen es sometido a una presión uniforme p de un líquido, la presión sobre el cuerpo es la misma en todas las direcciones y es normal a cualquier superficie sobre la que actúa. No hay esfuerzos cortantes, ya que la resistencia al cortante en un líquido es cero. Este estado de carga hidrostática requiere que los esfuerzos normales sean iguales en todas las direcciones e iguales a la presión hidrostática aplicada. La 4.4-17 muestra este estado de esfuerzos.

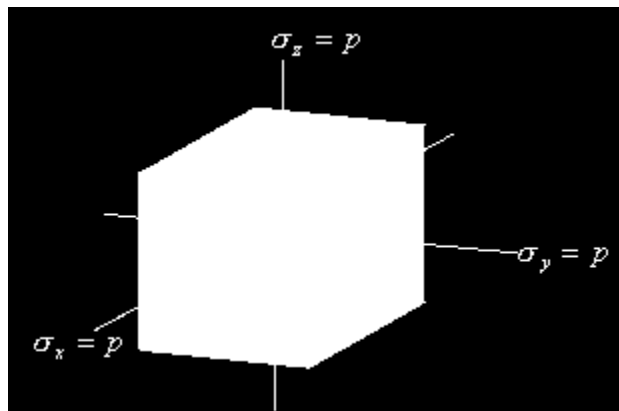


Figura 1.4-17 Cuerpo sometido a carga hidrostática.

Para este estado la ecuación de dilatación puede escribirse de la siguiente forma:

$$\frac{p}{e} = \frac{E}{3(1-2\nu)}$$

Ec. 1.4-17

donde el término de la derecha es igual a la razón entre el esfuerzo normal uniforme y la dilatación. Y esto es lo que se denomina **módulo volumétrico** o módulo volumétrico de elasticidad. Éste tiene unidades de esfuerzo y está representado por la letra k :

$$k = \frac{E}{3(1-2\nu)} = \lambda + \frac{2}{3}G$$

Ec. 1.4-18

es la relación entre esfuerzo hidrostático y la deformación volumétrica. Es una medida de la resistencia del material contra la compresión hidrostática.

En la siguiente tabla (tabla 1.4-1) se presentan algunas relaciones entre los módulos elásticos.

RELACIONES ENTRE LOS MÓDULOS ELÁSTICOS.

$E = 3K(1 - 2\nu)$	$K = \lambda \frac{1 + \nu}{3\nu}$	$\frac{\lambda}{\lambda + G} = 2\nu$
$E = 2G(1 + \nu)$	$K = \frac{2}{3}G \frac{1 + \nu}{1 - 2\nu}$	$\frac{G}{\lambda + G} = 1 - 2\nu$
$E = \frac{9KG}{3K + G}$	$K = \lambda + \frac{2}{3}G$	$\frac{\lambda + 2G}{\lambda + G} = 2(1 - \nu)$
$E = G \frac{3\lambda + 2G}{\lambda + G}$	$\nu = \frac{3K - 2G}{2(3K + G)}$	$\frac{3\lambda + 2G}{\lambda + G} = 2(1 + \nu)$
$E = \frac{\lambda}{\nu}(1 + \nu)(1 - 2\nu)$	$\frac{\lambda}{G} = \frac{2\nu}{1 - 2\nu}$	$\frac{3\lambda + 4G}{\lambda + G} = 2(2 - \nu)$

Tabla 1.4-1 Relaciones entre los módulos elásticos.⁴

1.5 TIPOS DE FALLA

Si los esfuerzos son lo suficientemente grandes la roca presenta fallas de corte o extensión. Tres regímenes de esfuerzo pueden ser definidos si la falla es de corte. Estos regímenes están asociados con los tres regímenes de falla clásicos: normal, inverso y transgresivo (strike-slip). El modelo de esfuerzos basado en el criterio de falla de Mohr-Coulomb, asume que el esfuerzo máximo in-situ está gobernado por la resistencia al corte de la formación.⁷

Si la falla está controlada por un deslizamiento a lo largo de una superficie preexistente, la resistencia compresiva puede asumirse como despreciable.

Si la formación está en extensión (régimen de falla normal), el esfuerzo vertical es el máximo esfuerzo principal y el esfuerzo mínimo principal se encuentra en el plano horizontal.

Si la formación falla bajo un esfuerzo tectónico compresivo, el esfuerzo máximo principal se encuentra en el plano horizontal. Para el caso de régimen de falla inverso, el esfuerzo principal mínimo es el esfuerzo vertical. Y el esfuerzo principal intermedio se encuentra en el plano horizontal.

Otro régimen de falla es asociado con fallas de extensión (régimen transgresivo o strike-slip). Las fallas de extensión son observadas con frecuencia en el subsuelo, aunque parezcan contradictorias al régimen compresional de la tierra. Este modo de falla simplemente establece que el esfuerzo mínimo es igual a la presión poral (despreciando la resistencia a la tensión de la roca), lo cual puede ser corroborado en la observación de algunas imágenes que la normal a los planos de fractura está en la dirección del esfuerzo mínimo. Esta condición puede darse en regiones extensionales con zonas sobrepresurizadas (para cumplir que la presión poral tienda a ser el valor de esfuerzo mínimo) o cuando la relación de esfuerzos in-situ es demasiado grande. Como la roca está sometida a un estado uniaxial de

esfuerzos, este régimen puede ocurrir solamente en rocas con una resistencia compresiva lo suficientemente grande como para evitar la falla normal (como regla práctica, la resistencia compresiva debe ser igual o mayor que el esfuerzo efectivo de sobrecarga). Esta condición generalmente es conseguida en arenas duras gasíferas.

La siguiente figura ilustra cada uno de los regímenes descritos. Obsérvese la magnitud de los vectores de esfuerzo en cada régimen.

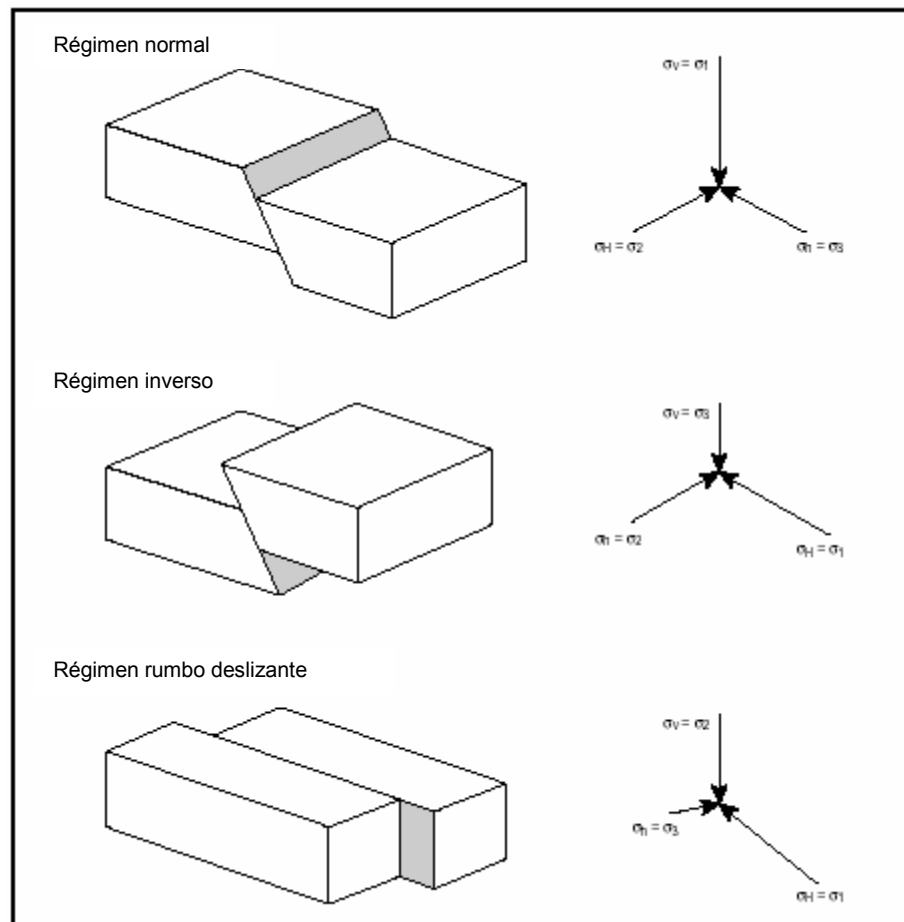


Figura 1.5-1 Tres regímenes de falla.⁷

1.6 ENSAYOS GEOMECÁNICOS DE LABORATORIO

Algunos ensayos mecánicos de rocas (si existe núcleo disponible) proveerán información para calibrar los resultados del LMP (y establecer tablas de calibración a condiciones locales, si es posible).

Ensayos de compresión uniaxial y triaxial

Los ensayos para calibrar la resistencia estimada y otras propiedades mecánicas estáticas son los ensayos de compresión confinado y no confinado, también llamados ensayos de compresión triaxial y uniaxial, respectivamente. Idealmente estos ensayos deben ser conducidos en muestras en las distintas formaciones donde existe disponibilidad de núcleo. Es recomendado obtener muestras repetidas en las formaciones más importantes, con el objeto de incrementar la validez estadística de las mediciones de laboratorio. En las mismas muestras se deben hacer medidas de velocidades ultrasónicas.

Ensayos de Cilindros de Pared Delgada (TWC)

EL ensayo TWC generalmente es usado para predecir caída de presión crítica (utilizando relaciones empíricas) cuando se considera el cañoneo. Usualmente se requiere de 1 a 2 muestras de núcleo (para confirmación).

1.6.1 Ensayos del efecto de debilidad por agua

Se realizan ensayos de compresión uniaxial y triaxial sobre muestras con diferentes niveles de saturación de agua para examinar el efecto de debilidad. El flujo a través de la muestra con diferentes saturaciones puede usarse para establecer la caída de presión con producción de agua.

Junto con estos tres tipos de ensayos en el tope de prioridad, el ensayo de tensión “Brazilian”, la permeabilidad como función del esfuerzo, porosidad como función

del esfuerzo, así como la compactación de deformación uniaxial, el ensayo de caída de presión, también pueden ser realizados basados en la cantidad de material de núcleo disponible.

Prueba de Integridad de Presión (leak off test LOT)

El propósito de estas pruebas es determinar la integridad y estabilidad de las formaciones bajo ciertas condiciones de esfuerzo. Además de disminuir los tiempos y riesgos generados durante la perforación de un pozo. Las condiciones de esfuerzo son generadas aplicando presión sobre la zona deseada.

Para realizar la prueba se perforan aproximadamente tres pies por debajo de la zapata del último revestidor asentado. Se circula el lodo con el que se va a realizar la prueba hasta que el retorno en el anular presente una densidad homogénea. Colocar la mecha a la altura de la zapata y bombear a la tasa de circulación calculada (ejemplo 0.5bls/min) hasta observar el retorno. Cerrar los BOP (espacio anular), se bombea a una tasa constante y se va midiendo la presión en las líneas de flujo, hasta observar una caída en las medidas de presión. Este punto es denominado presión de ruptura o “breakdown”, seguir bombeando por espacio de un minuto después de haber alcanzado el breakdown. Cerrar el pozo y observar la declinación de la presión hasta que se mantenga constante por cinco minutos. Estos datos pueden ser graficados, se reporta la presión de ruptura, volumen bombeado, volumen de retorno, peso de lodo equivalente obtenido de la prueba.

Prueba de Integridad de Presión Extendida (Extended leak off test XLOT).

A diferencia de las pruebas de integridad de presión estándar, las extendidas aseguran una mejor calidad y precisión en los resultados. Las modificaciones hechas al ensayo tradicional proporcionan los siguientes beneficios:

1. Datos de presión más confiables.

2. Estimados consistentes de esfuerzo mínimo in-situ.
3. Provee puntos de calibración para perfiles de esfuerzos y estimados de presión poral, incluyendo la cuantificación de los cambios en el gradiente de fractura para yacimientos depletados.
4. Detecta canalizaciones en el cemento.
5. Reduce los riesgos de pérdidas de circulación.
6. Provee mejor información para prevención de arremetidas.
7. Mejora los estimados de la ventana de lodo para operaciones de perforación.
8. Proporciona datos confiables para estabilidad en la perforación y producción.
9. Proporciona los datos necesarios para realizar trabajos de fracturamiento hidráulico y de inyección en pozos.

Interpretación de los datos:

Se registra la profundidad medida, profundidad verdadera, azimut e inclinación del pozo, tasa de bombeo, volumen bombeado, volumen recuperado, tamaño del revestidor y las propiedades del lodo.

La presión de ruptura “leak off pressure” LOP, se determina trazando una línea recta a través de los datos de bombeo, y el punto LOP es el primer punto donde ocurra un cambio permanente de la pendiente y la presión es mayor que la presión de esfuerzo mínimo.

La presión de esfuerzo mínimo (MS) se encuentra en la curva de decaimiento, cuando el pozo está cerrado. Se traza una línea recta por los puntos de decaimiento comenzando con la presión inicial de cierre (ISIP), el punto se encuentra en el primer punto después que se presente una disminución permanente de la pendiente y la presión sea menor que la del punto LOP.⁸

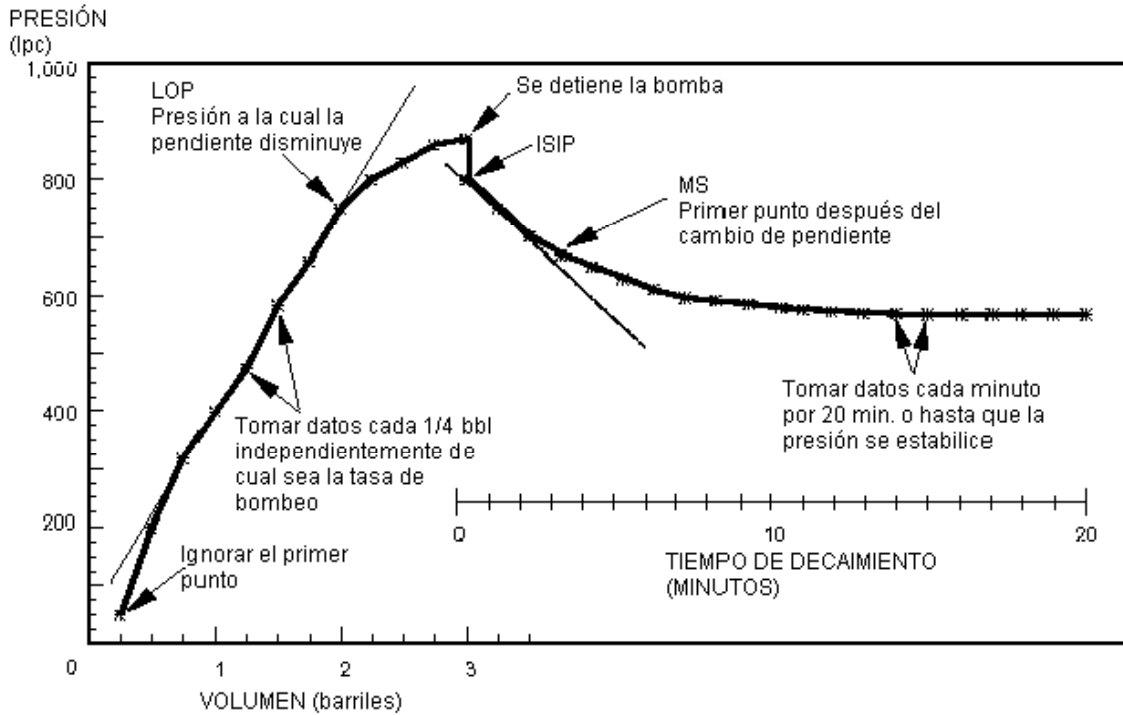


Figura 1.6-1 Determinación de la presión de ruptura y esfuerzo mínimo.⁸

Para obtener los pesos de lodo equivalentes se utilizan las siguientes relaciones:

$$LOP_{EMW} = MW + \frac{LOP}{0.052 \times TVD}$$

$$MS_{EMW} = MW + \frac{MS}{0.052 \times TVD}$$

Ec. 1.6-1

(Tomada de Aird, P., 2001)

donde MW es el peso del lodo (lpg) en el hoyo al momento de realizar la prueba, y TVD es la profundidad verdadera.

1.7 RUPTURAS DENTRO DEL POZO

Las rocas en el subsuelo se encuentran sujetas a esfuerzos compresivos o extensivos. Teóricamente estos esfuerzos pueden llevar a la roca a pasar por tres etapas de deformación. En la etapa de deformación elástica, la roca se deforma proporcionalmente al esfuerzo que se le aplica, pero regresa a su forma original una vez descargados los esfuerzos. Cuando el esfuerzo aplicado alcanza la barrera o límite elástico, se comienza a presentar una deformación plástica en la roca. En la etapa de deformación plástica, la roca regresa sólo parcialmente a su forma original una vez que se haya retirado el esfuerzo. Si se continúa aplicando esfuerzo, se origina una falla en la roca provocando fracturas o ruptura.

Al perforar el pozo, el soporte proporcionado por la porción de roca extraída, es sustituido por la presión hidrostática del lodo. El fluido de perforación o completación pasa a jugar un papel fundamental en la estabilidad mecánica del pozo y sus alrededores. Este cambio altera el estado de esfuerzos in-situ. Los esfuerzos en cualquier punto en las cercanías del hoyo estarán descritos en función de: esfuerzos radiales actuando a lo largo del eje del pozo, esfuerzos tangenciales actuando alrededor de la circunferencia del hoyo, esfuerzos axiales actuando paralelos a las paredes del hoyo. Mientras más equilibrados se encuentren estos esfuerzos, más estable será el hoyo. Las inestabilidades mecánicas de la roca se ven reflejadas en fallas o rupturas, dentro de las rupturas existentes se tienen:

Fracturas inducidas

El fluido presente en el pozo ejerce una determinada presión sobre la formación, incrementando así la presión en los espacios porales. Esta presión hidrostática se encuentra aplicada en igual magnitud en todas las direcciones. Si la presión se aumenta, las fuerzas aplicadas por el fluido dentro de la roca van a incrementarse

hasta igualar las fuerzas que mantienen los granos de la roca unidos. Al llegar a este límite, un aumento en la presión produce la ruptura o fractura. Esta fractura va a extenderse de manera proporcional a la presión aplicada por el fluido presente. Las fracturas son originadas en la dirección de los esfuerzos máximos horizontales.

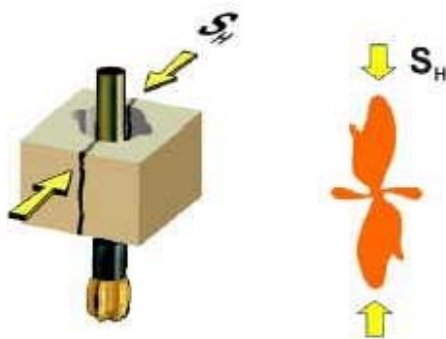


Figura 1.7-1 Las fracturas se abren en la dirección de máximo esfuerzo horizontal⁹

“Breakouts”

Si el peso del lodo no ejerce la presión suficiente sobre las paredes del lodo para mantener los esfuerzos máximos, estos van a provocar deformaciones en el hoyo. Las deformaciones son también conocidas como “breakouts”, y se forman en la dirección del esfuerzo mínimo horizontal. Si este fenómeno no es controlado a tiempo, puede ser el inicio del colapso del pozo.

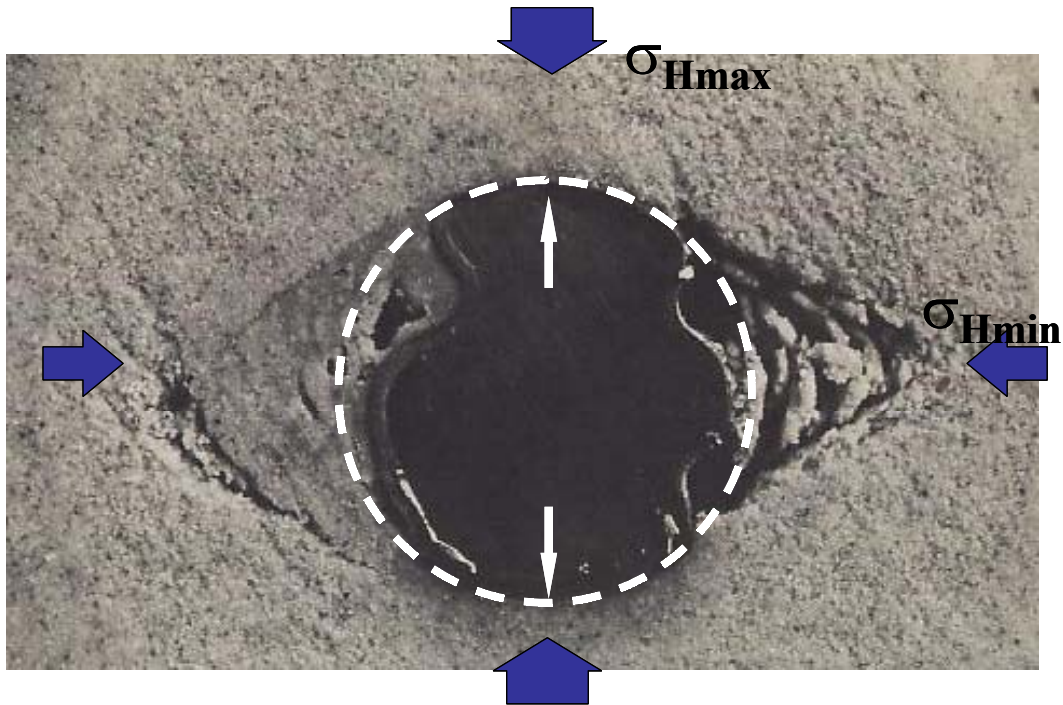


Figura 1.7-2 El hoyo es aplastado en la dirección de máximo esfuerzo horizontal. Y se alarga en la dirección del esfuerzo mínimo horizontal.

Los “breakouts” en el hoyo, o elongaciones del hoyo en una dirección preferencial, frecuentemente son observados en los registros de imágenes, como se muestra en la siguiente figura. La orientación de los “breakouts” coincide con la dirección del esfuerzo mínimo horizontal. Debido a que los “breakouts” son causados por fallas compresivas y para un hoyo vertical, el tamaño de los “breakouts” está relacionado a la magnitud y dirección del esfuerzo horizontal máximo, utilizando el análisis de esfuerzos elásticos, el esfuerzo horizontal máximo puede ser estimado, conociendo el tamaño y la localización de los “breakouts”. Si se observan también en el registro de imágenes fracturas inducidas durante la perforación, el máximo esfuerzo horizontal puede ser calculado sustituyendo la presión de ruptura por la presión de lodo máxima usada en el hoyo antes de la corrida de registro. Sin embargo deben ser cuidadosamente distinguidas las fracturas hidráulicas de las fracturas inducidas por la mecha de perforación. Se requiere de una combinación de toda la información disponible, incluyendo secciones sísmicas, mapas,

información geológica, movimientos de fallas recientes, historia de producción, todos los resultados de LOT, resultados de pruebas de presión, etc.

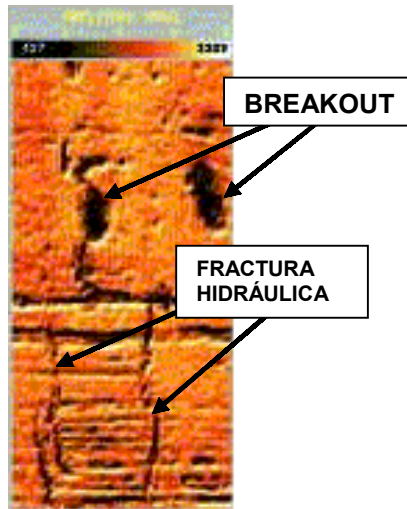


Figura 1.7-3 Presentación de “breakouts” y fracturas en la imagen digital.¹⁰

1.8 PRODUCCIÓN DE ARENA

El fenómeno de producción de arena se inicia en el momento en que los diferenciales de presión (drawdown) y/o esfuerzos de arrastre son mayores que el diferencial crítico de presión (CDP Critical Drawdown Pressure) induciendo esfuerzos de tensión en las paredes del pozo. Esto produce una inestabilidad causando desprendimiento del material de la formación. Este desprendimiento puede ser en forma de granos individuales de arena que se van produciendo continuamente o pedazos enteros de formación. El desprendimiento de granos aumenta progresivamente hasta tomar niveles imposibles de controlar si no se toman medidas preventivas a tiempo. La producción de arenas muestra sus consecuencias en etapas progresivas que dependen de las cantidades de arena que se estén produciendo. Inicialmente se produce desgaste en equipos de superficie que deben ser reemplazados, en esta etapa el problema puede ser controlado con una disminución en la producción del pozo, lo cual causa un potencial de producción diferido (impacto económico); si esta primera etapa no es controlada se llega a una segunda etapa donde además de los problemas causados en la primera etapa se produce taponamiento en las tuberías, cierre del pozo y trabajos adicionales de reacondicionamiento; causando un mayor impacto económico. La etapa final y más crítica de la producción de arena, debido a la gran cantidad de arena producida provoca cavernas alrededor de los revestidores colapsando los mismos y causando así, la pérdida total del pozo.

La geomecánica se relaciona con los estudios de producción de arenas, ya que este fenómeno vincula los esfuerzos que actúan sobre la roca y la resistencia mecánica de la formación. Los esfuerzos que actúan sobre la roca pueden ser determinados conociendo las tasas de flujo, gradientes de presión en el pozo y las permeabilidades de la formación. La ley de Mohr-Coulomb muestra la resistencia mecánica de la formación como función directa de los esfuerzos efectivos; esto exige la determinación de los esfuerzos totales y las presiones de poro en la

vecindad del pozo. Estos valores de esfuerzos efectivos serán evaluados y calibrados con ensayos de laboratorio para poder estimar la resistencia al corte de la formación. Esta resistencia al corte no involucra los daños mecánicos causados a la formación durante las operaciones de completación, cementación y cañoneo; ya que fue determinada con registros de hueco abierto y ensayos de núcleos obtenidos antes de realizar dichas operaciones. Esto indica la necesidad de considerar todas las actividades involucradas con las operaciones del pozo, ya que un estudio estrictamente geomecánico o de actividades realizadas en el pozo no darán resultados satisfactorios por si solos; debe ser entonces un estudio multidisciplinario el más adecuado en estos casos. Los resultados de este estudio multidisciplinario ayudarán a determinar las causas de la producción de arena en el pozo.

Los dos mecanismos responsables de la producción de arena son fallas a compresión y a tensión. Las fallas compresivas se refieren a los esfuerzos tangenciales cerca de las paredes del hoyo que exceden la resistencia compresiva de la formación. La concentración de esfuerzos y la fuerza de arrastre de los fluidos son los factores claves al iniciarse la producción de arenas en un pozo. Las fallas de tensión se refieren a esfuerzos de tensión alcanzados exclusivamente por las caídas de presión que exceden el criterio de falla a tensión.

Las fallas de tensión predominan en formaciones poco consolidadas, y las fallas de compresión predominan en las arenas consolidadas.

Si se tiene un pozo productor en condiciones de flujo a estado constante, un aumento en la tasa de producción causará una disminución en la presión de fondo fluyente (P_{wf}). Debido a que la presión de yacimiento (P_e), se mantiene constante, la disminución en la presión de fondo fluyente se traduce en un aumento del diferencial de presión drawdown (ΔP), que a su vez causa cambios en los esfuerzos efectivos. Este cambio en los esfuerzos efectivos causa aumentos en los esfuerzos de corte. Si los esfuerzos de corte inducidos por el incremento del

drawdown son mayores que la resistencia al corte de la formación, puede ocurrir la falla del material, desprendiéndose granos y/o pedazos de la formación que serán transportados por los fluidos de producción, ocurriendo así el fenómeno de arenamiento. La presión crítica de fondo fluyente (P_{wc}) corresponde al valor mínimo de la presión de fondo necesaria para comenzar a causar la falla de la formación, y en consecuencia la producción de partículas de arena.

Este planteamiento nos lleva a la conclusión de que existe un drawdown crítico (ΔP_c) que origina el proceso de arenamiento por aumento en los esfuerzos de corte. Esto indica que si se mantiene el drawdown por debajo del drawdown crítico, se puede evitar el desprendimiento de material geológico y el problema de arenamiento.

En la determinación de drawdown crítico (CDP) se deben combinar los registros acústicos de una manera continua, con resultados de ensayos de laboratorio que miden resistencia mecánica, conjuntamente con propiedades estáticas de la roca. La optimización en las técnicas de producción va a depender de la precisión con la que se obtenga del CDP.

Algunos modelos de predicción de estabilidad y arenamiento asumen solo régimen de flujo Darciano; régimen limitado a bajas tasas de flujo de gas (en el caso de pozos productores de gas). Además está bien documentado que una de las características de los pozos productores de altas tasas de gas es la desviación del modelo de flujo de Darcy en la descripción de los gradientes de presión. Esto es especialmente visto en las cercanías del hoyo donde la caída de presión es más alta y la velocidad de flujo alcanza los valores más altos, adicionalmente la viscosidad del fluido es otra fuerza involucrada en donde se hace partícipe la aceleración y desaceleración de las partículas de gas.

En este estudio el modelo de predicción de arenamiento está enfocado a pozos horizontales produciendo a hoyo desnudo. Es un modelo de flujo cilíndrico adecuado a la geometría de flujo.

El modelo de predicción de arenamiento requiere de las propiedades mecánicas estáticas y de los valores de resistencia de la roca. La resistencia cohesiva y el ángulo de fricción interna obtenido con el método de Mohr-Coulomb caracterizan la resistencia de las rocas de la formación. Un programa basado en curvas de registros eléctricos se emplea para predecir las propiedades estáticas de la roca. El modelo analítico en conjunto con el algoritmo basado en registros, proveerá un análisis pie a pie del modelo de esfuerzos presentes en la formación y del diferencial de presión crítico. Este perfil de drawdown crítico permitirá identificar las potenciales zonas a producir arenas, y a su vez proporciona una guía en la planificación de las tasas de flujo, drawdown máximos permitidos, y optimización de cañoneo selectivo.

Utilizando la información de esfuerzos “in-situ” y el gradiente de presión de poros, la resistencia compresiva y el ángulo de fricción interna de la formación, se determina la estabilidad del hoyo y el potencial de producción de arena (caída de presión crítica). Basado en la predicción, se recomiendan acciones como reducción del diferencial de presión y/o empaque de grava, tubería ranurada, etc.

El método de análisis de predicción de arenamiento se determina según el tipo de completación que tenga el pozo.

Completación a Hoyo Abierto

Método Empírico

El método empírico utiliza datos de pruebas de laboratorio, especialmente resistencia compresiva no confinada (UCS) y ensayos de cilindros de pared delgada (TWC). Relacionando observaciones de campo referentes a producción de arena a diferentes diferenciales de presión con los resultados de UCS y TWC, se generan las relaciones empíricas usadas para predecir la máxima caída de presión para liberar arena.

La siguiente figura esquematiza la geometría idealizada de una cavidad en una perforación.

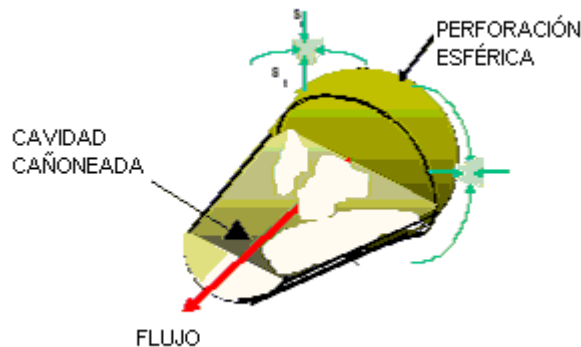


Figura 1.8-1 Cavidad de perforación.¹¹

La pérdida de soporte radial y la redistribución de esfuerzos alrededor de la cavidad como resultado de una operación de perforación en un ambiente afectado por esfuerzos puede desestabilizar la cavidad. Si la disminución del esfuerzo radial S_r es tal que $S_t - S_r$ es lo suficientemente grande como para alcanzar el esfuerzo de falla del material, este comenzaría a tener un comportamiento plástico. Para un material ajustado al comportamiento de Mohr-Coulomb, la relación entre S_r y S_t en el límite de los esfuerzos de corte puede expresarse como:

$$S_r - S_t = -\left(\frac{2 \sin \alpha}{1 - \sin \alpha}\right) [S_r - P + S_o \cot \alpha]$$

Ec. 1.8-1

Para mantener la estabilidad mecánica, la ecuación de balance de fuerzas debe satisfacer:

$$\frac{dS_r}{dr} + \frac{C(S_r - S_t)}{r} = 0$$

Ec. 1.8-2

donde $C = 1$ para geometría cilíndrica. Sustituyendo la ecuación 1.8-2 en la ecuación 1.8-1 y expresando el resultado en términos de esfuerzo efectivo, la expresión que describe la estabilidad mecánica alrededor de una cavidad de perforación es la siguiente:

$$\frac{dy}{dx} = F \left(\frac{y+1}{x} \right) - \frac{d}{dx} \left(P \frac{\tan \alpha}{S_o} \right)$$

Ec. 1.8-3

donde:

$$F = \frac{2C \sin \alpha}{1 - \sin \alpha}$$

Ec. 1.8-4

y las transformaciones

$$y = \frac{S_r \tan \alpha}{S_o}$$

$$x = \frac{r}{a}$$

Ec. 1.8-5

Para un flujo estático estable hacia la cavidad de perforación, el gradiente de presión necesario para mantener el flujo sobre el rango de velocidades es dado por la ecuación de Forcheimer, la cual al ser expresada en flujo másico viene de la forma:

$$\frac{dP}{dr} = \frac{\mu G}{kA\rho} + \frac{\beta}{\rho} \left(\frac{G}{A} \right)^2$$

Ec. 1.8-6

donde μ es la viscosidad promedio del gas en el intervalo de presión, y para k se asume que es independiente de la presión. Para un gas no ideal, la variación de la densidad con la presión puede ser modelada usando una serie de potencia:

$$\rho = \gamma P^m$$

Ec. 1.8-7

Sustituyendo la ecuación 1.8-7 en la ecuación 1.8-6 e integrando, la ecuación resultante es una expresión de flujo másico. Calculando el flujo másico en el exterior de una capa para un flujo másico a un radio cualquiera r , se obtiene una función $P(r)$, la cual al ser sustituida en la ecuación 1.8-3 da como resultado la siguiente expresión:

$$\frac{dy}{dx} = F\left(\frac{y+1}{x}\right) - \frac{C_1 + \frac{C_2}{x^2}}{m+1} \left[q_a + C_1 \ln(x) + C_2 \left(1 - \frac{1}{x}\right) \right]^{m+1}$$

Ec. 1.8-8

donde:

$$C_1 = \frac{2(\sqrt{1+h_c(q_b-q_a)}-1)}{h_c \ln\left(\frac{b}{a}\right)}$$

Ec. 1.8-9

$$C_2 = \frac{1}{h_c \left(1 - \frac{a}{b}\right)} \left(\sqrt{1+h_c(q_b-q_a)}-1\right)^2$$

Ec. 1.8-10

$$h_c = \frac{4k^2 \beta \gamma \left(1 - \frac{a}{b}\right)}{a(m+1) \left[\mu \ln\left(\frac{b}{a}\right)\right]^2} \left(\frac{S_o}{\tan \alpha}\right)^{m+1}$$

Ec. 1.8-11

Los gradientes de presión en la cara de la arena pueden ser expresados en términos de presiones en dos puntos diferentes, P_a y P_b , las tasas de flujo respectivas para cada uno de los puntos (q_a y q_b) vienen definidas como:

$$q_a = \left(\frac{P_a \tan \alpha}{S_o}\right)^{m+1}$$

$$q_b = \left(\frac{P_b \tan \alpha}{S_o}\right)^{m+1}$$

Ec. 1.8-12

Un valor crítico de diferencial de presión o drawdown ($P_b - P_a$) debe ser hallado en términos de las propiedades geométricas y de fluidos. Físicamente, cuando existe un flujo suficientemente grande a través de la pared de la cavidad, esfuerzos de tensión serán inducidos en las cercanías de las paredes. En las periferias de la

cavidad, el esfuerzo neto radial es cero. Y el esfuerzo a tensión puede ser inducido solo si se cumple que $\frac{d\sigma_r}{dr} < 0$ con $r = a$ (Esfuerzos a tensión negativos)

Un criterio conservador de diseño para estabilidad de cavidades sería limitar el drawdown a aquellos valores a los cuales no se inducirán esfuerzos netos a tensión. Entonces con la finalidad de evitar esfuerzos netos de tensión cerca de las paredes, el mayor drawdown permisible es aquel valor al cual se cumple que $\frac{d\sigma_r}{dr} = 0$ con $r = a$. Esta condición también puede ser escrita como $\frac{dy}{dx} = 0$ con $x = 1$. Nótese que en la ecuación 1.8-8, $y = 0$ (esfuerzos netos radiales son cero) en las paredes de la cavidad ($x = 1$), y la condición de falla inminente es:

$$\frac{C_1 + C_2}{m + 1} (q_a)^{-\frac{m}{m+1}} = \frac{2 \sin \alpha}{1 - \sin \alpha}$$

Ec. 1.8-13

El valor crítico de drawdown o CDP se obtiene encontrando un valor de P_a que satisfaga la ecuación 1.8-13, el cual indica también el gradiente máximo de fluido sostenible dependiendo de las propiedades mecánicas de la formación, permeabilidades y características del fluido.¹¹

Método Analítico

El análisis de esfuerzos en hoyo abierto es realizado utilizando el programa BIAS (“Borehole Integrity Analysis System”), considerando que las presiones en el hoyo y en la formación en la pared del hoyo son las mismas durante la etapa de producción. El esfuerzo efectivo cerca del hoyo aumenta con el incremento en el diferencial de presión. El esfuerzo tangencial máximo en la pared del hoyo es comparado a la resistencia uniaxial compresiva de la roca (análisis de falla de

corte). Si este esfuerzo excede la resistencia de la roca, la falla de corte ocurrirá y se formaran los “breakouts” en el hoyo. Para un diferencial de presión dado, dependiendo del tamaño del “breakout” se adopta uno de los siguientes criterios:

i. Si el tamaño del “breakout” es mayor a 90 grados, se considera que el colapso catastrófico puede ocurrir, por lo tanto, se necesita de una completación con control de arena para alcanzar el diferencial de presión requerida.

ii. Si el “breakouts” es menor de 90 grados, se considera que ha ocurrido falla de corte, sin embargo, esta falla de corte no permite la producción de sólido pero hace la formación más susceptible al arrastre por el fluido. Asumiendo que el material se ha plastificado debido a la falla por corte, esto permite el uso del criterio de falla de Morh-Coulomb para relacionar los esfuerzos en la pared del hoyo con la resistencia del material. El cálculo actual de estabilidad está basado en la falla por tensión y relaciona el gradiente del fluido con el gradiente del esfuerzo de tensión en la pared del hoyo. Usando la ecuación de Darcy, el gradiente de fluido está relacionado al diferencial de presión.

Completación de Hoyo Entubado

Método Analítico

El análisis de la estabilidad de las perforaciones realizado para hoyo entubado. Debido al efecto de la perforación, se induce una falla de corte alrededor de la cavidad. Cuando el fluido fluye hacia el hoyo, esfuerzos de tensión tienden a ser inducidos cerca de la cara de la cavidad (paralelo al borde de la cavidad). Estos esfuerzos inducidos separan los granos de arena, provocando que la formación se dilate. Para preservar la estabilidad mecánica, la permeabilidad de la formación en la cara de la cavidad debe aumentar progresivamente por dilatación cuando el flujo aumenta. Cuando la porosidad en la cara de la cavidad ha aumentado suficientemente, la interacción mecánica de las partículas es insuficiente para

mantener el paquete llegando a ser fluidizada y se producen partículas dentro de la cavidad. La caída de presión crítica se predice por la relación del gradiente del fluido con el gradiente del esfuerzo de tensión en la pared del hoyo.

El método analítico considera la producción de arena en dos procesos. La formación cerca del hoyo tiene que ser fallada por alto esfuerzo compresivo y/o de corte, formando la fuente de arenas a ser producidas por alta tasa de flujo de fluido producido, el cual arrastra la arena desde la formación hasta el hoyo. Por lo tanto, este método primero estudia la concentración de esfuerzos alrededor del hoyo y determina el potencial de grandes fallas alrededor del mismo. Entonces, el comportamiento mecánico del material de falla es usado en combinación con las ecuaciones del flujo de fluidos y las ecuaciones de distribución esfuerzos alrededor del hoyo abierto u hoyo entubado con túneles de cañoneo. El máximo diferencial de presión (caída de presión) que provoque la falla en la formación por fuerzas de tensión, es considerada como la caída de presión crítica. Baker Atlas Geociencia, adopta este método para estudios de predicción de producción de arena. Bajo la suposición de que el túnel de cañoneo es una cavidad cilíndrica con un extremo esférico, la máxima caída de presión será en la punta de la cavidad, por lo tanto, el gradiente de presión es máximo. El análisis de la caída de presión crítica está concentrado en la punta del túnel. Pueden usarse las ecuaciones de flujo esférico para describir el cambio de presión y el flujo de fluido en la punta del túnel:

$$\frac{dP}{dr} = \frac{q\mu}{4\pi kr^2}$$

Ec. 1.8-14

donde q es la tasa de flujo, P es la presión de poros, μ es viscosidad, k es permeabilidad, r es el radio del extremo esférico del túnel de la perforación. La distribución del esfuerzo alrededor de la cavidad esférica puede expresarse usando la siguiente ecuación:

$$\frac{d\sigma_r}{dr} + \frac{2(\sigma_r - \sigma_\theta)}{r} = 0$$

Ec. 1.8-15¹¹

donde σ_r es el esfuerzo radial y σ_θ es el esfuerzo tangencial. Debido al daño de la perforación, la formación en los alrededores del túnel de perforación está bajo condiciones de falla, donde la distribución de esfuerzos esta limitada por el criterio de falla¹¹ (en este estudio el criterio usado es el Morh-Coulomb, con las ecuaciones antes mostradas).

$$\tau = S_i + \sigma_c \tan \alpha$$

Ec. 1.8-16

donde τ es el máximo esfuerzo de corte, el cual es $\frac{1}{2}$ de la diferencia entre el esfuerzo radial y tangencial, σ_c es el esfuerzo efectivo normal:

$$\tau = \frac{\sigma_r - \sigma_\theta}{2}, \quad \sigma_c = \frac{\sigma_r + \sigma_\theta}{2} - P$$

Ec. 1.8-17

combinando las ecuaciones de arriba, se puede derivar la máxima caída de presión desde la formación al fondo del hoyo que puede causar esfuerzos de tensión en la cara de la perforación. Esta máxima caída de presión es tomada como el diferencial de presión crítico con presencia de túneles de perforación.

1.9 PROGRAMAS Y PROCESAMIENTOS

Evaluación Petrofísica Básica

El programa SAND™ es un programa de análisis de registros eléctricos destinado para la evaluación de arenas y secuencias de arena y lutita. Este programa utiliza un gráfico de densidad vs. neutrón como técnica para determinar la porosidad. El volumen de lutita en fracción es determinado usando el registro de rayos gamma, en base a este registro se calcula con las relaciones de Larionov, un índice de radioactividad y un volumen de arcilla en fracción. En la siguiente gráfica se muestra la diferencia entre el índice de radioactividad lineal y otros dependientes de la edad de la roca.¹²

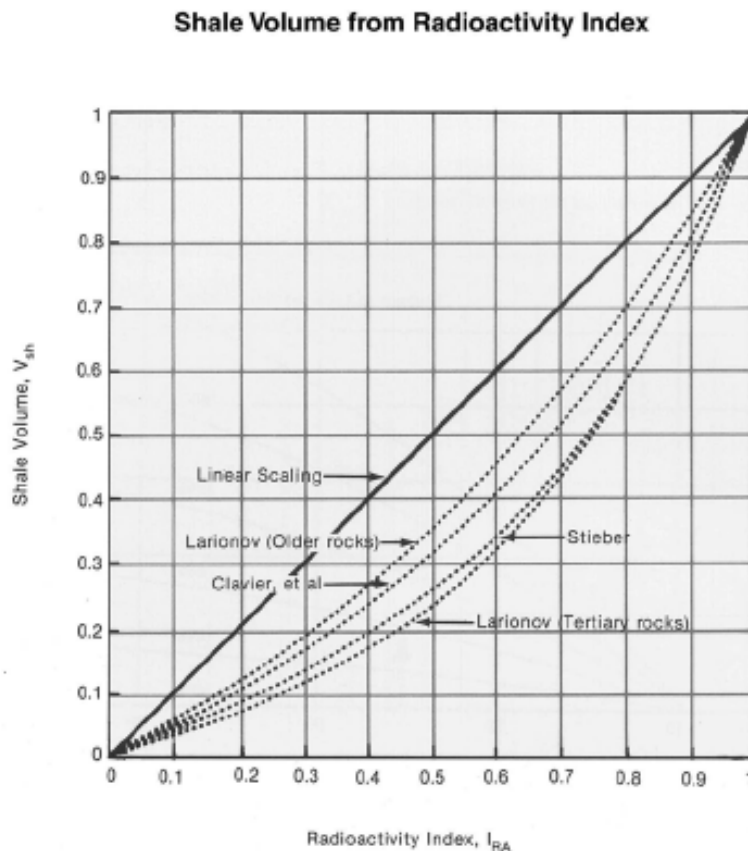


Figura 1.9-1 Índice de radioactividad.¹³

Las relaciones que rigen estos comportamientos se muestran a continuación:

Índice de radioactividad:

$$I_{RA} = \frac{RA - RA_{CLEAN}}{RA_{SH} - RA_{CLEAN}}$$

Ec. 1.9-1¹³

donde:

RA = radioactividad leída del el registro en la zona de interés.

RA = radioactividad leída del el registro en una arena limpia

RA = radioactividad leída del registro en una lutita

Larionov:

Rocas del terciario,

$$V_{sh} = 0.083(2^{3.7} \times I_{RA} - 1.0)$$

Ec. 1.9-2

Rocas más antiguas,

$$V_{sh} = 0.33(2^2 \times I_{RA} - 1.0)$$

Ec. 1.9-3

Donde

V_{sh} = volumen de arcilla en fracción.

Clavier, et al:

$$V_{sh} = 1.7 - \sqrt{[3.38 - (I_{RA} + 0.7)^2]}$$

Ec. 1.9-4

Steiber:

$$V_{sh} = \frac{I_{RA}}{(3.0 - 2.0I_{RA})}$$

Ec. 1.9-5

la relación de Steiber presenta las siguientes variantes:

$$V_{sh} = \frac{I_{RA}}{(2.0 - I_{RA})}$$

Ec. 1.9-6

$$V_{sh} = \frac{I_{RA}}{(4.0 - 3.0I_{RA})}$$

Ec. 1.9-7

El análisis petrofísico básico total es determinado seleccionando una serie de parámetros. Estos parámetros controlan los procesos internos del programa y están clasificados según la función a desempeñar dentro del programa. Los grupos se clasifican en la siguiente forma:

- Parámetros de muestreo para las curvas de entrada. Son aditivos y multiplicadores que pueden ser utilizados para ampliar o reducir escalas.
- Parámetros generales. Valores conocidos del pozo como, tamaño de mecha, gradiente geotérmico y porosidad inicial entre otros.
- Parámetros de corrección a la resistividad de los fluidos.
- Parámetros de arcillosidad y porosidad.
- Parámetros para el análisis de lignitos.
- Parámetros de dispersión de arcillas e Índice de productividad.
- Parámetros de permeabilidad.
- Parámetros de volumen de arcillas.
- Parámetros para el cálculo de saturación de agua.

La saturación es la cantidad de fluido que ocupa el espacio poroso y es una función de numerosos factores físicos, químicos y biológicos. No existen valores predeterminados que predigan una producción sin agua o de sólo agua en los pozos donde se realiza el análisis. La saturación es función de:

- Tipo de espacio poroso, interconectado o aislado.
- Cantidad de espacio poroso.
- Tamaño de los granos que conforman la estructura.
- Homogeneidad o heterogeneidad de la matriz.
- Relación entre la permeabilidad vertical y horizontal.
- Presiones y temperaturas in-situ.
- Capilaridad.
- Mojabilidad de la roca.
- Tipo de empuje del yacimiento (Mecanismo de producción).
- Forma del yacimiento.
- Tamaño del yacimiento.
- Mecanismo de entrapamiento estructural/estratigráfico.

Se estima la saturación de agua en base a parámetros de resistividad del agua de formación, resistividad en las arcillas y las diferentes constantes que están involucradas en el modelo de saturación de Simandoux. Los parámetros petrofísicos a, m, n son derivados de forma empírica, y varían de acuerdo con la heterogeneidad natural de la roca.

$$C_t = \left(\frac{C_w \phi^m}{a} \right) S_w^n + (V_{sh} C_{sh}) S_w$$

Ec. 1.9-8

donde:

C_t = conductividad en formación.

C_w = conductividad en agua.

S_w = saturación de agua.

V_{sh} = volumen de arcillas.

C_{sh} = conductividad en las arcillas.

m = factor representativo de la geometría o forma del poro.

n = exponente de saturación.

a = término relacionado con la tortuosidad. También se le relaciona con el volumen unitario y su respectivo espacio poroso.

El modelo de cálculo de permeabilidad absoluta requiere de un valor de saturación de agua irreducible en la realización de los cálculos. Adicionalmente, el hidrocarburo presente es clasificado por un análisis de densidad. Y los lignitos son demarcados y analizados volumétricamente por medio de gráficos.

Los datos de entrada para el procesamiento SAND™ son curvas de registros eléctricos del pozo, y parámetros variables.

A continuación se presentan las curvas de entrada requeridas por el programa y las siglas identificadoras de cada una de ellas (ver tabla 1.9-1).

CURVAS DE ENTRADA PARA EL PROGRAMA SAND™.

Nombre	Descripción	Unidades
AC	Tiempo de tránsito	useg/pie
CAL	Cáliper	pulgadas
CN	Porosidad del neutrón	%
DEN	Densidad	gr/cc
GR	Rayos gamma	API
G2	Tiempo de vida del neutrón, cuentas del segundo receptor	CPS
K	Potasio del registro de rayos gamma espectral	%
NEU	Cuentas de neutrón en °API	Unidades API
RATO	Relación de tiempos de vida del neutrón	

RT	Resistividad de la zona no invadida	ohm-m
RXO	Resistividad de la zona lavada	ohm-m
SGMA	Tiempo de vida del neutrón en la sección sigma	unidades sigma
SP	Potencial espontáneo	mV
TC	Cuentas totales del registro espectral	CPS
TH	Torio del registro espectral	ppm

Tabla 1.9-1 Curvas de entrada al procesamiento SAND™.

El gráfico densidad vs neutrón, usa un mínimo de tres puntos de anclaje para clasificar los datos de dos registros, densidad y porosidad del neutrón en nuestro caso. Un punto es el de 100% porosidad o parámetro del fluido. Los otros dos puntos representan el valor de porosidad cero para cada una de las matrices en las que se ha realizado la medición. Por ejemplo, si se asume una matriz caliza y dolomita, los valores de porosidad cero para caliza y dolomita deben ser: $\rho_b = 2.71g/cm^3$ y $\rho_b = 2.86g/cm^3$ respectivamente, $\phi_N = 0$ y $\phi_N = 0.02$ unidades de porosidad en caliza respectivamente.

Los parámetros de fluido son considerados $1g/cm^3$ (lodo a base de agua dulce) ó $1.1g/cm^3$ (lodo a base de agua salada) para la densidad y 100% para la porosidad del neutrón. Generalmente los gráficos de densidad vs neutrón son hechos para mostrar las tendencias de porosidad y litología por debajo de 50% de porosidad.

El volumen de arcilla es determinado en el programa SAND™ utilizando el gráfico de densidad vs neutrón. Una línea de arena limpia es establecida usando los parámetros típicos de las arenas ($\rho_b = 2.65g/cm^3$ y $\phi_N = -0.03a - 0.04$) y el punto de fluido; un punto de arcilla es definido por parámetros ($\rho_b = 2.85g/cm^3$ y $\phi_N = 0.1a0.3$). La línea que une el punto de arena y el punto de arcilla es la que determina el volumen de arcilla presente. Líneas paralelas a la línea de arena limpia son trazadas para cada porcentaje de arcilla. La línea de 100% arcilla debe

pasar por el punto de arcilla. El volumen de arcilla es evaluado de acuerdo a la posición relativa de los datos entre la línea de arena limpia y la línea de 100% arcilla. Los valores de volumen son interpolados linealmente entre estos dos valores extremos. Las líneas de porosidad efectiva son paralelas a la línea de arcillas. La porosidad efectiva es evaluada en cada nivel extrapolando el punto sobre la línea de arena limpia con líneas paralelas a la línea de arcilla. En el siguiente gráfico se ilustra lo antes descrito. (Se observa una concentración de puntos que al parecer representan una zona lutítica. En la parte superior parece haber un efecto de hidrocarburo liviano).

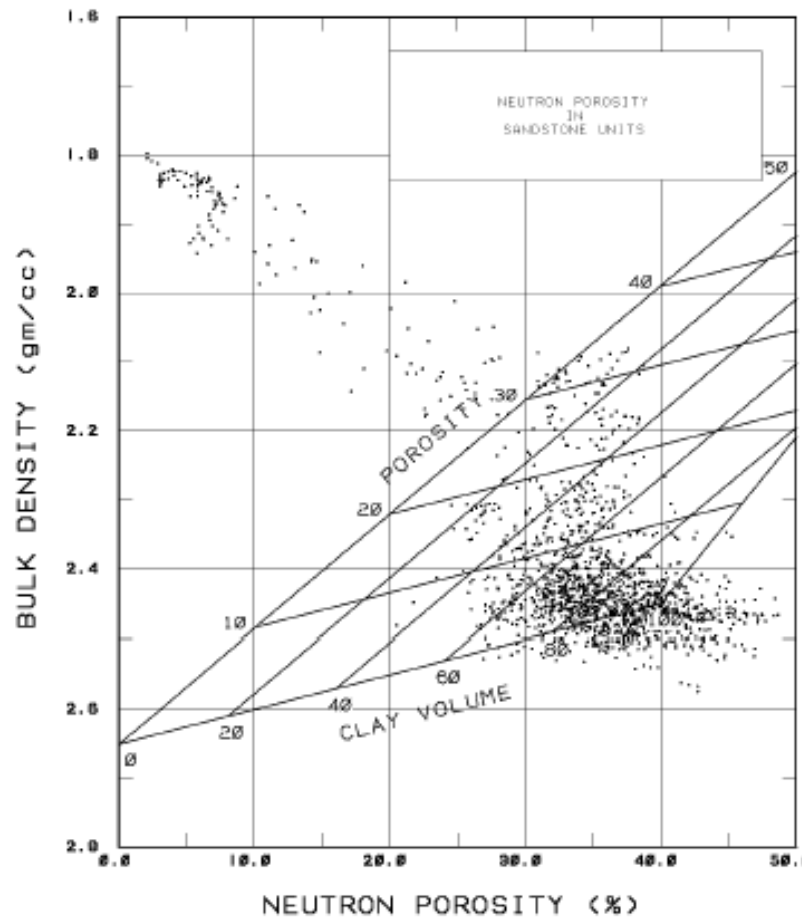
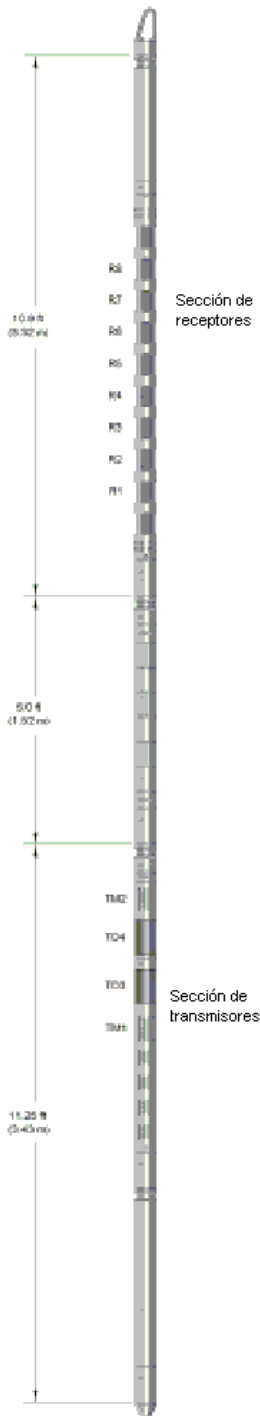


Figura 1.9-2 Gráfico densidad vs neutrón. ¹³

Registro acústico multipolar XMAC™



El registro XMAC™ (“Cross Multipole Array Acousticlog”) puede proporcionar mejoras en los programas de exploración, perforación y producción al proveer de evaluaciones de formación más avanzadas, correlaciones sísmicas y precisión en los resultados geomecánicos. Esta herramienta es monopolar, dipolar, y de dipolo cruzado. Con este registro es posible adquirir datos acústicos (onda compresional y de corte) en formaciones poco consolidadas (delta T mayor que 350 useg/pie), donde antes los datos eran menos precisos. Además de proporcionar un mapa de anisotropía azimutal, que proviene de las mediciones en los bipolares cruzados. Los dipolos X y Y se encuentran alineados, gracias a esto es posible efectuar ocho mediciones (cuatro pares cruzados). Tiene la capacidad de recibir bajas frecuencias, lo que facilita la adquisición en hoyos de gran diámetro y en formaciones lentas.¹⁴

La herramienta posee ocho receptores, cada uno de los cuales tiene cuatro transductores ortogonales (para la adquisición de los componentes cruzados).

Registro de imagen digital CBIL™ (“Circumferential Borehole Imaging Logging”).

Registro que genera imágenes detalladas de la pared del hoyo. Un transductor acústico, montado en una sección rotatoria, opera en modo de eco pulsante de alta frecuencia, es decir, el mismo dispositivo emite un pulso ultrasónico y graba su reflexión proveniente de la pared del pozo. En cada disparo se graban dos parámetros: la amplitud de la onda reflejada y su tiempo de tránsito. El transmisor gira seis veces por segundo adquiriendo 250 muestras por cada revolución (250 amplitudes) y sus correspondientes tiempos de tránsito.¹⁴

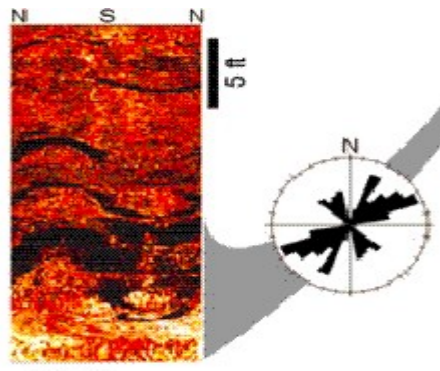
Dado que cada muestra se superpone a la anterior, el CBIL™ cubre completamente los 360 grados del hoyo. La imagen está compuesta por “Píxeles” o puntos de datos, representando la amplitud de la onda acústica reflejada de la pared del hoyo, la cual está afectada por la variación de la impedancia acústica. La impedancia acústica se define como el producto entre la velocidad acústica y la densidad de la formación.

Las formaciones de alto reflejo acústico son representadas, en la imagen por color claro, y las formaciones con características de bajo reflejo acústico son representadas por color oscuro. Las arenas consolidadas y carbonatos son ejemplos de formación con características de alto reflejo, mientras que las arenas no consolidadas o lutitas, presentan un bajo reflejo. Las fracturas son registradas por colores oscuros si son abiertas y por colores claros si están rellenas.

El cambio de porosidad es reflejado en el cambio de color de la imagen. La imagen es más oscura cuando la porosidad es mayor, en gran parte de los registros de imágenes. Otra de las características definidas por la imagen acústica es la ruptura del hoyo, la cual se presenta como zonas oscuras en direcciones opuestas. Algunas lutitas son representadas en color oscuro, ya que su impedancia acústica es baja.

En el análisis de la imagen acústica se han realizado los siguientes procesos:

- Orientación de la imagen (incluyendo la corrección por la declinación magnética).
- Normalización estática y dinámica de la imagen, incluyendo la aplicación de un filtro de centralización para mejorar la imagen.
- Interpretación geológica a través de la identificación de estructuras de buzamiento, fracturas e indicadores de la orientación del estrés in-situ de una forma manual.



Acoustic image

Figura 1.9-3 Imagen acústica digital¹⁴

Predicción y análisis de propiedades mecánicas de la roca

MECHPROP™ “Mechanical Properties Analysis”

El programa MECHPROP™ es el primer paso en el procesamiento que debe ser completado antes de realizar el análisis de esfuerzos de la formación. Este programa calcula los módulos mecánicos de la roca, tales como relación de Poisson, módulo de corte, módulo volumétrico, compresibilidad y módulo de Young. Las propiedades obtenidas de este programa son dinámicas. A su vez se estiman esfuerzos horizontales relativos y la resistencia a la fractura. Calcula el factor de compresibilidad de Biot en base a litología y porosidad, porosidad o secuencia arena-lutita. Para este estudio en particular el programa MECHPROP™ sólo fue usado para determinar la relación de Poisson, ya que presenta mejores resultados que la calculada por el programa LMP™.¹²

PRELMP™

Es un programa complementario cuya única función es organizar y preparar las curvas de entrada para el programa LMP™.¹²

CURVAS DE ENTRADA PRELMP™

<i>Parámetros</i>	<i>Descripción</i>	<i>Unidades</i>
<i>VSH</i>	<i>Volumen de Lutita.</i>	<i>%</i>
<i>POR</i>	<i>Porosidad de la formación.</i>	<i>%</i>
<i>SW</i>	<i>Saturación de agua.</i>	<i>%</i>
<i>ZDEN</i>	<i>Densidad de la formación.</i>	<i>gr/cc</i>
<i>POIS</i>	<i>Relación de Poisson (El estimado por Mechprop).</i>	

Tabla 1.9-2 Curvas de entrada al proceso PRELMP™.

PARAMETROS CONSTANTES PRELMP™

Parámetros	Descripción	Unidades
KOIL	Módulo volumétrico del petróleo.	Gpa
DENOIL	Densidad del crudo.	gr/cc
OVDEN	Av. De densidad de la formación	gr/cc
PMUD	Densidad del lodo con el cual fue perforado el pozo.	Lb/gal
PPGR	Gradiente de la presión poral.	lpc/pie
DEPU	Unidades de profundidad del archivo de datos.	Metros
ALFA	Constante de Biot.	
CVUI	SW/Por.	Fracción

Tabla 1.9-3 Parámetros constantes en el proceso PRELMP™.

CURVAS DE SALIDA PRELMP™

Parámetros	Descripción	Unidades
DEPTHM	Profundidad del Pozo	Metros
VSNDF	Volumen de arena	Fracción
VSHF	Volumen de Lutita	Fracción
PORF	Porosidad efectiva	Fracción
VW	Volumen de agua	Fracción
VHC	Volumen de hidrocarburo	Fracción
KHC	Módulo vol. de hidrocarburo	Gpa
DENHC	Densidad del crudo.	gr/cc
SV	Esfuerzo vertical	Klpc
SVM	Esfuerzo vertical	Mpa
SHOR	Esfuerzo horizontal (*)	Klpc
SHORM	Esfuerzo horizontal	Mpa
PPOR	Presión de poros	Klpc

Tabla 1.9-4 Curvas de salida del proceso PRELMP™.

(*) El esfuerzo horizontal es calculado por el programa LMP™ utilizando la fórmula:

$$S_h = \left[\left(\frac{\nu}{1-\nu} \right) (\sigma_v - (\alpha P_p)) \right] + (\alpha P_p)$$

Ec. 1.9-9

donde:

ν = Relación de Poisson

σ_v = esfuerzo vertical

α = constante de Biot

P_p = presión poral

LMP™ “Logging Mechanical Properties”

El programa LMP™ (“Logging Mechanical Properties”) permite determinar las propiedades mecánicas estáticas a partir de registros. El programa se basa en el comportamiento fundamental del contacto grano a grano, deformación de micro fracturas (deslizamientos a lo largo de superficies de micro-fracturas) para construir una relación constitutiva entre esfuerzo y deformación para un material dado.

La relación entre propiedades estáticas y dinámicas puede ser derivada distinguiendo los procesos asociados a las deformaciones estáticas de aquellos asociados a las deformaciones dinámicas.

De análisis teórico y estudio experimental, se ha establecido la relación entre la porosidad de la roca, la densidad total, el contenido de mineral, las propiedades dinámicas y los parámetros de contacto grano a grano, los parámetros de

deslizamiento de fracturas y los parámetros de dilatación, documentándose en tablas de calibración.

Utilizando la densidad, neutrón y registro acústico, se puede reconstruir una muestra de roca de las tablas de calibración, para una profundidad dada, y el comportamiento constitutivo de la muestra de la roca puede examinarse con carga simulada.

La deformación incremental como resultado del incremento del esfuerzo es calculada y las curvas esfuerzo deformación bajo carga estática se pueden construir.

Las propiedades mecánicas estáticas y la resistencia son derivadas de las curvas esfuerzo-deformación de la muestra virtual antes de la falla. Estas propiedades pueden usarse para predecir la estabilidad del hoyo, esfuerzos *in situ*, análisis de producción de arena, diseño de fracturamiento hidráulico y otras aplicaciones.¹²

Pasos a seguir para correr el programa LMP™:

- Crear la curva LMP™, con un valor que depende de la litología.
- Curvas de entrada: (lentitudes compresionales y de corte)
- Correr el programa PRELMP™.
- Correr el LMP™.
- Utilizar el LMP_SANDAN™ para cambiarle las unidades a las salidas LMP.

En el análisis de propiedades mecánicas se combinan los datos obtenidos del sísmico (tiempos de tránsito compresional y de corte) con la información proveniente de los otros registros. Estas propiedades varían en gran medida entre el momento de la perforación y la puesta a producción del pozo. En el primer

momento, es necesario conocer los pesos de lodo óptimos para prevenir el fracturamiento y/o colapso del hoyo. Durante la puesta en producción es deseable mantener el diferencial de presión lo suficientemente bajo para evitar problemas de arenamiento, pero lo suficientemente alto para no tener producción diferida.

El proceso para estimar las condiciones de estabilidad sigue los siguientes pasos:

- Evaluación petrofísica de la formación, con el fin de determinar la porosidad, volumen de arcilla y otros minerales presentes.
- Obtención de los tiempos de tránsito compresional DTC, y de corte DTS.
- Análisis de las propiedades mecánicas de la formación.
- Estimación de la resistencia de la formación y de las condiciones de esfuerzo impuesta a la misma.
- Aplicación de un criterio de falla para determinar si la roca permanece estable bajo el campo de esfuerzos.

Para determinar la “ESTABILIDAD DEL HOYO”, es decir, aquellos parámetros que indican los límites de presiones para la producción de arena por un lado y para evitar un posible fracturamiento por el otro (peso mínimo y máximo de lodo), es necesario introducir los valores siguientes:

- El gradiente de presión de sobrecarga (o en su lugar, la presión de sobrecarga y/o la densidad promedio de la formación suprayacente).
- El gradiente de presión poral, P_p .

El peso mínimo representa la menor densidad equivalente de lodo permitido para evitar desprendimientos de la pared, el peso máximo representa el peso de lodo por encima del cual se pudiera empezar a fracturar la formación, con las consecuentes pérdidas de circulación. Idealmente cuando los esfuerzos radial y tangencial son iguales ($\sigma_r = \sigma_\theta$) la perforación procede con mayor facilidad.

CURVAS DE ENTRADA LMP™

Curvas	Descripción	Unidades
TVD	Profundidad vertical real o profundidad vertical del pozo (<i>Se necesita solo si no se emplea el parámetro HORS</i>).	Metros
SAND	Volumen de Arenisca.	Fracción
WATER	Volumen total de agua.	Fracción
OIL	Volumen total de hidrocarburo	Fracción
KOIL	Módulo volumétrico del petróleo	Gpa
DENH	Densidad del hidrocarburo en el fondo del hoyo	gr/ cc
DEN	Densidad del volumen de la formación	gr/ cc
ACC	Tiempo de viaje de la onda compresional en la formación	us/pies
ASS	Tiempo de viaje de la onda de corte en la formación (<i>este puede ser omitido y estimado con el LMP™</i>)	us/pies
VERS	Esfuerzo vertical (<i>densidad integrada</i>)	Mpa
PORP	Presión de poros de la formación	Mpa
HOR	Esfuerzo horizontal <i>in situ</i> (<i>si este es omitido puede ser calculado por el programa mediante correlaciones empíricas</i>)	Mpa
LMPCR	Este es calibrado por selección de tablas: (tipo de formación) 1: Arenisca (BAS_SH.ASC) 2: Lutita (BAS_SH.ASC) 3: Carbonato (BAS_CH.ASC) Valor 12 entre lutita y arenisca Valores 13 y 23 pueden ser simulados por tablas remanentes	

Tabla 1.9-5 Curvas de entrada al proceso LMP™.

CURVAS DE SALIDA LMP™.

Curvas	Descripción	Unidades
UCS	Resistencia compresiva de la formación, sin confinamiento	Mpa
FRCAN	Angulo de Fricción.	Grados
COHES	Cohesión para un confinamiento específico.	Mpa
KMODT	Módulo volumétrico total.	µs/pie
SMOD	Módulo de corte.	Mpa
STRG	Resistencia compresivo de la formación a una presión de confinamiento CONFP	Mpa
EMOD	Módulo de Young estático de la formación para una presión de confinamiento CONFP	Gpa
POIS	Relación de Poisson para una presión de confinamiento CONFP	Gpa
QUAL	Indicador de la calidad de la data	
ERRFG	Señalizador del error	
BIOT	Constante de Biot	
KMODH	Módulo volumétrico (No es calculado a 0 Mpa de confinamiento)	Mpa
DTSO	Velocidad de la onda de Corte (similar a la de la entrada o calculada por el LMP si no está dada en la entrada).	us/pie
SIGH	Esfuerzo horizontal calculado por el LMP si no se encuentra dentro de las curvas de entrada	Mpa

Tabla 1.9-6 Curvas de salida del proceso LMP™.

PARAMETROS CONSTANTES LMP™

Parámetros	Descripción	Unidades
CONFP	Presiones de confinamiento a las cuales el LMP va a calcular las propiedades mecánicas de la roca (*).	Mpa
C1	Valor de VSH por debajo del cual se considera que la roca es netamente (100%) arenisca. (Si $VSH < C1$: se usa solo la Tabla para areniscas, BAS_SS.ASC	Fracción
C2	Valor de VSH por encima del cual se considera que la roca es netamente (100%) lutita. (Si el $VSH > C2$: se usa solo la Tabla de Lutitas, BAS_SH.ASC.	Fracción
CLIM	Límite de volumen de lutita (Si $VSH > CLIM$ usa la correlación directamente del LMP)	Fracción
PORFAC	1:VSH basado en la ϕ efectiva 0:VSH basado en la ϕ total	
WD	Profundidad del agua	Metros

Tabla 1.9-7 Parámetros constantes en el proceso LMP™.

Logging of Mechanical Properties (LMP)

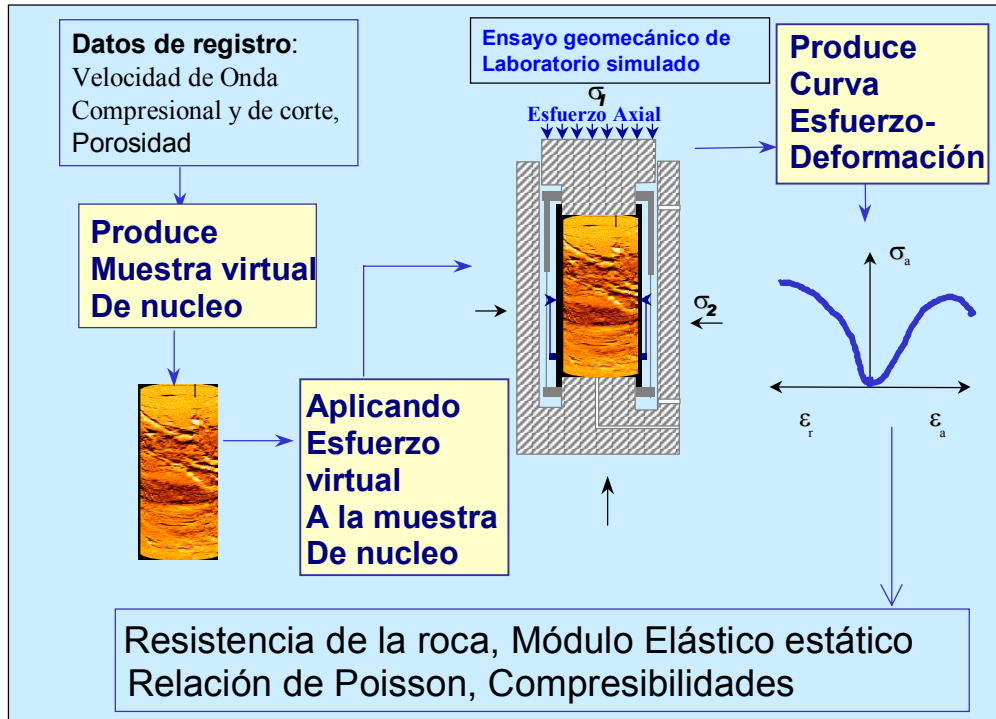


Figura 1.9-4 Diagrama de flujo del procesamiento de LMP™ en la predicción de propiedades mecánicas estáticas. El título de la figura “Logging of Mechanical Prop[erties]” es el nombre del software, en siglas (LMP).

La siguiente figura presenta la deformación incremental como un resultado del incremento del esfuerzo, y la construcción de la curva esfuerzo-deformación bajo carga estática. Los cambios microscópicos en la muestra durante las etapas de carga se presentan exagerados.

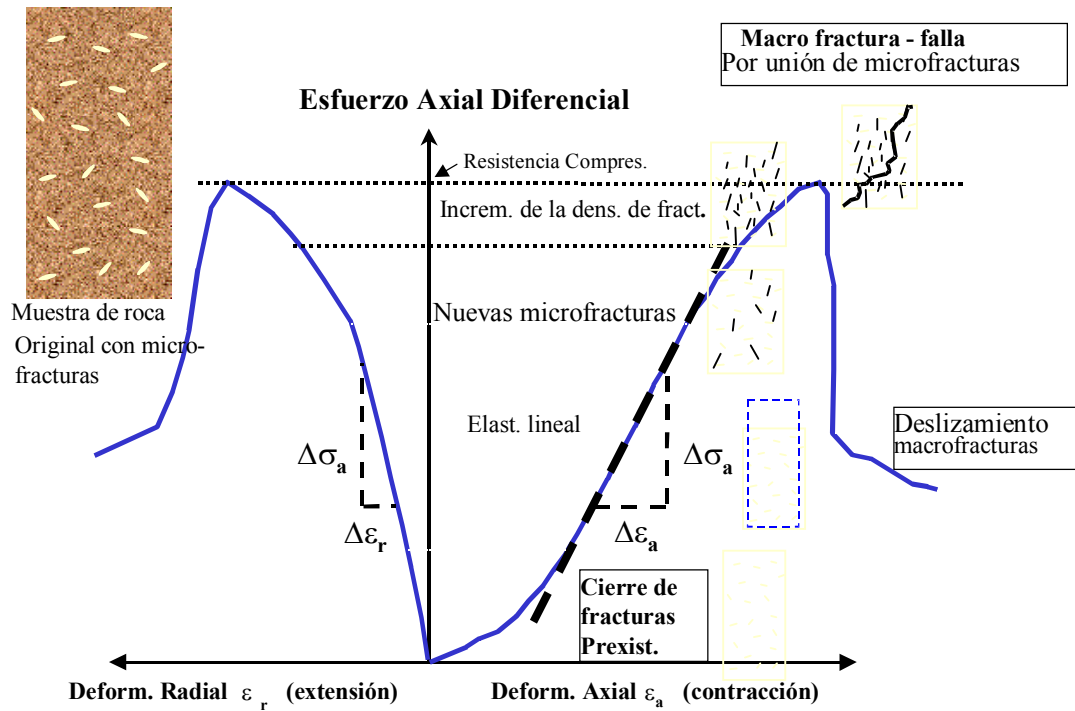


Figura 1.9-5 Curva esfuerzo-deformación típica obtenida en laboratorio de una prueba de compresión triaxial.

Figura 1.9-6 Envoltente de falla de Mohr construida usando las resistencias estimada con LMP™

Figura 1.9-7 Comparación de los resultados del LMP™ con medidas de laboratorio.

LMP-SADAN™

Este programa hace la conversión de unidades de los parámetros calculados por el LMP (de métricas a inglesas) y realiza los cálculos de peso de lodo máximo y mínimo (estabilidad de hoyo), considerando un hoyo vertical y esfuerzos horizontales iguales. Usa los parámetros elásticos para estimar la resistencia de la formación y los parámetros necesarios para predecir la producción de arenas.¹²

CURVAS DE ENTRADA LMP-SANDAN™

<i>Curvas</i>	<i>Descripción</i>	<i>Unidades</i>
<i>UCS</i>	Resistencia compresiva de la formación, sin confinamiento	Mpa
<i>FRCAN</i>	Angulo de Fricción.	Grados
<i>Sv</i>	Esfuerzo vertical o sobrecarga	Klpc
<i>STRG</i>	Resistencia compresivo de la formación a una presión de confinamiento CONFP	Mpa
<i>EMOD</i>	Módulo de Young estático de la formación para una presión de confinamiento CONFP	Mpa
<i>POIS</i>	Relación de Poisson para una presión de confinamiento CONFP	Adimens.
<i>VSH</i>	Volumen de arcilla	Frac, %
<i>BIOT</i>	Constante de Biot	
<i>KMODH</i>	Módulo volumétrico (No es calc. a 0 Mpa de confinamiento)	Mpa

Tabla 1.9-8 Curvas de entrada al proceso LMP SANDAN™.

CURVAS DE SALIDA LMP-SANDAN™

<i>Parámetros</i>	<i>Descripción</i>	<i>Unidades</i>
SMOD	Modulo de corte.	Mlpc
BMOD	Modulo de densidad promedio de la formación.	Mlpc
SHIN	Resistencia inicial de corte inicial.	Klpc
MPMX	Maxima densidad de lodo.	Lb/gl
MPMNC	Presión mínima de lodo	Lb/gl
MPMN	Presión mínima de lodo	Lb/gl
MPA	Mínima densidad de lodo.	Lbs/gl
RAD	Esfuerzo Radial.	lpc
TANS	Esfurzo Tangencial.	lpc
MPI	Presión de lodo ideal.	Lb/gl
PMUDP	Densidad del lodo con la cual fué perforado el pozo.	Lb/gl
DDPR	Presión de Drowdown.	lpc
YMODL	Modulo de Young.	Mlpc
UCSL	Presión de confinamiento.	Klpc
FANGCV	Angulo de fricción.	Grados

Tabla 1.9-9 Curvas de salida del proceso LMP SANDAN™.

ANÁLISIS DE ESTABILIDAD DE HOYO (BIAS™)

El programa BIAS™ (Borehole Integrity Analysis System) es un programa de post-procesamiento, propiedad de Baker Atlas, utilizado en la estimación de esfuerzos “in-situ” y fallas de rocas a partir de medidas en el hoyo; además, usa las soluciones de elasticidad para describir la distribución de esfuerzos alrededor del hoyo perforado en un campo de esfuerzos dados. Estos esfuerzos son comparados con la resistencia de la roca en la cual el hoyo es perforado. BIAS™ decide el potencial de falla cerca de la pared del hoyo, y por lo tanto predice la estabilidad del hoyo. El programa también calcula el potencial de varios modos de falla y además la presión de lodo necesaria para prevenir la falla, considerando todas las posibles trayectorias de pozo (desviación de 0 a 90 grados y azimut de 0 a 360 grados). Asignando a la presión de poros el mismo valor que la presión en el hoyo; durante la producción, se puede predecir la estabilidad del hoyo para un diferencial de presión respectivo (como potencial para producción de arena).¹⁵

Las salidas del modelo de estabilidad del hoyo pueden usarse directamente para ayudar a evaluar las alternativas de perforación (hoyo vertical y desviado), la alineación del hoyo, el peso del lodo y el diseño de la tubería. Basado en una trayectoria del hoyo predefinida, se puede generar la ventana de lodo apropiada para un programa de perforación exitoso, utilizando BIAS™. Esta ventana de lodo proporciona información relevante en profundidad, donde se esperan diferentes tipos de problemas de perforación. Esto también realiza cálculos permitiendo la ocurrencia de una pequeña cantidad de “breakouts” u ovalizaciones a causa de la disminución en el peso del lodo, así como permite fracturas inducidas cerca del hoyo (pérdidas de pequeñas cantidades de fluidos de perforación). Los gráficos de contorno, particularmente, pueden ser un método rápido para evaluar las alternativas durante el desarrollo de un campo y puede ser completado dentro de un período de tiempo que permita modificaciones del peso de lodo a ser usado cuando la información específica del sitio llegue a estar disponible. Los perfiles de

propiedades mecánicas estáticas y los esfuerzos “in-situ” generados de este análisis pueden ser extremadamente valorados como entrada para la predicción de la producción de arena y el diseño y optimización del fracturamiento hidráulico.

Figura 1.9-8 Salida del BIAS™ mostrando la distribución de esfuerzos en el hoyo.

El análisis de esfuerzos requiere la orientación de los esfuerzos y el peso del lodo. Basado en la magnitud de los esfuerzos, y la ubicación de las altas magnitudes, se determina el tamaño de “breakouts” y posibles fracturas inducidas. Adicionalmente se estima la ventana de lodo, que define el margen de peso del lodo dentro del cual pueden prevenirse fallas a compresión (“breakouts” y colapsos de hoyo) y fallas de tensión (fracturas inducidas y pérdidas de circulación) para una dirección en particular.

La siguiente figura simula un registro de imagen, las bandas negras representan los “breakouts” que se han formado en las paredes del hoyo. El tamaño del

“breakout” se define como el ancho de la banda negra (en grados). Como regla práctica la orientación del “breakout” está definida por el punto medio de la banda negra más cercana a cero grados, la línea más a la izquierda representa el norte cero grados, a partir de allá se miden las orientaciones en sentido horario. La orientación se mide en grados.

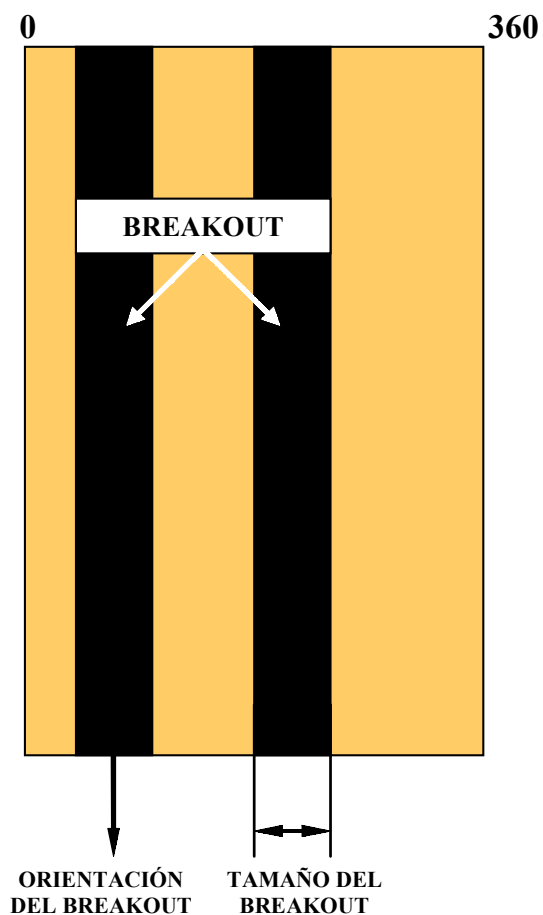


Figura 1.9-9 Tamaño y orientación del “breakout”.

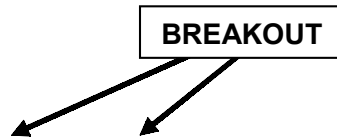


Figura 1.9-10 Imagen de la pared del hoyo. Puede apreciarse un “breakout” con una dirección de 120 grados y un tamaño aproximado de 30 grados.¹⁰

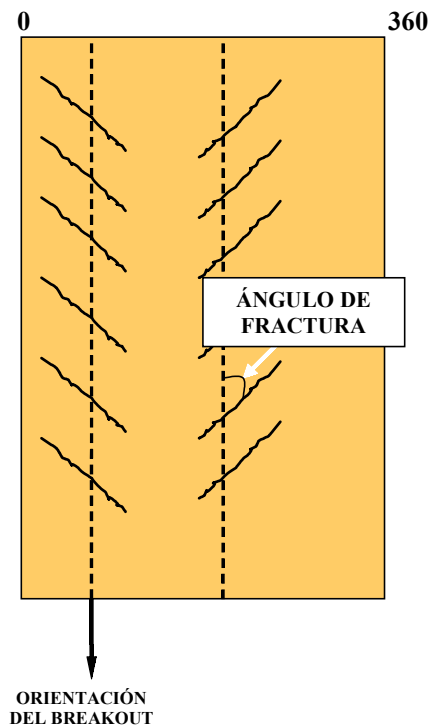
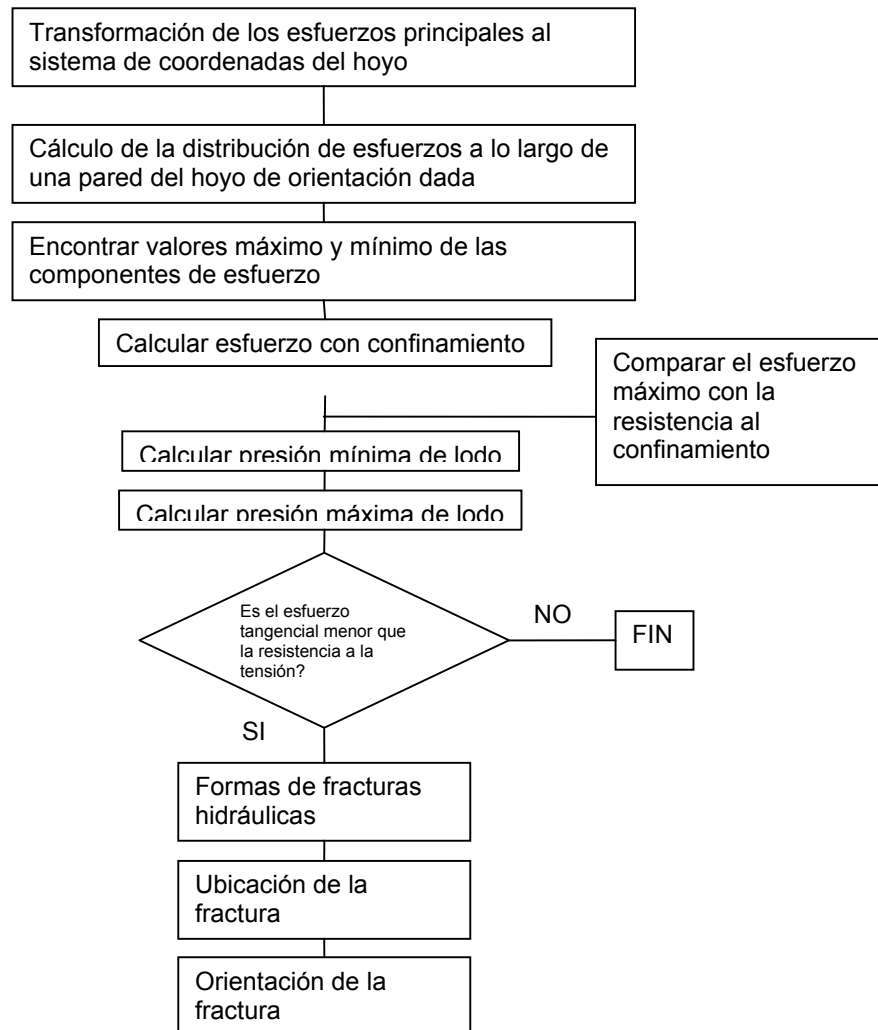


Figura 1.9-11 Orientación y ángulo de fractura.

En la figura 1.9-11 se simula un registro de imagen, donde se muestran fracturas inducidas, la orientación de la fractura está definida por la ubicación del punto

medio de la fractura con respecto al origen en grados. La inclinación de la fractura, es el ángulo entre el eje del pozo y la fractura inducida. Estas fracturas pueden estar abiertas o cerradas, su descripción ayuda a identificar el régimen de esfuerzos local.

El proceso que realiza el programa en un análisis de esfuerzo puede ser esquematizado como sigue:



El análisis de estabilidad, calcula parámetros en todas las direcciones para una profundidad determinada. En vez de usar una dirección fija como en el análisis anterior. El programa repite los cálculos de esfuerzo distribuidos en las paredes del hoyo en cualquier dirección. El programa asume cambios de desviación de 0 a 90 grados y de azimut de 0 a 360 grados. Luego clasifica los valores de máximo esfuerzo y calcula para estos la ventana de lodo, localización y tamaño de “breakout”, localización de las fracturas e inclinación a partir del eje del hoyo.

El procedimiento en la realización de los cálculos se inicia con la proyección de los esfuerzos in-situ sobre el sistema de coordenadas del pozo. Luego se calculan los esfuerzos en las paredes del hoyo, incluyendo el peso del lodo presente. Las componentes de esfuerzo se dan en el siguiente orden: esfuerzo radial, esfuerzo tangencial, esfuerzo vertical y esfuerzo de corte.

$$\begin{aligned}\sigma'_{rr} &= P_{mud} - \eta P_{pore} \\ \sigma'_{\theta\theta} &= (\sigma_{bxx} + \sigma_{byy}) - 2(\sigma_{bxx} - \sigma_{byy}) \cos 2\theta - 4\tau_{bxy} \sin 2\theta - P_{mud} - \eta P_{pore} \\ \sigma'_{zz} &= \sigma_{bzz} - 2\nu(\sigma_{bxx} - \sigma_{byy}) \cos 2\theta - 4\nu\tau_{bxy} \sin 2\theta - \eta P_{pore} \\ \tau_{r\theta} &= 0 \\ \tau_{rz} &= 0 \\ \tau_{\theta z} &= 2(-\tau_{bxz} \sin\theta + \tau_{byz} \cos\theta)\end{aligned}$$

Ec. 1.9-10¹⁵

El subíndice b significa que el sistema de referencia es el sistema de coordenadas del pozo. Y el apóstrofe ´ indica esfuerzos efectivos.

El cálculo de resistencia con confinamiento en presencia de esfuerzos existentes se realiza usando el parámetro de entrada C_0 (Resistencia sin confinamiento) y el criterio de Mohr-Coulomb. ϕ representa el ángulo de fricción. $\sigma'_{min.tan}$ representa el esfuerzo radial efectivo en las paredes, σ'_{rr} .

$$C_S = C_0 + \sigma'_{\min. \tan} \tan^2 \left(\frac{\pi}{4} + \frac{\phi}{2} \right)$$

Ec. 1.9-11

Una vez hechos estos cálculos se compara el esfuerzo mínimo tangencial con la resistencia a la tensión. Si $\min \sigma'_{\tan} \leq T_0$ entonces se formará una fractura hidráulica.

Cálculo de presión del lodo. Si esta presión es superada, entonces la comparación lógica anterior es aplicada nuevamente.

$$\max P_m = -T_0 + (\sigma'_{\theta\theta} + P_m) - \frac{\tau_{\theta z}^2}{-T_0 + \sigma'_{zz}}$$

Ec. 1.9-12¹⁵

Verificar que el esfuerzo máximo tangencial no exceda la resistencia con confinamiento (no se forman fracturas)

$$\max \sigma'_{\tan} \leq C_S$$

Criterio de falla usado para predecir “breakouts” y fracturas inducidas

Esta sección describe el criterio de falla usado en el programa. El primero es el criterio de falla de Mohr-Coulomb. Este criterio puede ser expresado de dos formas diferentes: la primera es el esfuerzo máximo de corte τ en función del esfuerzo principal normal σ_{mean} , y la segunda, el esfuerzo máximo normal σ_1 en función de la presión de confinamiento σ_3 .

Criterio de falla de Mohr-Coulomb

$$\tau = S_0 + \mu\sigma = S_0 + \sigma_{mean} \tan\phi, \text{ o } \sigma_1 = C_0 + \sigma_3 \tan^2\left(\frac{\pi}{4} + \frac{\phi}{2}\right)$$

Ec. 1.9-13

La relación entre S_0, μ, C_0 es:

$$\tan\left(\frac{\pi}{4} + \frac{\phi}{2}\right) = \sqrt{1 + \mu^2} + \mu = \frac{1 + \sin\phi}{1 - \sin\phi}$$
$$C_0 = 2S_0 \tan\left(\frac{\pi}{4} + \frac{\phi}{2}\right), \mu = \tan\phi$$

Ec. 1.9-14

Los esfuerzos máximos y mínimos normales, el esfuerzo principal y el esfuerzo máximo de corte, calculados a un ángulo $\theta_{\max\sigma}$ al cual los esfuerzos normales son máximos, serán comparados con el criterio de falla, y si los valores de esfuerzo obtenidos son mayores que el criterio permitido, se da lugar a una ruptura o “breakout”.

$$\text{Si } _máximo\sigma_{\max} \geq C_0 + _mínimo\sigma_{\max} \tan^2\left(\frac{\pi}{4} + \frac{\phi}{2}\right),$$

$$\text{ó } _máximo\tau_{\max} \geq S_0 + \sigma_{\max.ppal} \tan\phi$$

se formará una ruptura o “breakout”.

El segundo criterio de falla descrito considera el efecto de esfuerzos intermedios (σ_{rr}). Este criterio se conoce como criterio de Drucker-Prager, y se define así:

$$2D^2(\sigma_1 + \sigma_2 + \sigma_3 + A)^2 = (\sigma_1 - \sigma_2)^2 + (\sigma_1 - \sigma_3)^2 + (\sigma_2 - \sigma_3)^2$$

Ec. 1.9-15

donde D y A son términos referidos a la resistencia sin confinar y ángulo de fricción interna:

$$D = \frac{\tan^2\left(\frac{\pi}{4} + \frac{\phi}{2}\right) - 1}{2 + \tan^2\left(\frac{\pi}{4} + \frac{\phi}{2}\right)}, A = \frac{3C_0}{\tan^2\left(\frac{\pi}{4} + \frac{\phi}{2}\right) - 1}$$

Si $-(\sigma_1 - \sigma_2)^2 + (\sigma_1 - \sigma_3)^2 + (\sigma_2 - \sigma_3)^2 \geq 2D^2(\sigma'_1 + \sigma'_2 + \sigma'_3 + A)^2$ se dará lugar a la ruptura o “breakout”. Aquí $\sigma'_1 = \text{máximo } \sigma'_{\max}$, $\sigma'_2 = \sigma'_{rr}$, $\sigma'_3 = \text{mínimo } \sigma'_{\max}$

Estimación de peso mínimo y máximo del lodo.

En esta sección se describe el criterio a ser usado en los pesos del lodo para prevenir fallas en el hoyo por compresión (“breakouts” o colapso) o, por tensión (fracturas inducidas). La base para el peso mínimo requerido es llevar el esfuerzo máximo tangencial como función del peso de lodo, a ser menor que la resistencia compresiva de la formación (también en función del peso de lodo). Cuando el esfuerzo máximo compresivo excede la resistencia compresiva, se da lugar a rupturas, “breakouts” o colapsos. El criterio para el máximo peso de lodo permitido se usa para prevenir fracturas inducidas durante las operaciones de perforación y completación. Esto requiere que el esfuerzo mínimo tangencial sea mayor que la resistencia a la tensión de la formación. La resistencia a la tensión puede ser asumida cero, o mejor aún, entre $1/10$ y $1/15$ de la resistencia compresiva sin confinamiento.

$$\min P_m = \frac{-1}{2 \tan^2 \alpha} \left(\frac{(1 + \tan^4 \alpha) \sigma'_{zz} - 2 \tan^2 \alpha (\sigma'_{\theta\theta} + P_m) - C_0 (1 - \tan^2 \alpha) + \dots}{\sqrt{(1 + \tan^2 \alpha)^2 [C_0^2 - \tan^2 \alpha (2\tau_{\theta z})^2]} + (1 - \tan^4 \alpha) \sigma'_{zz} [\sigma'_{zz} (1 - \tan^4 \alpha) - 2(1 + \tan^2 \alpha) C_0]} \right)$$

**Ec. 1.9-16 Peso mínimo de lodo requerido para prevenir fallas por compresión.
 (“breakouts”/colapsos)¹⁵**

$$\max P_m = -T_0 + (\sigma'_{\theta\theta} + P_m) - \frac{\tau_{\theta z}^2}{-T_0 + \sigma'_{zz}}$$

Ec. 1.9-17 Peso máximo de lodo para prevenir fallas por tensión. (Fracturamiento)¹⁵

Interpretación de los gráficos

El programa BIAS proporciona una serie de gráficos donde se pueden visualizar los resultados, siendo de mucha utilidad en la revisión de resultados y análisis preliminares a corto tiempo. A continuación se visualizan dos tipos de gráficos obtenidos.

Esfuerzos tangenciales

Bajos valores de peso del lodo

Los gráficos de esfuerzos tangenciales son representados en sistemas coordenados x-y. El siguiente gráfico representa el estado de esfuerzos tangenciales en presencia de un peso de lodo muy bajo.

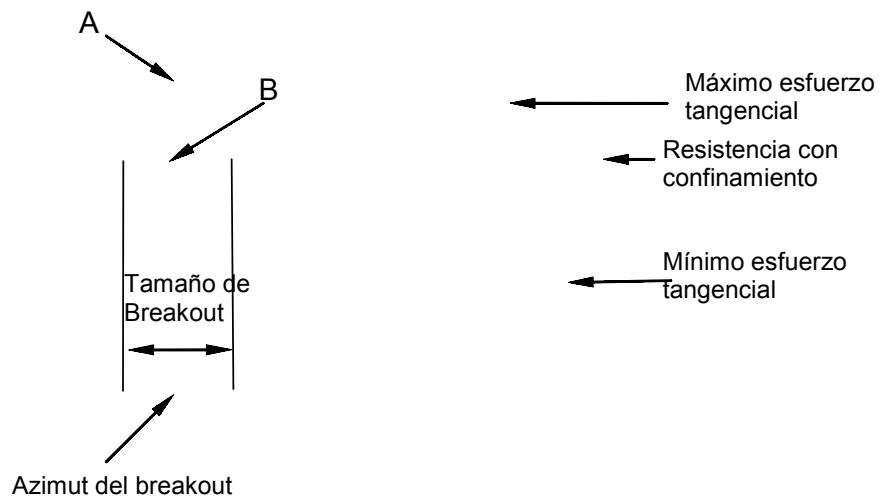


Figura 1.9-12 Esfuerzos tangenciales para pesos de lodo bajos.

El esfuerzo máximo tangencial es mayor que la resistencia confinada, entonces se forma un “breakout”. En el gráfico se muestra el tamaño de “breakout” en grados. El factor de “breakout” se define como la relación entre el esfuerzo máximo tangencial y la resistencia confinada (A/B). En este caso el factor de “breakout” es mayor que uno, indicando la ocurrencia.

Altos valores de peso del lodo

Figura 1.9-13 Esfuerzos tangenciales para pesos de lodo altos.

El esfuerzo mínimo tangencial es menor que la resistencia a la tensión (no presentada en la figura), entonces se obtiene la ocurrencia (fractura inducida). Las flechas indican la ubicación de la fractura (figura 1.9-13)

Gráficos de contorno

Figura 1.9-14 Gráfico de contorno indicando máximo peso de lodo permitido.

Cada gráfico de contornos representa una profundidad en particular, bajo un régimen de esfuerzos específicos para esa profundidad. Los números externos representan el azimut, y la desviación viene dada por los círculos concéntricos (0,15, 30, 45, 60, 75 y 90 grados). Los colores y las líneas de contorno representan la magnitud de la propiedad física representada, en este caso, peso

máximo de lodo. Por ejemplo la presión del lodo para un hoyo con azimut de 120 grados y una inclinación de 45 grados es de 14000psi.

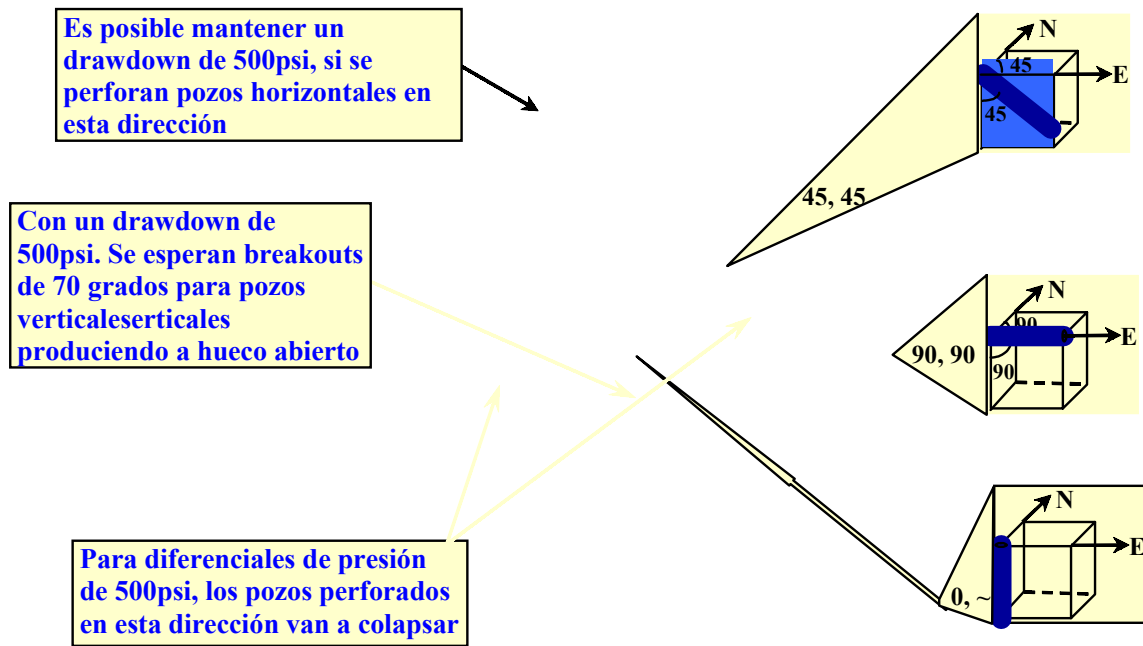


Figura 1.9-15 Gráfico de contorno indicando tamaños de "breakout".

Este gráfico de contornos para tamaño de "breakout", está hecho para un diferencial de presión de 500psi. La propiedad física representada es el tamaño de "breakout", se representa en colores y contornos.

2 UBICACIÓN GEOGRAFICA DEL CAMPO SANTA ROSA

2.1 MAPA REGIONAL

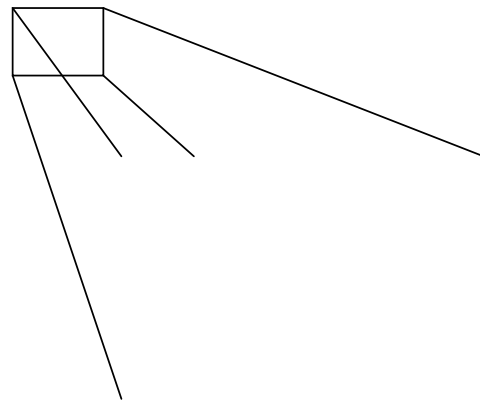


Figura 2.1-1 Ubicación del campo Santa Rosa.¹⁶

El Campo Santa Rosa abarca un total de 300 kilómetros cuadrados y está ubicado en la Cuenca Oriental de Venezuela, Subcuenca de Maturín. El área de estudio se encuentra en la región centro oriental a unos 10 km al noreste de Anaco, (Estado Anzoátegui). Aproximadamente entre los meridianos $64^{\circ}40'00''$, $64^{\circ}25'00''$ y paralelos $9^{\circ}15'00''$ y $9^{\circ}30'00''$. Y forma junto a los campos Guarío, San Joaquín, El Roble, Santa Ana y el Toco (AMA), con un rumbo de aproximadamente $N45^{\circ}E$.

3 METODOLOGIA

3.1 RECOPIACIÓN DE INFORMACIÓN

Previa autorización de PDVSA-INTEVEP y Baker Atlas, se recopiló la información existente de los pozos RG-A y RG-B, además de datos sobre el campo Santa Rosa y algunos pozos vecinos a los antes mencionados. Se efectuó la revisión de los informes técnicos y estudios previos a fin de ser tomados como antecedentes para este estudio.

3.2 GEOLOGÍA REGIONAL

Según González de Juana et al. (1980), la Cuenca Oriental de Venezuela tiene una extensión de 160.000 kilómetros cuadrados, abarcando los estados Guárico, Anzoátegui, Monagas y Delta Amacuro. Esta cuenca se encuentra limitada al norte por la cordillera del Interior, al sur por el río Orinoco, al este por la plataforma del delta del Orinoco y al oeste por el levantamiento de El Baúl. La Cuenca Oriental contiene más de 20.000 pies de sedimentación precretácea a terciaria; la cuenca es asimétrica, y su flanco sur buza suavemente hacia el norte hasta que es interceptado por una zona de complejas perturbaciones tectónicas y plegamientos, lo cual constituye el flanco norte. Toda la cuenca se inclina hacia el este, de manera que la parte más profunda está ubicada al noreste, hacia Trinidad, donde se estima que pueden encontrarse más de 400.000 pies de sedimentos. Esta cuenca ha sido subdividida en dos Subcuencas la de Guárico(oeste) y la de Maturín(este).

Figura 3.2-1 Cuenca oriental de Venezuela¹⁶

La figura 3.2-1 presenta las cuencas petrolíferas de Venezuela, basadas en la distribución de sus Provincias Sedimentarias. Las siglas L.E.B. significan lineamiento de El Baúl, límite entre las cuencas de Oriente y Barinas-Apure.

Cretácico temprano

En Venezuela Oriental la historia de sedimentación del Grupo Sucre es indicativa de un margen pasivo tipo Atlántico: se inicia con clásticos y arenosos algunas calizas de plataforma (Formación Barranquín) de espesor aparentemente más uniforme que su equivalente en Occidente; siguiendo a la deposición de la anterior, se forma una plataforma bien definida y extensa, carbonática clástica (formaciones El Cantil y Chimana). La diferencia con el Cretácico Inferior de Venezuela Occidental es que en la Serranía del Interior el contacto inferior de la secuencia sedimentaria no se conoce y el espesor de la Formación Barranquín es superior al kilómetro en todas sus localidades, con el desarrollo de una plataforma carbonática importante (Miembro Morro Blanco) hacia el norte durante el Barremiense (114-118 Ma); el espesor de las formaciones El Cantil y Chimana sumadas, también es varias veces el de su equivalente en tiempo: el Grupo Cogollo en Venezuela Occidental. La Figura 3.2-2 muestra la distribución de facies sedimentarias dominantes durante el Cretácico Temprano al Norte del Cratón de Guayana. Se indican unidades típicas de dicha asociación de facies.¹⁶

Figura 3.2-2 Cretácico temprano.¹⁶

Cretácico tardío

A partir del final del Albiense, se inicia desde el este de Venezuela y de manera diacrónica hacia el oeste, la invasión marina que llegó a cubrir extensas zonas hacia el sur del país, las cuales se mantenían como áreas expuestas a la erosión desde finales del Jurásico o incluso desde finales del Paleozoico. Esta invasión marina coincide con el pulso mundial transgresivo del Cretácico Tardío, responsable de la sedimentación de calizas y lutitas ricas en materia orgánica tanto en América como en Europa.

Estas rocas se conocen en Venezuela como las Formaciones Querecual San Antonio (Grupo Guayuta). El máximo de trasgresión y anoxia se estima que ocurrió entre el Turoniense y el Campaniense (72-91 Ma). El Grupo Guayuta alcanza su máximo desarrollo en Venezuela Nororiental, llegando a tener más de 1 kilómetro de espesor en su región tipo en el Estado Anzoátegui.

En la Cuenca Oriental, esta misma unidad cambia lateralmente hacia el sur perdiendo su carácter de roca madre y pasando a las rocas de ambiente de plataforma, hasta costero y continental, del Grupo Temblador, definido en el subsuelo como las Formaciones Tigre y Canoa. El Cretácico Tardío en Venezuela finaliza durante el Maastrichtiense con unidades regresivas respecto a los ambientes más profundos de la roca madre. La figura 3.2-3 muestra la distribución de facies sedimentarias durante el Maastrichtiense (Cretácico Tardío) al norte del Cratón de Guayana. Se indican unidades típicas de dichas asociaciones de facies.

Figura 3.2-3 Cretácico tardío.¹⁶

Paleoceno-Eoceno

Hacia el este, durante el Paleoceno y el Eoceno Temprano la sedimentación no estuvo influenciada por los frentes de deformación del Caribe, acumulándose los sedimentos finos de talud continental (hemipelágicos) de la Formación Vidoño y los más arenosos de la Formación Caratas.

Es posible que la influencia de la colisión oblicua ya se sintiese hacia el Eoceno medio: los ambientes de carbonatos arenosos, glauconíticos y en parte muy ricos en macroforaminíferos se desarrollaron en los márgenes de los surcos que se encontraban al norte de Venezuela (Formaciones Peñas Blancas, Punta Carnero y el Miembro Tinajitas al norte de Venezuela (Formaciones Peñas Blancas, Punta Carnero Caratas).

En la Isla de Margarita, la Formación Pampatar (turbiditas arenosas) y su equivalente lateral, la Formación Punta Carnero (turbiditas carbonáticas) constituyen una sedimentación tanto espacial como temporalmente separadas de las Formaciones Guárico y Roblecito, y probablemente pertenecieron al equivalente en ese tiempo del prisma de acreción de Barbados.

La figura 3.2-4 esquematiza conceptualmente la relación entre unidades estratigráficas y la evolución de los frentes de deformación. Y muestra el marco

geológico regional para la sedimentación en el flanco norte de la cuenca oriental durante el Paleoceno-Eoceno.

Figura 3.2-4 Paleoceno-Eoceno¹⁶

Oligoceno

La sedimentación durante el final del Eoceno y el Oligoceno en la Serranía del Interior se encuentra representada por las Formaciones Los Jabillos (clásticos arenosos de ambientes diversos), Areo (clásticos finos y glauconíticos marinos) y parte de Naricual (clásticos arenosos y pelíticos de ambientes fluvicosteros y marinos someros).

La figura 3.2-5 muestra esquemáticamente la relación entre unidades estratigráficas y la evolución de los frentes de deformación; en esta figura se plantea la doble fuente de sedimentos para la Formación Naricual y equivalentes (ejem. Formación Quebradón), la cual se ubica en sus facies del norte como bordeando un frente de corrimientos, mientras que al sur tendría una fuente de interior de cratón; algo análogo ocurriría con los equivalentes de las Formaciones la Pascua y Roblecito, los cuales han sido llamados Formación Merecure en el

subsuelo del flanco sur de la Subcuenca de Maturín donde, siguiendo el principio del diacronismo, su edad se asigna como más joven (Mioceno).

Figura 3.2-5 Oligoceno¹⁶

Neógeno

En las Subcuencas de Guárico y Maturín, al sur del Frente de Montañas de Guárico y la Serranía del Interior Oriental, los ambientes transicionales deltaicos a marino someros están representados por las Formaciones Merecure y Oficina (estados Guárico y Anzoátegui occidental) de gran importancia como yacimientos petrolíferos y de gas, las cuales pasan lateralmente hacia el este a formaciones más profundas como Capiricual y Carapita, esta última de marcado carácter turbidítico y también de importancia de gas y petrolífera.

Hacia el sur, en los campos de Oficina y de la Faja del Orinoco están los equivalentes diacrónicos más jóvenes del ciclo neógeno: la unidad basal, discordante generalmente sobre el Grupo Temblador, es la Formación Merecure, constituida principalmente por areniscas; la suprayacen los sedimentos de sistemas deltaicos de la Formación Oficina. Los equivalentes miocenos de estas

unidades en la Subcuenca de Guárico y hasta la Faja del Orinoco han sido denominados Formación Chaguaramas.

Más hacia el noreste, la Subcuenca de Maturín se rellena con facies cada vez más someras, como las Formaciones Uchirito y Quiamare en su flanco norte. La Formación Quiamare abarca una gran cantidad de ambientes que van desde marino restringido somero (tipo albúfera) y canales fluviales, hasta los heterogéneos subambientes de los abanicos aluvionales, con espesores de varios kilómetros en Anzoátegui Oriental.

En el flanco sur, las lutitas de la Formación Freites suprayacen a la Formación Oficina. Finalmente todo es cubierto por los ciclos deltaicos de la Formación La Pica y los molásicos de edad pliocena, como las Formaciones Las Piedras y Quiriquire.

3.3 GEOLOGIA ESTRUCTURAL REGIONAL

Estructuralmente el área de estudio se comporta como un anticlinal asimétrico, produciendo una estructura dómica resultado de un régimen compresional asociado con fallas inversas. El domo de Santa Rosa es una estructura del tipo descrito anteriormente, la cual se extiende en dirección N45°E con una disminución en su inclinación hacia el norte, la asimetría del domo se ve reflejada con un buzamiento suave en la dirección noreste y otro más fuerte en la dirección sur - este, hacia el Corrimiento de Anaco.

Estructuras Continuas

La estructura presente en el Campo Santa Rosa es un pliegue de doble inmersión, tiene una forma elongada en dirección N45°E, es asimétrico con un buzamiento suave en su flanco norte de 12 grados, en contraste con una pendiente empinada de 60 grados en el flanco sur, que se sumerge en el Corrimiento de Anaco.

Estructuras Discontinuas

El sistema de fallas del corrimiento de Anaco está representado por un conjunto de fallas que cruzan el campo en sentido suroeste-noreste, cortando completamente la secuencia estratigráfica del área, con un buzamiento subvertical que decrece en profundidad.

Sistema de Fallas 1(FC)

Se encuentra al norte del campo, de rumbo suroeste-noreste, con un buzamiento subvertical hacia el norte que corta la Formación Merecure

Sistema de Falla 2 (FB)

Se encuentra entre el sistema de fallas 1 y el corrimiento de Anaco, de rumbo noreste-suroeste, buzando subverticalmente hacia el sur cortando la formación Merecure.

Sistema de Fallas 3 (FA)

Se encuentra más hacia el norte, de rumbo sureste-noreste, con un buzamiento de 40 grados hacia el sur y cortando parte de la sección de la Formación Merecure y Cretácico, encontrándose de nuevo la Formación Oficina.

Las siguientes figuras presentan los mapas estructurales de algunas arenas de importancia en el campo Santa Rosa. (Vidoño, Merecure T5, Colorado R2, San Juan C y San Antonio I.

Figura 3.3-1 Mapa Estructural, arena Vidoño. ¹⁷

Figura 3.3-2 Mapa Estructural, arena MET5. ¹⁸

Figura 3.3-3 Mapa Estructural, arena CO-R2. ¹⁹

Figura 3.3-4 Mapa Estructural, arena SJ-C. ²⁰

Figura 3.3-5 Mapa Estructural, arena SA-2. ²¹

En la siguiente figura se presenta una sección sísmica del campo Santa Rosa. Se aprecian los topes de las principales formaciones atravesadas por el pozo RG-A. y se identifica el corrimiento de Anaco. El corrimiento de Anaco constituye el elemento estructural que controló la sedimentación de las formaciones Cretácicas, Paleocenas, Oligocenas y Miocenas. Posteriormente el corrimiento de Anaco fue desplazado aproximadamente 2 Km. en dirección Sureste por una falla de ángulo bajo, cuyo ángulo de buzamiento es de 60° aproximadamente.

N45°O

S45°E

Figura 3.3-6 Sección Sísmica Domo de Santa Rosa. ²²

ESTRATIGRAFÍA

Figura 3.3-7 Código estratigráfico de la cuenca oriental de Venezuela. ²³

Figura 3.3-8 Columna estratigráfica Área Mayor de Anaco.

La Formación **Oficina** (Mioceno inferior y medio) con un espesor aproximado de 6550 pies en el área de Anaco suprayace, concordante, a la Formación Merecure. Consiste en lutitas gruesas con areniscas intercaladas. La superficie erosionada fue cubierta discordantemente por la Formación Las Piedras. Y presenta en el Campo Santa Rosa 7 miembros informales²⁴ los cuales son en secuencia vertical desde el tope: Blanco, Azul, Moreno, naranja, Verde, Amarillo y Colorado. El miembro blanco consiste principalmente de lutitas carbonáceas y ligníticas, intercalas con lutitas y arenisca, y en menor espesor calizas. El ambiente sugerido es de condiciones de marisma o de pantanos²⁴. El miembro azul caracterizado por una intercalación de lutitas; limosas y arenisca micáceas de grano fino a arcillosas. En menor proporción se presentan calizas, lutitas carbonosas y niveles de lignitos. El ambiente de sedimentación es considerado de aguas salobres²⁴. El miembro

moreno está constituido por arenisca de grano muy fino a fino no consolidadas, intercaladas con lutitas limosas y carbonosas, así como limolitas y carbones ligníticos. Sugieren un ambiente de sedimentación compuesto por un estuario proximal y estuario medio que rellenan un valle excavado sobre una plataforma somera. El miembro naranja consiste de lutitas intercaladas con secuencias heterolíticas, arenisca calizas y lignitos. El ambiente de sedimentación propuesto es de aguas salobres²⁴. La litología del Miembro verde consiste de arenisca cuya granulometría varía de fino a grueso, intercaladas con lutitas fosilíferas y secuencias heterolíticas intensamente bioturbadas. Propone un ambiente de sedimentación de delta modificado por olas para la parte basal y media del miembro verde en el pozo RG-A, mientras que hacia el tope de la secuencia interpretó un sistema costero. El miembro amarillo consiste de lutitas oscuras intercaladas con secuencias heterolíticas y en menor proporción arenisca (Funkouser, *op. cit.*). El miembro colorado consiste de secuencias heterolíticas donde predominan las arenas, intercaladas con arenisca calcáreas y lutitas²⁴. La Formación Oficina se encuentra en contacto inferior concordante con la Formación Merecure²³.

La Formación Merecure de edad Oligoceno - Mioceno Temprano, contiene areniscas macizas, cuarcíticas, intercaladas con capas delgadas de lutitas y lignitos. El ambiente de sedimentación de la Formación Merecure está enmarcado en un sistema deltáico modificado por mareas. La Formación Merecure se encuentra en contacto inferior discordante con la Formación Vidoño.

La Formación Vidoño de edad Cretácico (Campaniense a Eoceno temprano), consiste principalmente en lutitas (70%) intercaladas con areniscas y limolitas calcáreas (30%). La base de la Formación Vidoño está representada desde la base de la unidad por depósitos de ambientes deltáico influenciado por mareas, encontrándose hacia el tope arenisca altamente bioturbada con presencia de glauconita las cuales representan un evento transgresivo y la estabilidad del nivel del Mar²⁵.

La Formación **San Juan** de edad Cretácico Superior (Maastrichtiense Tardío), Grupo Santa Anita), consiste de areniscas de grano fino macizas calcáreas y algunas lutitas arenosas, limolitas calcáreas o carbonáceas, y algunas calizas dolomíticas ocasionalmente carbonáceas²³.

El ambiente de sedimentación de la Formación San Juan es de origen fluvial a marino somero, regresivo con ambientes litorales-costeros²⁶. El intervalo corresponde a asociaciones de facies de canales de marea, llanura de marea y algunas en depósitos marinos someros con ambientes costeros²⁵. El contacto inferior es concordante y abrupto con las limolitas negras de la Formación San Antonio infrayacente²³.

La Formación San Antonio de edad Cretácico tardío, parte alta del Grupo Guayuta, una alternancia de areniscas calcáreas, lutitas duras carbonáceas o calcáreas, limolitas lutíticas y calcáreas, con calizas duras macizas carbonáceas.

Para el área de Santa Rosa, el intervalo C (unidades C, D y E), corresponde a un ambiente deltáico influenciado por mareas, así mismo, según los resultados de los análisis bioestratigráficos de microfósiles recuperados de intervalos arcillosos, los sedimentos son de edad Cretácico sin diferenciar y de origen no marino a marino marginal, basándose en conjuntos de palinomorfos²⁵.

3.4 UBICACIÓN DE LOS POZOS

Figura 3.4-1 Ubicación de los pozos RG-A y RG-B ²⁷

El pozo RG-A se ubica en el tope de la estructura cómica, y el RG-B en un flanco de la misma, en la parte baja de la estructura, al noroeste del pozo RG-A. En la parte baja de la figura se observa parte del corrimiento de anaco con dirección noreste, suroeste.

3.5 ANÁLISIS PETROFÍSICO

Se realiza un análisis petrofísico básico a los pozos RG-B y RG-A. El análisis petrofísico básico se procesa los registros con el programa SAND™. Este programa está diseñado para evaluar formaciones con secuencias de arena-lutita. Los resultados incluyen porosidad efectiva, volumen de lutita, saturación de agua e índices de permeabilidad.

El programa primero calcula el volumen de lutita. El indicador más empleado es el perfil de rayos gamma (GR) aún cuando muchos otros pueden ser utilizados (por ejemplo el índice K/Th (Índice de torio-potasio) tiende a ofrecer muy buenos resultados). A continuación se estima la porosidad con el gráfico densidad vs neutrón. Este procedimiento, aunque ya clásico, compara muy bien con resultados de laboratorio y permanece relativamente estable en caso de rugosidad en la pared del pozo. Adicionalmente el programa realiza un proceso iterativo de corrección de la porosidad por efecto de hidrocarburos. El paso final es el cálculo de la saturación de agua. Usualmente se emplea la ecuación de Simandoux, este modelo ha sido utilizado durante muchos años en la mayoría de los yacimientos venezolanos, arrojando resultados satisfactorios.

Los resultados de este análisis sirven como referencia para los otros análisis y son el paso inicial en la estimación de valores petrofísicos clave tales como la resistividad del agua (R_w).

3.6 PREDICCIÓN Y CALIBRACIÓN DE PROPIEDADES MECÁNICAS.

Utilizando información obtenida de varios registros de los pozos de interés o pozos cercanos. Con el programa LMP™ (“Logging Mechanical Properties”) se estima la resistencia de roca y las propiedades mecánicas estáticas en el intervalo de interés, los cuales se calibran con las medidas de laboratorio, en las zonas donde existe núcleo disponible. Se determina la resistencia compresiva a diferentes niveles de presión de confinamiento, la envolvente de falla, la resistencia cohesiva y ángulo de fricción interna de la formación (es).

Propiedades Mecánicas

Las propiedades mecánicas se estiman utilizando el programa LMP™ (“Logging Mechanical Properties”). Este programa se basa en la construcción de una muestra virtual utilizando la densidad, tiempos de tránsito, litología, porosidad y saturaciones, posteriormente simulando un ensayo de laboratorio, del cual se obtienen las propiedades mecánicas de la formación. Las propiedades determinadas fueron: Resistencia a la Compresión sin Confinar (UCS), Módulo de Young. La relación de Poisson se determina usando el programa MECHPROP.

Calibración de las propiedades mecánicas

Las propiedades mecánicas obtenidas con el programa LMP™, fueron calibradas gracias a los de ensayos geomecánicos realizados a núcleos extraídos del pozo RG-A. El primer paso de esta calibración fue poner en profundidad las curvas del registro con el núcleo. Este proceso se realiza con la curva de rayos gamma del registro y los datos de rayos gamma medidos en el núcleo. Una vez puestos en profundidad (presentaron un desfase promedio de 14 pies) se procede a calibrar las propiedades mecánicas con los ensayos de compresión uniaxial y triaxial

realizados a los núcleos en el laboratorio. La calibración se lleva a cabo graficando los datos de los registros vs. datos de laboratorio. Se busca la correlación que mejor se ajusta a la distribución de los datos y se aplica a los datos obtenidos del registro eléctrico, teniendo como resultado curvas de propiedades mecánicas calibradas.

3.7 INTERPRETACIÓN DE IMÁGENES.

Registros de imágenes (STAR™/CBIL™)

Una vez obtenida la imagen digital de los pozos, se procede a la interpretación de las características geológicas de la imagen con el programa VISION™, el cual tiene una gran cantidad de filtros especializados que proporcionan una ayuda al intérprete en la identificación de las características geológicas de la formación. Por medio de VISION™, es posible realizar una normalización de la imagen a través de un filtro dinámico el cual puede mejorar significativamente la calidad de la imagen. La imagen cruda (estática) es usada para el análisis de facies. Los resultados de esta interpretación, además de facilitar la identificación de las formaciones, servirán como datos de entrada para posteriores procesamientos. Como es el caso de las fracturas, capas estratigráficas, “breakouts” y cavernas, para el análisis gráfico en el programa. Y la dirección y tamaño de los “breakouts” para el BIAS™.

3.8 CARACTERIZACIÓN DE LOS ESFUERZOS IN SITU.

Esfuerzo vertical

Se estima el esfuerzo vertical integrando la curva de densidad a lo largo de todo el pozo. Se tienen valores del registro desde muy cerca de la superficie hasta el fondo del pozo.

$$S_v = \int \rho dz$$

Ec. 3.8-1

Cálculo de la presión de poros

La presión de poros es una variable de importancia, por lo cual debe ser considerada con valores reales, ya que el análisis de estabilidad/falla es sensible a este parámetro. Dentro del conjunto de registros realizados en el pozo RG-A se encuentra el de pruebas de presiones. Gracias a esta información, y a el historial de presiones del campo, fue posible tener información de presiones porales (en las arenas donde se encontraron datos). Utilizando el gradiente correspondiente a la densidad de agua como fluido de formación en los intervalos de lutita. A partir de las curvas de tiempo de transito y resistividad se verifica que no hay lutitas sobre presurizadas en las formaciones estudiadas.

Las observaciones de rupturas en el hoyo (“breakouts”, fracturas inducidas) en registros de imágenes y calibre; la información geológica, historia de producción de arena y/o datos de pruebas de laboratorio, serán usadas para estimar la dirección y magnitud de los esfuerzos “in-situ”. Esta información será confirmada por un análisis detallado del reporte diario de perforación de los pozos de interés y cercanos al área. La dirección de los “breakouts” indica la dirección de los esfuerzos mínimos horizontales, y la dirección de las fracturas hidráulicas permite

aproximar la dirección de los esfuerzos máximos horizontales. La magnitud de los esfuerzos en las zonas fracturadas se determina usando el peso del lodo con el cual se fractura la formación, esto es, en las arenas. En las lutitas se emplea el modelo matemático que involucra el tamaño de los “breakouts”, y se aplica el programa BIAS™ para el cálculo del esfuerzo horizontal máximo y mínimo.

3.9 ANÁLISIS DE ESTABILIDAD

Estabilidad del Hoyo

A partir de las propiedades mecánicas, densidad, presión de poros, volumen litológico, relación de Poisson, esfuerzos principales máximos y mínimos, se estima el campo de esfuerzos alrededor del pozo. Los cálculos de estabilidad son realizados con el programa BIAS™, tomando en consideración los valores de esfuerzo máximo y mínimo horizontal obtenidos en una previa evaluación de este mismo programa.

Para determinar los esfuerzos *in situ*, los que realmente se encuentran en la pared del pozo, es necesario considerar análisis más complejos, los cuales pueden ser realizados con el programa BIAS™ (Borehole Integrity Analysis System), el cual permite estimar la falla de la roca y dichos esfuerzos a partir de mediciones hechas en el hoyo, utilizando soluciones elásticas para describir la distribución de esfuerzos alrededor del hoyo perforado en un campo de esfuerzos dado. En el marco teórico se encuentra una descripción más detallada de este método. Determinado el campo de esfuerzos, se aplica el criterio de falla, para analizar las condiciones de estabilidad de la roca. Y la ventana de lodo (peso mínimo y máximo permitido), adecuada para la roca evaluada.

Predicción de arenamiento

La predicción de arenamiento es realizada en base a un modelo de flujo cilíndrico, que se adecua a pozos horizontales produciendo a hoyo desnudo, con un régimen de flujo no darcyano. El modelo requiere del conocimiento de parámetros de la formación, como, permeabilidad y porosidad, así como, parámetros del fluido. A falta de información del fluido que se produce en los pozos RG-B y RG-A, se realizan los cálculos en base a estimaciones y promedios del campo en cuestión.

Se asumen varias presiones de fondo a fin de tener una gama de resultados que permitan identificar tendencias en la producción del pozo.

4 PROCESAMIENTOS Y ANÁLISIS

4.1 POZO RG-A

INFORMACIÓN GENERAL: RG-A			
POZO	RG-A	CAMPO	SANTA ROSA
ESTADO	ANZOÁTEGUI	COORDENADAS	N: 1.046.689,06
MESA ROTARIA	40 (pies)		E: 347.664,86
ELEVACIÓN DEL TERRENO	713 (pies)	TIPO DE LODO	LIGNOSULFONATO
DENSIDAD DEL LODO	12.7 (lpg)	TAMAÑO DE MECHA	8.5, 6.5 (pulgadas)
REGISTROS PERFILADOS	ZDL/CN/SL, HDIL/MAC/4CAL/GR, STAR/GR, SWC/GR, FMT/GR.		
INTERVALO PERFILADO	700-15400 (pies)		
INTERVALO PROCESADO	700-15400 (pies)		
PROCESOS REALIZADOS			
CÓDIGO	DESCRIPCIÓN		
SAND	ANÁLISIS PETROFÍSICO DE LA FORMACIÓN		
MECHPROP	ESTIMACIÓN DE MÓDULOS DINÁMICOS		
PRELMP	PREPARACIÓN DE CURVAS PARA EL LMP		
LMP	ESTIMACIÓN DE PROPIEDADES DINÁMICAS		
LMP SANDAN	ESTABILIDAD DE HOYO Y CAMBIOS DE UNIDADES		
BIAS	ANÁLISIS DE INTEGRIDAD DEL HOYO		
CALIDAD DE LOS DATOS DE CAMPO			
En general los datos de campo presentan una buena calidad. No se observaron tensionamientos severos que afecten la calidad de los datos.			

Tabla 4.1-1 Información del pozo RG-A.

ANÁLISIS PETROFÍSICO

A efectos de conseguir el volumen de arcilla, la porosidad y la saturación de agua se realizó un análisis de arenisca SAND™. Los parámetros considerados son los siguientes:

Para la evaluación petrofísica de la formación se calculó la porosidad a partir del registro de densidad y neutrón utilizando un gráfico cruzado de densidad vs. neutrón. La saturación de agua se calculó por medio de la ecuación de Simandoux. Para el cálculo del volumen de lutita se utilizó el índice de Rayos Gamma, el cual es un buen indicador de arcillosidad en la zona.

Los parámetros utilizados fueron seleccionados de acuerdo a los resultados obtenidos de los histogramas de rayos gamma, resistividad, y del gráfico cruzado de porosidad vs. neutrón, estos parámetros pueden ser observados en la siguiente tabla:

PARÁMETROS USADOS EN EL ANÁLISIS PETROFÍSICO

<i>GRmin</i>	<i>Grmax</i>	<i>Dcl</i>	<i>Ncl</i>	<i>Rcl</i>	<i>a</i>	<i>m</i>	<i>n</i>	<i>Rw</i>
10	110	2.6	40	2.8	1	1.8	1.8	0.27

Tabla 4.1-2 Parámetros usados en el análisis petrofísico RG-A.

donde:

GR= Curva de Rayos Gamma.

Dcl= Densidad en arcillas por gráfico densidad vs. neutrón.

Ncl= Neutrón en arcillas por gráfico densidad vs. neutrón.

Rcl= Resistividad en arcillas por histograma

a, m, n= Propiedades eléctricas.

Rw= Resistividad del agua de la formación a temperatura de Yacimiento.

Figura 4.1-1 Histograma Rayos Gamma pozo RG-A

El histograma de los datos de rayos gamma permite identificar el rango de valores en el que se maneja la curva de rayos gamma para todo el intervalo perfilado. (Ver figura 4.1-1)

Para el cálculo del volumen de arcilla se consideró un GR en las arcillas de 120 API. Los cuerpos arenosos cuentan con una lectura de Rayos Gamma en un rango entre 5 y 20 API. El histograma de resistividad profunda para zonas arcillosas, muestra un valor de resistividad de 2.5 a 2.8 ohmm en las frecuencias más altas. (Ver figura 4.1-2)

Figura 4.1-2 Histograma Resistividad de la formación pozo RG-A

Figura 4.1-3 Gráfico Densidad vs. Neutrón pozo RG-A

Los valores de densidad en las arcillas y neutrón en arcillas, son tomados a partir del gráfico cruzado densidad vs. neutrón. Si se puede observar el gráfico muestra unj valor de 2.6 gr/cc para la densidad y 40% en el neutrón, esto es, en la mayor concentración de puntos con rayos gamma mayores a 120. Con respecto a la porosidad de las arenas en el pozo RG A, se obtienen valores de porosidades totales entre 15 y 20%, y porosidades efectivas de 13 a 14%. (Ver Figura 4.1-3).

Figura 4.1-4 Estadísticas de la formación Moreno

La figura 4.1-4 representa una tabla estadística para la formación Moreno. La estadística realizada incluye las curvas de rayos gamma (GR), porcentaje de lutita (SND SH), porosidad (SND POR), saturación de agua (SND SW), y resistividad a 120 pulgadas de investigación (M2RX). En el orden de las columnas de izquierda a derecha se presenta el nombre de la curva, niveles en los que se procesó información, niveles vacíos encontrados, niveles perdidos, tope del intervalo en pies, base del intervalo en pies, valor mínimo encontrado, valor máximo encontrado, promedio y desviación estándar. Esta zona presenta porosidades promedio de 10%, y una alta saturación de agua 80%. El alto porcentaje de lutitas indica que es una zona altamente arcillosa.

Figura 4.1-5 Estadísticas de la formación Merecure

Las estadísticas de la formación Merecure presentan menor contenido de arcillas que la formación Moreno (34%), y la porosidad promedio disminuye a 7%. Saturación de agua de 44% y los altos valores de resistividad indican la posible presencia de hidrocarburos.

Figura 4.1-6 Estadísticas formación San Juan

La formación San Juan presenta un contenido de arcillas del 33%, porosidad de 9% y saturación de agua promedio de 56%; esto que indica paquetes arenosos con menor contenido de arcillas y posible saturación de hidrocarburos, dado el alto rango de valores de resistividad.

Figura 4.1-7 Estadísticas formación San Antonio

La formación San Antonio presenta un incremento en el porcentaje de lutitas a 43% y un incremento en la saturación de agua a 70%; lo cual infiere arenas de menor calidad y con altas saturaciones de agua. Aunque se debe tomar en consideración que esta información es de tipo estadística, donde una formación es completa, y además los paquetes arenosos no se asumen por separado.

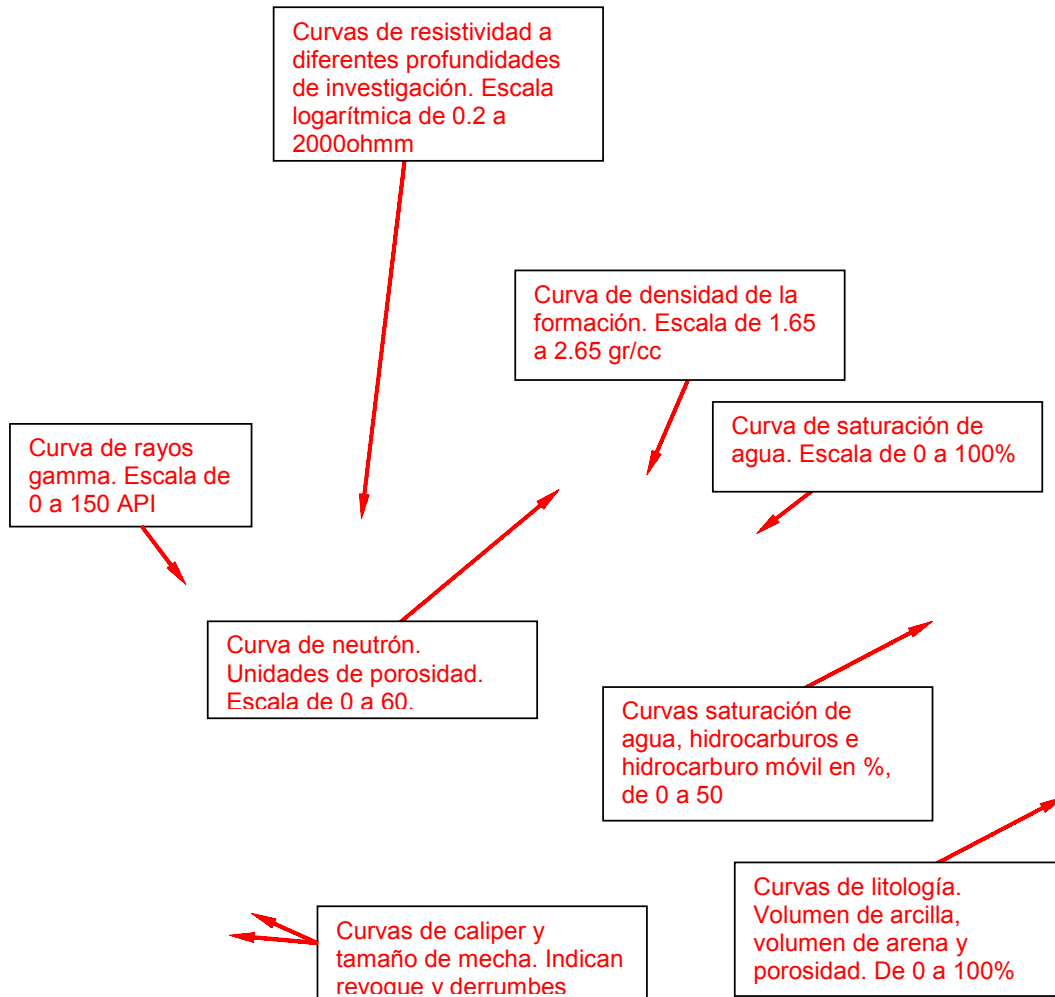


Figura 4.1-8 Resultados del SAND en arena del miembro Verde.

La figura 4.1-8 presenta la salida típica del procesamiento SANDTM para análisis petrofísico básico. Las pistas o tracks se describen a continuación:

Track # 1: Presenta la curva de rayos gamma en una escala de 0 a 150 API. Curva de caliper y tamaño de mecha en pulgadas. El color marrón claro denota derrumbe (caliper mayor que tamaño de mecha). El relleno con negro denota revoque (caliper menor que tamaño de mecha).

Track # 2: Curvas de resistividad a diferentes profundidades de investigación (30, 60, 90 y 120 pulgadas). Se presentan en escala logarítmica de 0.2 a 2000 ohmm.

Track # 3: La curva roja es la curva de densidad, se presenta en una escala lineal de 1.65 a 2.65 gr/cc. La curva verde es la curva de neutrón, presentada en escala lineal de 0 a 60%, en unidades de porosidad.

Track # 4: Curva de saturación de agua, obtenida del procesamiento. Presentada en porcentaje de 0 a 100%. Siendo el 0% a la izquierda del track.

Track # 5: Curva de porosidad en escala de 0 a 50% lineal. Se presentan las saturaciones de fluidos en función de la porosidad, es decir, porcentaje del espacio poroso saturado con cada fluido.

Track # 6: Pista de litología, presenta la curva de porcentaje de arcilla y porcentaje de arena, además de la porosidad. El relleno de color verde representa el porcentaje de lutita y el color amarillo el porcentaje de arena. El color azul representa el espacio poroso en porcentaje.

La figura 4.1-8 muestra un paquete arenoso a 5840 pies, perteneciente al miembro Verde. El porcentaje de lutita es de 10%, y la porosidad en la arena es de 20% en promedio. La saturación de agua toma valores entre 20 y 40% y las curvas de densidad y neutrón muestran un cruce simétrico que puede estar indicando la presencia de gas en el intervalo

Track 1 Track 2 Track 3 Track 4 Track 5 Track 6

Figura 4.1-9 Resultados del SAND en formación Merecure

La formación Merecure presenta varios paquetes arenosos con características similares. Porcentaje de arcilla entre 10 y 25%, porosidad promedio de 10% y saturación de agua promedio de 30 a 50%. Los valores de resistividad en los cuerpos arenosos pudieran advertir la presencia de hidrocarburos, así como el acercamiento de la curva de densidad con el neutrón.

Track 1 Track 2 Track 3 Track 4 Track 5 Track 6

Figura 4.1-10 Resultados del SAND en la formación San Juan

En la figura 4.1-10 se observan los resultados del procesamiento petrofísico en la formación San Juan. Se observa una secuencia arena-lutita bien definida, con arenas de diversos espesores, de una porosidad uniforme de 14 a 15%. El porcentaje de arcilla en las arenas es de 20%, y la saturación de agua promedio va de 25 a 30%. La resistividad en los cuerpos arenosos alcanza valores de hasta

1000 ohmm en algunas zonas. Se destacan derrumbes en la parte inferior del intervalo. Aunque las curvas han sido corregidas por efectos ambientales, estos derrumbes pueden estar influenciando los resultados. La continuidad de los resultados en las arenas de esta formación permite verificar que los resultados en el intervalo afectado por derrumbes son bastante confiables.

Track 1 Track 2 Track 3 Track 4 Track 5 Track 6

Figura 4.1-11 Resultados del SAND en formación San Antonio.

La figura 4.1-11 presenta las salidas del programa SAND™ en la formación San Antonio. Formación que presenta alto contenido de intercalaciones lutíticas, y arenas de diversos espesores. La porosidad muestra valores 10 a 15%. El porcentaje de arcilla en las arenas es de 30 a 40%, y la saturación de agua promedio va de 40 a 60%. La resistividad en las arenas disminuye considerablemente con respecto a los valores observados en la formación San Juan. Esto se corrobora con el aumento en el porcentaje de lutitas y el incremento en la saturación de agua.

Algunos parámetros de la evaluación petrofísica básica han sido comparados con los análisis básicos realizados a lo núcleos en el pozo RG-A. La figura 4.1-12 ilustra esta comparación. La descripción de la gráfica sigue.

Pista 1: Curva de permeabilidad del proceso SAND en azul, y valores de permeabilidad del núcleo en rojo (escala logarítmica de 0 a 10000 md).

Pista 2: Las zonas con relleno indican presencia de núcleo en el área.

Pista 3: Curva de porosidad del proceso SAND en negro, y valores de porosidad del núcleo en verde (escala de 0 a 50%).

Pista 4: Pista de litología, presenta la curva de volumen de arcilla y arena en porcentaje, además de la porosidad. El relleno de color verde representa el porcentaje de lutita y el color amarillo el porcentaje de arena. El color azul representa el espacio poroso en porcentaje.

Pista 5: Topes formacionales.

Figura 4.1-12 Resultados del SAND™ y análisis básico de núcleos en arenas de Colorado.

Los resultados presentados en la figura 4.1-12 muestran el ajuste de las curvas de porosidad y permeabilidad en las arenas del miembro Colorado. Aunque los valores no son exactos, las tendencias son muy similares, y en varios niveles de profundidad los valores coinciden. Esto permite trabajar en procesamientos posteriores con las curvas obtenidas en el procesamiento SAND™. Ejemplo de esto es la curva de porosidad, parámetro fundamental en la determinación de las propiedades mecánicas. Las dos figuras siguientes presentan los resultados de esta calibración en las arenas de Merecure y San Juan.

Los núcleos han sido llevados a profundidad con el registro, correlacionando la curva de rayos gamma del registro y los valores de rayos gamma obtenidos en laboratorio. Todos los núcleos no fueron desplazados la misma cantidad de pies, pero en promedio han sido unos 14 pies de profundidad (valores de 10 a 19 pies). Una vez puestos en profundidad se comparan los valores de la permeabilidad obtenida del proceso SAND™, con la permeabilidad del laboratorio corregida por efecto de deslizamiento del gas. Y el valor de porosidad ha sido el valor medido sin correcciones.

Figura 4.1-13 Resultados del SAND™ y análisis básico de núcleos en arenas de Merecure.

Figura 4.1-14 Resultados del SAND™ y análisis básico de núcleos en arenas de San Juan.

PREDICCIÓN Y CALIBRACIÓN DE LAS PROPIEDADES MECÁNICAS

Las propiedades mecánicas y la resistencia de la roca, fueron estimadas a partir de la información de registros, adquirida en el pozo RG-A. El procesamiento de estos datos permitió determinar la litología, porosidades y las saturaciones de fluidos.

Estos parámetros y la información de tiempos de tránsito compresional y de corte fueron utilizados como información de entrada en el programa LMP™ (“Logging Mechanicals Program”), el cual permite obtener la resistencia y las propiedades mecánicas estáticas. La rutina del programa LMP™ es diferente de los programas convencionales, ya que la predicción es hecha simulando numéricamente un ensayo de roca de una muestra ficticia bajo condiciones de esfuerzo triaxial para cada profundidad. La muestra ficticia es construida basada en la litología, los tiempos de tránsito y el registro de densidad.

Durante la evaluación del pozo RG-A, se determinó la resistencia compresiva uniaxial y confinada, y el Módulo de Young utilizando el programa LMP™. La relación de Poisson fue determinada previamente con el programa MECHPROP™. A partir de estas propiedades fue posible calcular el ángulo de fricción, la cohesión y la resistencia a la tensión.

Por otra parte, PDVSA_INTEVEP, realizó pruebas mecánicas sobre muestras del pozo RG-A, obteniendo una gran variedad de medidas (no confinadas, y confinadas). Estos valores fueron utilizados para ajustar los obtenidos a partir de registro. En las tablas 4.1-3, 4.1-4 y 4.1-5, se presentan los resultados de los ensayos realizados en los núcleos del pozo RG-A. Las figuras 4.1-12 a 4.1-15 presentan las graficas de la resistencia y las propiedades mecánicas obtenidas en el laboratorio vs. la resistencia y las propiedades mecánicas obtenidas a partir de los registros, antes y después de ajustar. También se presentan las diferentes

ecuaciones utilizadas para el ajuste. En estas gráficas se puede apreciar que la diferencia entre los valores de laboratorio y registro no es exagerada, como son las encontradas entre las propiedades dinámicas, calculadas a partir de ecuaciones empíricas y los valores de laboratorio. De esta manera fue posible obtener un registro continuo de Resistencia Uniaxial Compresiva (UCS), Módulo de Young, Relación de Poisson, Cohesión y Resistencia a la Tensión, ajustadas con los valores de laboratorio. La siguiente gráfica muestra la ubicación de los núcleos en profundidad, y el tipo de ensayo que se ha realizado.

Figura 4.1-15 Núcleos del pozo RG-A con ensayos geomecánicos.

RESULTADOS DE LOS ENSAYOS A COMPRESIÓN

Núcleo	Profundidad del núcleo (pies)	Resistencia Máxima (S1)	Presión de Confinamiento (S2)	Presión de Poro	Pendiente del ajuste S1 vs. S2	Ángulo de fricción Interna	Esfuerzo máximo efectivo S1	Esfuerzo mínimo efectivo S2	UCS (formación)
NÚCLEO 1		4432					4432	0	4432
	5808	9371	3494	2500	3.37	32.87	6871	994	3516.94
	5808	11838	4489	2500	3.37	32.87	9338	1989	2626.51
	5810	18739	5989	2500	3.37	32.87	16239	3489	4466.06
	5812	19118	6998	2500	3.37	32.87	16618	4498	1440.39
	5826.5	24977	6689	1200	3.37	32.87	23777	5489	5255.46
NÚCLEO 2							3792	0	3792
	7171.8	17432	3950	2450	5.10	42.26	14982	1500	7321.8
	7171.8	22460	4950	2450	5.10	42.26	20010	2500	7243
	7172.4	23499	5950	2450	5.10	42.26	21049	3500	3175.2
	7172.4	30732	6950	2450	5.10	42.26	28282	4500	5301.4
7176.5	36279	8450	2450	5.10	42.26	33829	6000	3188.2	
NÚCLEO 3							12230	0	12230
	8976.5	25834	1485	0	4.74	40.69	25834	1485	18783.07
	8978	50524	7991	0	4.74	40.69	50524	7991	12581.93
	8978	30447	3004	0	4.74	40.69	30447	3004	16183.70
8978	44965	4994	0	4.74	40.69	44965	4994	21252.98	
NÚCLEO 4							6282	0	6282
	9061	20799	3200	1700	4.30	38.54	19099	1500	12640.15
	9062.2	27484	4700	1700	4.30	38.54	25784	3000	12866.3
	9063.7	34527	6700	1700	4.30	38.54	32827	5000	11297.5
	9063.7	44315	9700	1700	4.30	38.54	42615	8000	8167.8
							6498	0	6498
	9072	19219	3200	1700	3.78	35.57	17519	1500	11846
	9072.3	26783	4700	1700	3.78	35.57	25083	3000	13737
	9072.3	33685	6700	1700	3.78	35.57	31985	5000	13075
9073.2	39443	9700	1700	3.78	35.57	37743	8000	7487	
NÚCLEO 5							4686	0	4686
	9135.3	18203	3200	1700	3.61	34.54	16503	1500	11074.2
	9135.3	36113	9700	1700	3.61	34.54	34413	8000	5459.4
	9135.5	33206	6700	1700	3.61	34.54	31506	5000	13410
	9138.6	24823	4700	1700	3.61	34.54	23123	3000	12265.4
NÚCLEO 6							10771	0	10771
	9212.8	23266	1500	0	6.22	46.30	23266	1500	13934.05
	9212.8	38029	3000	0	6.22	46.30	38029	3000	19365.1
	9216.5	50294	5000	0	6.22	46.30	50294	5000	19187.5
9216.5	60097	8000	0	6.22	46.30	60097	8000	10326.6	

Núcleo	Profundidad del núcleo (pies)	Resistencia Máxima (S1)	Presión de Confinamiento (S2) (lpc)	Presión de Poro (lpc)	Pendiente del ajuste S1 vs. S2	Ángulo de fricción Interna	Esfuerzo máximo efectivo S1 (lpc)	Esfuerzo mínimo efectivo S2 (lpc)	UCS (formación) (lpc)
NÚCLEO 7							5112	0	5112
	9353	17367	3200	1700	4.40	39.05	15667	1500	9057.1
	9353.4	24879	4700	1700	4.40	39.05	23179	3000	9959.2
	9353.4	31659	6700	1700	4.40	39.05	29959	5000	7926
	9356.1	43419	9700	1700	4.40	39.05	41719	8000	6466.2
NÚCLEO 8							13833	0	13833
	10094.4	25129	3500	2000	3.66	34.86	23129	1500	17624.45
	10094.4	27418	5000	2000	3.66	34.86	25418	3000	14408.9
	10094.8	41404	7000	2000	3.66	34.86	39404	5000	21055.5
	10094.8	44532	10000	2000	3.66	34.86	42532	8000	13174.4
NÚCLEO 9							7198	0	7198
	10352.5	21600	3500	2000	4.84	41.13	19600	1500	12330.85
	10352.5	31414	5000	2000	4.84	41.13	29414	3000	14875.7
	10352.9	40552	7000	2000	4.84	41.13	38552	5000	14321.5
	10352.9	48727	10000	2000	4.84	41.13	46727	8000	7958.2
NÚCLEO 10							20325	0	20325
	11828.5	36544	5700	4200	5.23	42.76	32344	1500	24496.75
	11829	60169	9200	4200	5.23	42.76	55969	5000	29811.5
	11829.3	48634	7200	4200	5.23	42.76	44434	3000	28739.5
	11829.3	59499	11200	4200	5.23	42.76	55299	7000	18678.5

Tabla 4.1-3 Resultados de los ensayos a compresión.²²

RESULTADOS DE LOS ENSAYOS DE TENSIÓN INDIRECTA

Profundidad de Núcleos.	Resistencia a la tensión lpc	UCS
5812'	135	4016
7174'5"	556	4162
8977'5"	849	11549
9062'3"	438	7127
9136'	255	7054
9213'3"	619	9168
9354'1"	337	6898
10095'5"	599	10299
10353'5"	676	10197
11829'8"	1004	10719

Tabla 4.1-4 Resultados de los ensayos de tensión indirecta.²²

ENSAYOS A COMPRESIÓN

PROFUNDIDAD DEL NÚCLEO (ft)	RESISTENCIA SIN CONFINAMIENTO UCS (psi)	RELACIÓN DEPOISSON	MÓDULO DE YOUNG (Mpsi)	ÁNGULO DE FRICCIÓN (grados)	RESISTENCIA A LA TENSIÓN (psi)	COHESIÓN (psi)
5810'	4432	0.32	1.76	35.25	-140	1191
7174'5"	3792		0.7	43.24	-540	1227
8976'6"	12230	0.23	1.85	46.99	-800	2525
9061'5"	6282	0.22	2.08	49.67	-500	1244
9072'1"	6498	0.21	1.9	48.58	-500	1290
9138'8"	4686	0.3	1.47	43.79	-220	1495
9219'	10771	0.27	1.906	51.12	-600	2034
9354'1"	5112	0.26	1.42	43.61	-340	1387
10095'3"	13833	0.27	2.86	42.92	-600	3118
10353'5"	7198	0.2	1.78	47.41	-700	1863
11828'9"	20325	0.21	2.98	50.82	-1000	4032

Tabla 4.1-5 Resultados de los ensayos a compresión II.

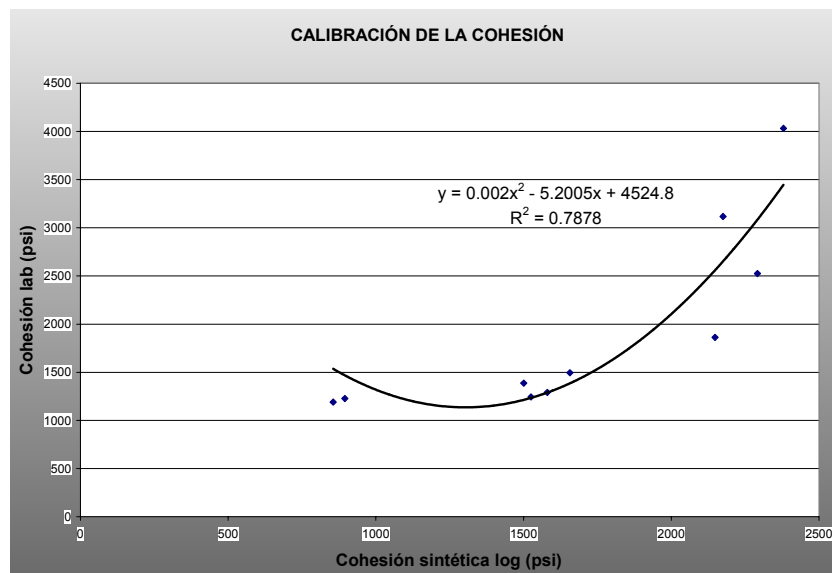


Figura 4.1-16 Cohesión-lab. Vs. Cohesión-log.

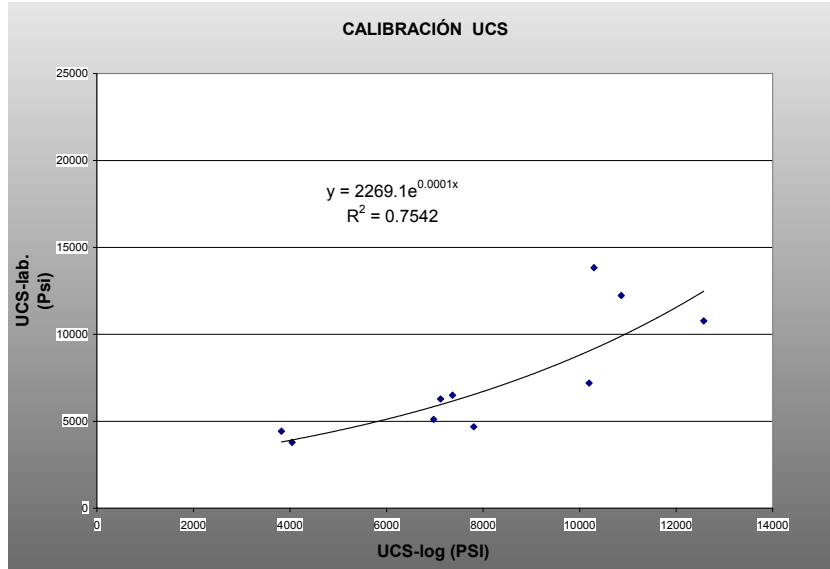


Figura 4.1-17 UCS-lab. Vs. UCS-log

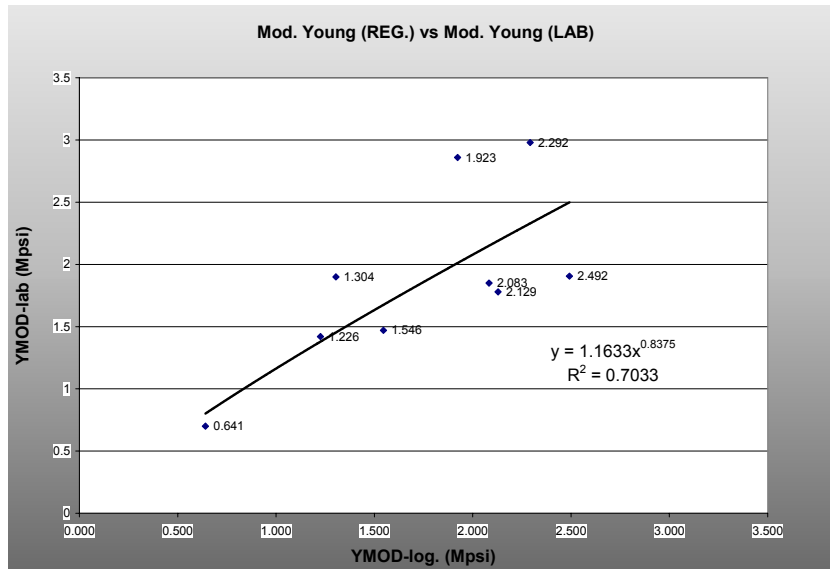


Figura 4.1-18 Módulo de Young lab. Vs. log.

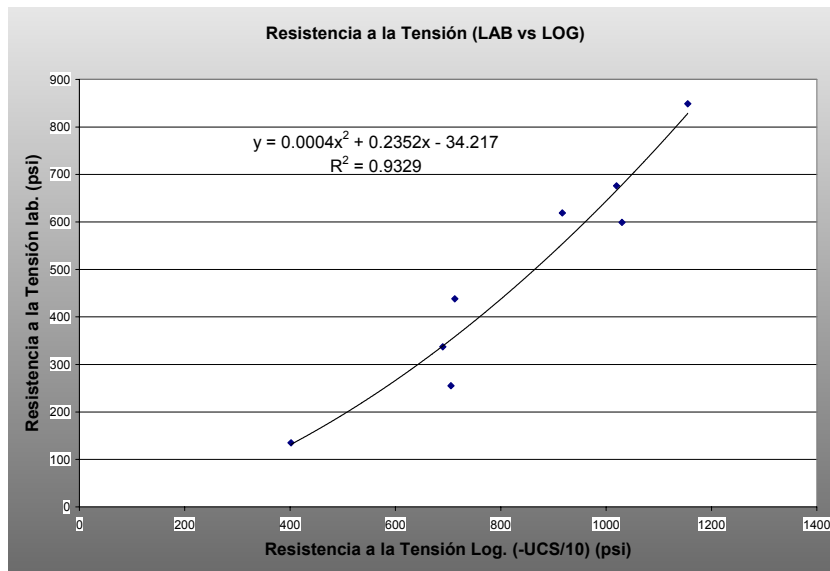


Figura 4.1-19 Resistencia a la tensión lab. Vs. log.

La siguiente figura presenta las curvas corregidas de resistencia a la compresión sin confinamiento y módulo de Young, además del registro de rayos gamma. Se puede observar un cambio en la tendencia a 8400 pies, esto es debido al cambio de litología también apreciado en la curva de rayos gamma, ya que el contenido de arcillas en la parte superior del pozo (por encima de 8400 pies), es mucho mayor a la parte inferior del intervalo. Los valores de UCS en la zona con mayor contenido de arena (10000 a 14000 pies), están alrededor de 50 Klpc. Y el módulo de Young incrementa a 4 Mlpc en la misma zona.

Figura 4.1-20 UCS y Young resultantes para el pozo RG-A.

Figura 4.1-21 Resultados del LMP pozo RG-A. Intervalo 8200 a 8900 pies.

La figura 4.1-21 muestra la presentación típica de resultados del procesamiento LMP. Se evidencia el cambio de litología antes mencionado a 8380 pies. A partir de esa profundidad las curvas comienzan a cambiar de forma notable. Se describe a continuación el contenido de cada pista en el registro:

Pista # 1: Curva de rayos gamma (color verde) en una escala de 0 a 150 API. Curva de caliper y tamaño de mecha en pulgadas. El color marrón claro denota derrumbe (caliper mayor que tamaño de mecha). El relleno con negro denota revoque (caliper menor que tamaño de mecha).

Pista # 2: Curva de relación de Poisson en color verde en una escala lineal de 0 a 1. Curva de Módulo de Young en color rojo y escala lineal de 0 a 10 Mlpc.

Pista # 3: Módulo de corte en escala lineal de 0 a 5 Mlpc.

Pista # 4: Curva de resistencia a la compresión sin confinamiento en color verde y escala lineal de 0 a 25000 lpc. Curva de módulo volumétrico en escala lineal de 0 a 10 Mlpc.

Pista # 5: Curva de lentitud compresional en color azul a escala lineal entre 40 y 140 useg/pie. Curva de lentitud de corte en color rojo y escala lineal de 40 a 240 useg/pie.

Pista # 6: Pista de litología, presenta la curva de porcentaje de arcilla y porcentaje de arena, además de la porosidad. El relleno de color verde representa el porcentaje de lutita y el color amarillo el porcentaje de arena. El color azul representa el espacio poroso en porcentaje. La curva roja representa la presión poral en escala lineal de 0 a 0.5 lpc/pie.

Figura 4.1-22 Resultados LMP. Pozo RG-A. Intervalo 12200 a 13160 pies.

En la figura 4.1-22 se aprecian los resultados de la predicción de las propiedades elásticas estáticas para una secuencia arena-lutita. Los módulos y la resistencia aumentan en los intervalos donde el porcentaje de arena es mayor. Estos resultados ya han sido calibrados con los ensayos de laboratorio y se observa como se ajustan a la litología. Esto ha permitido reafirmar las características mecánicas de estas rocas que serán usadas más adelante en la determinación de los esfuerzos y estabilidad del hoyo.

La denominación de las pistas y curvas es la misma usada para la figura 4.1-21.

CARACTERIZACIÓN DE LOS ESFUERZOS IN SITU

Presión de Poros

La presión de poros se determina a partir de los datos de ensayos de presión realizados en el pozo RG-A. Los resultados de presión obtenidos en las arenas del RG-A fueron extendidos al espesor de capa correspondiente a fin de obtener gradientes de presión en las arenas donde existen mediciones. A continuación se presenta la tabla con los gradientes utilizados en cada formación.

TABLA DE GRADIENTES

Presiones			
Arena	Profundidad (ft)	Presión (psi)	Grad.(psi/ft)
ME-A,B	(8580'-8662')	3800	0.4
ME-C	(8662'-8750')	3800	0.4
ME-E	(8782'-8826')	1800	0.2
ME-F	(8826'-8867')	2000	0.2
ME-G	(8867'-8895')	1800	0.2
ME-H	(8895'-8970')	1800	0.2
ME-I	(8970'-9031')	1800	0.2
ME-JIU	(9031'-9132')	2000	0.2
ME-J1L	(9132'-9204')	1700	0.2
ME-J2	(9204'-9253')	1800	0.2
ME-K	(9253'-9296')	2000	0.2
ME-L	(9296'-9393')	2000	0.2
ME-M2	(9501'-9565')	2000	0.2
ME-N,0	(9565'-9710')	1800	0.2
ME-PU	(9710'-9770')	1900	0.2
ME-PL	(9770'-9834')	2000	0.2
ME-Q	(9834'-9896')	2000	0.2
ME-RU	(9896'-9908')	2000	0.2
ME-RL	(9908'-9923')	2000	0.2
ME-S1	(9923'-9952')	2000	0.2
ME-S2,S3	(9952'-9987')	2000	0.2
ME-S4,S5	(9987'-10020')	2000	0.2
ME-S6	(10020'-10060')	2000	0.2
ME-T1	(10060'-10131')	2000	0.2
ME-T4,5	(10131'-10250')	2062	0.2
VIDOÑO	(10250'-10340')	2034	0.2
SJ-A	(10340'-10579')	2034	0.2
SJ-B	(10579'-10710')	2090	0.2
SJ-C	(10710'-11016')	3240	0.3
SJ-D	(11016'-11278')	3300	0.3
SA-A	(11278'-11399')	4520	0.4
SA-B	(11399'-11554')	4580	0.4
SA-C	(11554'-11750')	4392	0.38
SA-D	(11750'-11990')	4790	0.4
SA-E	(11990'-12175')	3425	0.3
SA-F	(12175'-12280')	4950	0.4

Estimada
Estimada
Estimada
Estimada
Estimada
Estimada

Tabla 4.1-6 Gradientes de presión pozo RG-A

Figura 4.1-23 Presión de poros en lpc/pie. Pozo RG-A.

Se verifica que no hay lutitas sobrepresurizadas, observando el comportamiento de la curva de lentitud compresional. En la siguiente figura se observa un cambio a una profundidad aproximada de 8000 pies, pero este se atribuye al incremento de contenido de arena desde 8000 hasta 13000 pies aproximadamente (observar el decrecimiento de los valores de la curva de rayos gamma en este intervalo). Ya que este método sólo sirve para estimar presiones en lutitas, entonces los valores de presión poral proporcionados en la gráfica no son válidos. Por debajo de 13000 pies de profundidad se observa como continúa el comportamiento o tendencia inicial de la gráfica. La primera curva de izquierda a derecha es la curva de rayos gamma, la segunda es la lentitud de onda y la tercera es la curva resultado de presión. Ver figura 4.1-23.

Figura 4.1-24 Identificación de lutitas sobrepresurizadas.

Esfuerzos

Esfuerzo Vertical

El esfuerzo vertical fue obtenido a partir de la integración del registro de densidad, contando con la información desde muy cerca de la superficie. Dado que los registros se tienen a partir de 700 pies hacia abajo y se necesita de la densidad desde la superficie para estimar el esfuerzo vertical, se considera una densidad en superficie de 1.5 gr/cc y se interpola linealmente hasta 700 pies. Una vez hecho esto, se tiene una curva de densidad desde la superficie. Esta curva se integra por definición realizando la sumatoria de los incrementos de densidad en todo el intervalo. El resultado se lleva a lpc al ser multiplicado por el gradiente del agua

(0.433 lpc/ft). A continuación se presenta el gráfico resultante del esfuerzo vertical vs. profundidad.

Figura 4.1-25 Curva de gradiente del esfuerzo vertical. Pozo RG-A.

Esfuerzos Horizontales

Los esfuerzos horizontales son estimados a partir de pruebas en el pozo, como: minifrac, pruebas de “leak off” extendido, etc. Y las condiciones de falla observadas en el pozo RG-A durante su perforación.

Con la ayuda del registro de imágenes fué posible saber que la formación falló por compresión como efecto de los esfuerzos, y esto es observable por la presencia de “breakouts”. Así como también muestra fallas por tensión, presentándose fracturas inducidas.

Dirección

Los “breakouts” presentes en el pozo RG-A, tienen una dirección preferencial NE y SW, a 50° y 230° de azimut respectivamente, las fracturas hidráulicas se propagaron en una dirección perpendicular, es decir 140° y 320° , esto proporciona información de la dirección de los esfuerzos horizontales, en el intervalo de estudio (Formaciones Merecure, Vidoño, San Juan y San Antonio), ya que en las cercanías al corrimiento la dirección varía un poco.

Entonces, resulta:

Esfuerzo máximo horizontal: azimut 140° y 320° .

Esfuerzo mínimo horizontal: azimut 50° y 230° .

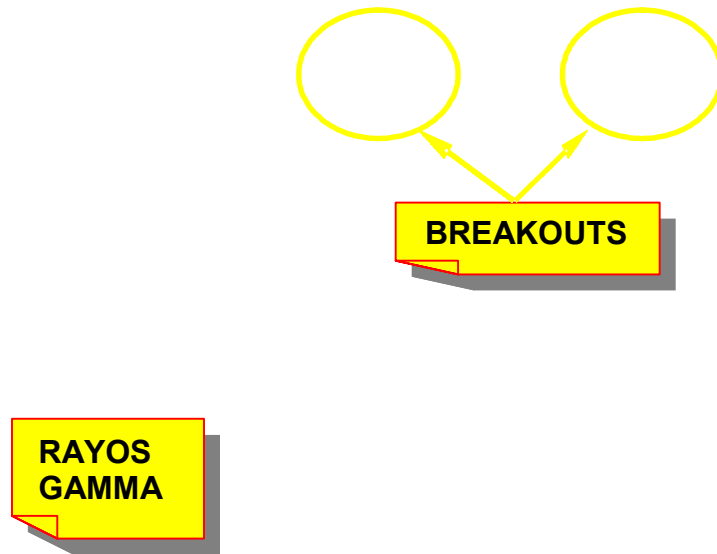


Figura 4.1-26 Imagen Digital del pozo RG-A. Intervalo 9206 a 9314 pies.

La figura 4.1-26 presenta los “breakouts” identificados en el registro de imagen digital en el pozo RG-A. Se presenta correlacionada con el registro de rayos gamma. Los “breakouts” presentes en este intervalo se encuentran en lutitas.

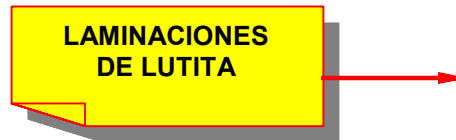


Figura 4.1-27 Registro de imagen digital. Intervalo 10060 a 10170 pies. Pozo RG-A.

La lutitas presentan espesores de 6 a 8 pies en todo el intervalo, siendo en estas donde ocurren la mayoría de las deformaciones del hoyo. En la imagen las lutitas, dado que su impedancia acústica es menor se presentan con un color más oscuro que las arenas.

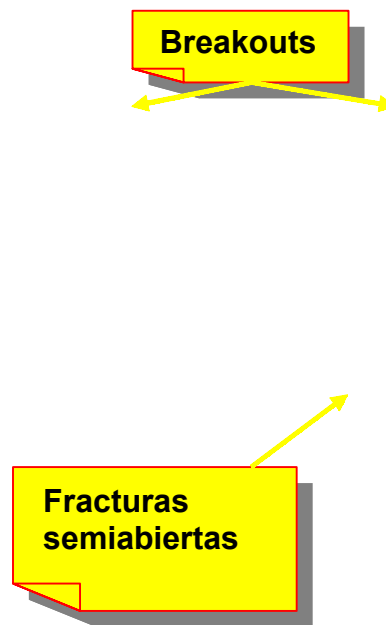


Figura 4.1-28 imagen digital. Intervalo 10060 a 10170 pies. Pozo RG-A.

La imagen digital permite visualizar otros fenómenos geológicos presentes. Las fallas o fracturas son visualizadas en forma sinusoidal, ya que representa la intersección de un plano inclinado con un cilindro. Hay marcas presentes en la imagen que no representan a la formación ya que han sido hechas por la tubería de perforación o herramientas al desplazarse dentro del hoyo.

Los siguientes gráficos muestran una estadística de las direcciones de las fallas del pozo en forma gráfica. Estas direcciones permiten identificar las direcciones de los esfuerzos mínimos y máximos horizontales. Los esfuerzos mínimos horizontales presentan la misma dirección que los “breakouts”, y los esfuerzos máximos horizontales una dirección perpendicular a la anterior.

Figura 4.1-29 Schmidt plot.

La figura 4.1-29 es llamada gráfico Schmidt, o Schmidt plot. Representa la dirección de los “breakouts” presentes en el pozo RG-A. El gráfico está compuesto de tres círculos concéntricos, cada uno corresponde a 30, 60 y 90 grados de inclinación de adentro hacia fuera, y el contorno presenta la orientación, medida en grados desde el norte (extremo superior). Se puede observar que la mayoría de los “breakouts” presentan direcciones entre 0 y 90 grados, y lógicamente, una inclinación de 90 grados.

Figura 4.1-30 Rose plot.

La figura 4.1-30 o gráfico de rosetas. Representa una estadística de la dirección de los “breakouts” presentes en el pozo RG-A. Donde las barras de mayor radio representan la mayor frecuencia. Al igual que en el Schmidt plot el contorno presenta la orientación, medida en grados desde el norte (extremo superior). Se observa que los “breakouts” presentan una dirección preferencial de 50 grados noreste-este.

Los dos gráficos anteriores representan “breakouts” y fracturas a lo largo del pozo. Los “breakouts” del pozo RG-A, tienen una dirección preferencial de N50°E y S50°W presentada en los gráficos de rosetas, a lo largo del intervalo procesado. La dirección de “breakouts” determinada permite identificar la dirección de los esfuerzos mínimos y máximos horizontales. Considerando que el esfuerzo mínimo horizontal tiene la misma dirección de los “breakouts” (N50°E), y el esfuerzo horizontal máximo se considera perpendicular a la dirección de esfuerzo mínimo determinada.

Magnitud

Los esfuerzos horizontales máximos y mínimos se determinan usando las relaciones de esfuerzo calibradas, planteadas por Blanton y Olson²⁸. Este método

se basa en los resultados de una prueba de integridad de presión (leak off test o LOT) para calibrar los esfuerzos. Y considera el efecto del tectonismo y la temperatura en la magnitud de los esfuerzos.

La última prueba de integridad de presión realizada en la zona presenta un gradiente de esfuerzo mínimo de 0.8 lpc/pie. En base a este resultado han sido calibrados los esfuerzos horizontales.

$$S_{h\max} = C_1 \varepsilon_{tect} + C_2$$

Ec. 4.1-1 Esfuerzo horizontal máximo.²⁸

$$S_{h\min} = \nu C_1 \varepsilon_{tect} + C_2$$

Ec. 4.1-2 Esfuerzo horizontal mínimo.²⁸

donde:

$$C_1 = \frac{E}{(1-\nu^2)}$$

$$C_2 = \frac{[\nu S_{vert} + (1-2\nu)\alpha_p p + E\alpha_T \Delta T]}{(1-\nu)}$$

$$\varepsilon_{tect} = \frac{(S'_{h\min} - C'_2)}{C'_1}$$

Los términos con notación prima son los asociados con una profundidad en particular a la cual el esfuerzo mínimo horizontal ha sido determinado. En este caso, la profundidad de la prueba de integridad de presión.

La información obtenida pertenece a un pozo del área en una lutita por debajo de la arena "Amarillo E3", a la profundidad de 9746 pies en profundidad verdadera. Los resultados de los dos ciclos son muy similares con respecto al esfuerzo

horizontal mínimo registrándose 2842 lpc para el primer ciclo y 2896 lpc para el segundo, que con una densidad de lodo de 9.8 lpg, equivalen a 7797 lpc de presión en el fondo. Por lo que el gradiente de esfuerzo mínimo horizontal es de 0.8 lpc/pie. La siguiente gráfica presenta el resultado de la prueba de integridad de presión en sus dos ciclos.

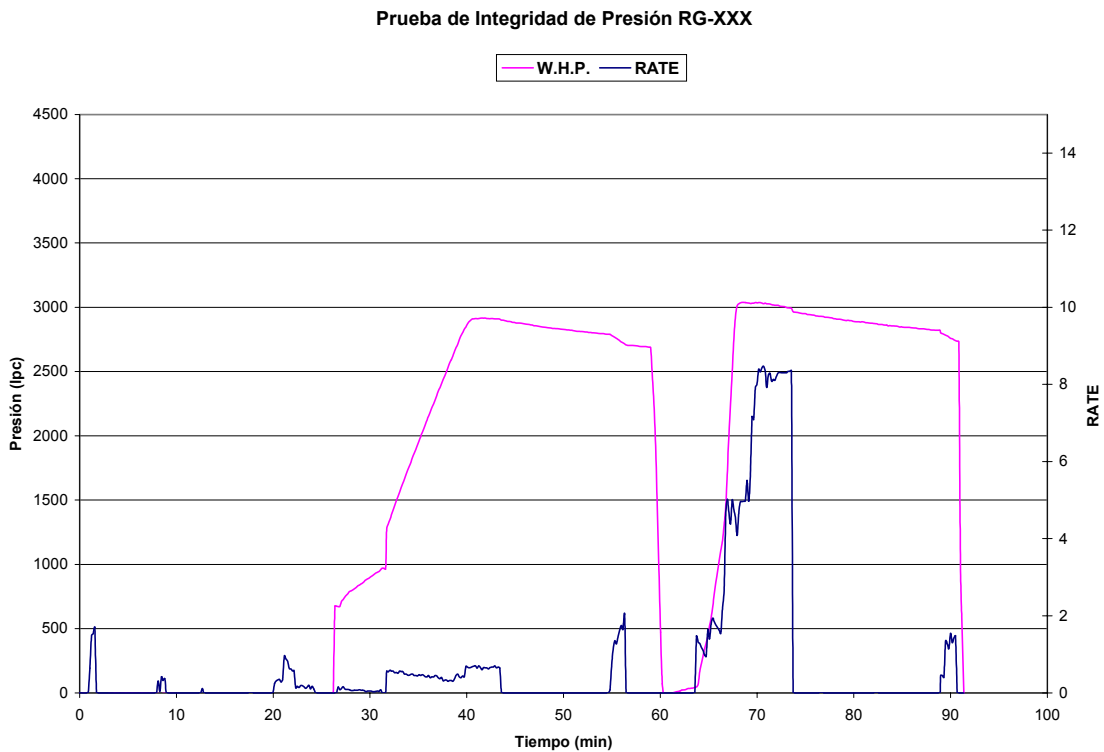
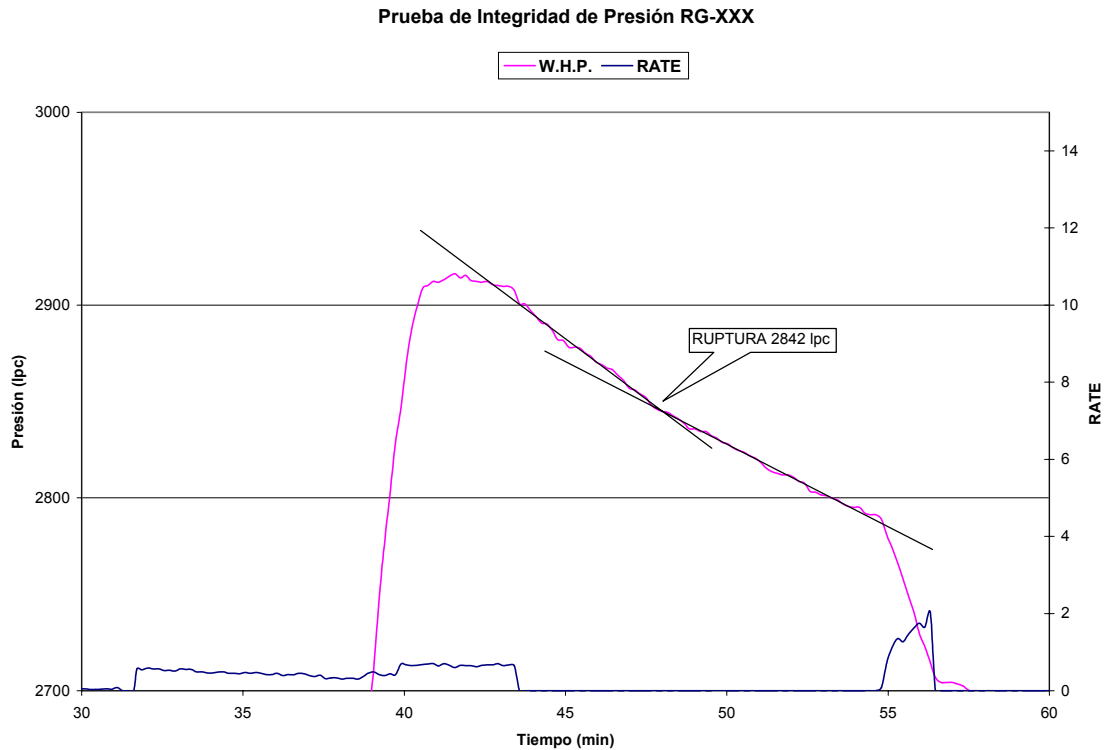


Figura 4.1-31 Prueba de Integridad de Presión PIP.

Se toma para el análisis el primer ciclo, dado que presenta tasas de bombeo más estables que el segundo. La siguiente gráfica ilustra el primer ciclo de la PIP, y el punto de ruptura considerado en la determinación del esfuerzo mínimo horizontal.



La relación de Blanton involucra un término térmico: $E\alpha_T\Delta T$, este término no ha sido considerado (se asume $\alpha_T = 0$), ya que la deformación térmica es extensional, y el régimen que rige el campo es compresional.

Una vez determinados los esfuerzos máximo y mínimo con estas relaciones se procede a la obtención del esfuerzo máximo con el programa BIASTM, a partir del esfuerzo mínimo, información de los puntos de falla (tamaño de los “breakouts”) y propiedades mecánicas. Así, se obtienen valores del esfuerzo máximo horizontal donde se observan las fallas. La curva obtenida con el método de Blanton es graficada con los valores obtenidos en el análisis de fallas por compresión para buscar la correlación que presente el mejor ajuste entre ellas. La correlación obtenida es aplicada al esfuerzo máximo obtenido con el método de Blanton, para conseguir la curva final de esfuerzo máximo horizontal.

La siguiente figura presenta la calibración aplicada al esfuerzo horizontal máximo.

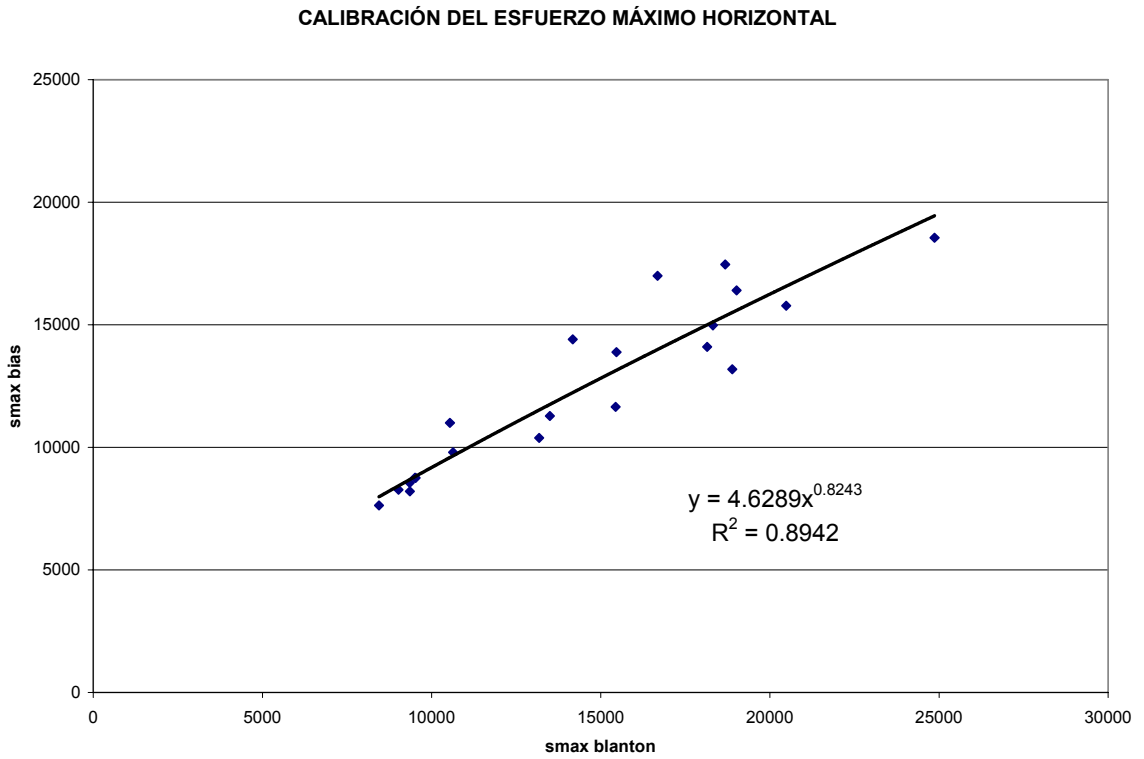


Figura 4.1-33 Calibración del esfuerzo horizontal máximo.

MAGNITUD DE ESFUERZOS POZO RG-A.

Profundidad (pies)	Resistencia sin confinamiento (lpc)	Presión de poros (lpc)	Peso del lodo (lpg)	Ángulo de fricción interna	Tamaño de "breakout"	Esfuerzo horizontal máximo (lpc)	Gradiente de esfuerzo máx. (lpc/pie)	Esfuerzo horizontal mínimo (lpc)	Gradiente de esfuerzo mín. (lpc/pie)	Esfuerzo vertical (lpc)
8745	7576	3787	9.6	46	23	7752	0.89	7046	0.81	8709
8836.5	7082	3800	9.6	45	46	6492	0.74	5803	0.66	8800
8966.5	10449	3882	9.6	47	42	8013	0.89	6987	0.78	8930
9216	13589	1751	9.6	47	35	5634	0.61	4024	0.44	9178
9294	10250	4024	9.6	46	60	6235	0.67	5189	0.56	9256
9405	14198	1975	9.6	47	44	6156	0.65	4447	0.47	9366
9471	12652	1989	9.6	46	41	5741	0.61	4337	0.46	9432
9656	15796	2028	9.6	47	61	7703	0.80	5813	0.60	9616
10286	15691	4454	9.4	40	43	9357	0.91	7691	0.75	10244
10420	12639	2188	9.4	47	40	5485	0.53	3908	0.37	10377
10591	15169	2224	9.4	47	56	6848	0.65	4886	0.46	10548
10745	14792	2256	9.4	46	42	6786	0.63	4999	0.46	10701
11142	15075	3343	9.4	47	33	6853	0.62	4965	0.45	11096
11749	12594	5087	9.4	46	46	9041	0.77	7713	0.66	11701
12794	18051	5118	9.4	46	57	9085	0.71	6685	0.52	12742
14216	14796	6156	9.4	46	32	11527	0.81	9914	0.70	14158
15256	14725	6606	11.8	47	48	9902	0.65	8098	0.53	15193

Tabla 4.1-7 Magnitud de esfuerzos RG-A.

Para las profundidades analizadas con "breakouts" como falla ocurrida de determinado tamaño, se presentan los esfuerzos y propiedades necesarios para crear estas condiciones. La tabla 4.1-7 resume los resultados de esfuerzos en diversos puntos a lo largo del intervalo procesado.

Figura 4.1-34 Resultado de estimación de esfuerzos en el pozo RG-A.

La figura 4.1-35 se divide en dos pistas con curvas que se describen a continuación.

Pista P: en color azul la resistencia de la roca en una escala de 0 a 25 Klpc. En color verde la relación de Poisson, en escala de 0 a 0.5.

Pista R: escala de 0 a 16000 lpc. En color negro la presión de poro, en color verde el esfuerzo vertical, en color azul el esfuerzo horizontal mínimo, y en color naranja el esfuerzo horizontal máximo.

Se observa que para algunas zonas del pozo gobierna un régimen de falla transgresivo, ya que el esfuerzo horizontal máximo es mayor que el vertical (ver intervalo 13000 a 14000 pies en la figura 4.1-35). En el intervalo de 10000 a 12000 pies el esfuerzo vertical es el mayor, el horizontal mayor el intermedio y el horizontal menor el mínimo, esto corresponde a un régimen normal de falla. Este cambio en la tendencia puede estar asociado a cambios en la resistencia de la roca o a zonas repletadas. La prueba de integridad extendida que se toma como referencia en la calibración de esfuerzos equivale al tope de Colorado E, a 6450 pies aproximadamente.

ANÁLISIS DE ESTABILIDAD

Pesos de Lodo: Máximo y Mínimo

Del análisis de estabilidad/falla es posible determinar las presiones de lodo necesarias para mantener la estabilidad del hoyo durante la perforación. El programa BIASTM permite conocer el potencial de falla de pozos en cualquier orientación (desviación desde 0 hasta 90 grados y azimut desde 0 hasta 360 grados) a condiciones de esfuerzos “in-situ” y presión de lodo dada. Son consideradas tanto la falla ténsil (fractura inducida) como la falla compresiva (“breakouts”). Adicionalmente, es posible determinar la presión máxima y mínima

de lodo requerida para evitar la falla alrededor del hoyo para cualquier diseño de pozo (azimut y desviación).

El fundamento para el cálculo de la presión de lodo mínima es que el esfuerzo tangencial máximo, como una función de la presión de lodo, sea menor que la resistencia compresiva de la formación, también como una función de la presión de lodo. Cuando el máximo esfuerzo compresivo excede la resistencia compresiva de la formación en el borde del hoyo, ocurre la falla en forma de “breakouts” o colapso del hoyo. Se predice una presión de lodo máxima para prevenir el fracturamiento hidráulico inducido durante la perforación. Esto requiere que el esfuerzo tangencial mínimo en el borde del hoyo sea mayor que la resistencia ténsil de la formación.

La ventana de lodo del pozo RG-A ha sido diseñada con información desde la superficie hasta el fondo del pozo. El peso de lodo utilizado durante la perforación se encuentra dentro de la ventana en gran parte del intervalo, exceptuando algunos valores puntuales. Es alrededor de estas zonas donde se encuentran fallas en el hoyo. La siguiente gráfica presenta los resultados de la ventana de lodo. La gráfica representa (en color azul) el peso de lodo cuando fue bombeada una píldora de ORIMATITA, llegando a 16 lpg. Fue con este peso del lodo que se observó la presencia de fracturas hidráulicas en la formación.

Figura 4.1-35 Ventana de lodo estimada para el pozo RG-A.

El análisis de estabilidad/falla, fue evaluado en algunos puntos el potencial de falla del pozo en cualquier orientación, determinando las presiones de lodo máximas y mínimas en proyecciones estereográficas. En estos gráficos se identifica la dirección óptima de perforación basada en la presión de lodo, o las presiones necesarias en cualquier dirección e inclinación del pozo. Esta evaluación ha sido realizada para un pozo sin “breakouts”. Esto indica menos tolerancia y más

seguridad, ya que las evaluaciones parten de la condición de que el pozo no debe fallar.

Figura 4.1-36 Análisis de estabilidad en el pozo RG-A a 3648 pies.

Figura 4.1-37 Análisis de estabilidad en el pozo RG-A a 4148 pies.

Figura 4.1-38 Análisis de estabilidad en el pozo RG-A a 6348 pies.

Figura 4.1-39 Análisis de estabilidad en el pozo RG-A a 7400 pies.

El análisis de estabilidad en el pozo RG-A a diferentes profundidades, muestra que la dirección óptima de perforación para un pozo con una inclinación mayor a 60 grados es noreste azimut 50° y suroeste azimut 230°. En estas direcciones se encuentran los menores valores de peso mínimo requerido y los mayores de peso máximo requerido. La curva de esfuerzo tangencial máximo no muestra la presencia de “breakouts” ni fracturas (ver figuras 4.1-37 a 4.1-40).

Figura 4.1-40 Análisis de estabilidad en el pozo RG-A a 8745 pies.

El análisis de estabilidad en el pozo RG-A a 8745 pies, muestra que la dirección óptima de perforación para un pozo con una inclinación mayor a 60 grados es noreste azimut 45° y suroeste azimut 125°. En esta dirección el peso mínimo de lodo alcanza sus valores más bajos, el máximo tolera los mayores valores, la ventana de lodo toma mayor amplitud, y el tamaño de “breakout” es menor.

Figura 4.1-41 Resultados del esfuerzo tangencial máximo y mínimo para el pozo RG-A a 8745 pies.

La curva de esfuerzo tangencial máximo muestra la presencia de “breakouts” con un tamaño aproximado de 30 grados (ver figura 4.1-42). En este gráfico no puede ser definida la dirección de los “breakouts” ya que el ángulo está medido a partir del lado bajo del pozo y no del norte. Para este caso particular las direcciones coinciden, esto se debe a que el pozo es vertical, en el caso de presentar desviaciones la dirección no será consistente con la de las deformaciones. La dirección ha sido definida en los gráficos de rosetas presentados anteriormente.

Figura 4.1-42 Análisis de estabilidad en el pozo RG-A a 9471 pies.

A la profundidad de 9471 pies no es tan evidente la dirección óptima de estabilidad como a 8745 pies. En este caso los márgenes son un poco más extensos. Si se observa la figura de peso mínimo, los menores pesos se encuentran ubicados a 135 grados. El máximo presenta las direcciones de mayor tolerancia, a un azimut de 30°, 210°, 75° y 255° grados al igual que la ventana de lodo. El gráfico de tamaño de “breakout” presenta deformaciones de mayor tamaño a 50° y 230°. Si se interceptan los gráficos se obtienen las direcciones óptimas de perforación para pozos horizontales, noreste azimut 20° y 90°, y sureste azimut 200° y 270 grados.

Los esfuerzos tangenciales de la figura 4.1-44, presentan “breakouts” de 40 a 45 grados en amplitud y fracturas hidráulicas a 140 grados medidos a partir del lado bajo del pozo.

Figura 4.1-43 Resultados del esfuerzo tangencial para el pozo RG-A a 9471 pies.

Figura 4.1-44 Análisis de estabilidad en el pozo RG-A a 10286 pies.

La figura 4.1-37 presenta resultados de estabilidad muy similares a los observados en la profundidad de 9471 pies. Presentando como direcciones

preferenciales de perforación a 10286 pies 10 y 90 grados medidos a partir del norte en sentido horario.

Figura 4.1-45 Resultados del esfuerzo tangencial para el pozo RG-A a 10286 pies.

El esfuerzo tangencial máximo supera la resistencia de la roca para ocasionar “breakouts” de 35 grados en magnitud. El tangencial mínimo está por debajo de la resistencia a la tensión ocasionando fracturas hidráulicas a 140 grados, medidos del lado bajo del pozo en sentido horario.

Figura 4.1-46 Análisis de estabilidad en el pozo RG-A a 11749 pies.

Los resultados de estabilidad a 11749 pies presentan como direcciones preferenciales de perforación 10, 190, 75, y 255 grados medidos a partir del norte en sentido horario.

Figura 4.1-47 Resultados del esfuerzo tangencial para el pozo RG-A a 11749 pies.

Para 11749 pies se observan “breakouts” con una magnitud de 50 grados y fracturas hidráulicas a 130 grados, medidos del lado bajo del pozo en sentido horario.

Figura 4.1-48 Análisis de estabilidad en el pozo RG-A a 14216 pies.

Dirección preferencial de perforación noreste azimut 5° y 60° , y suroeste azimut 185° y 240° , a 14216 pies de profundidad, con una inclinación mayor a 60 grados.

Figura 4.1-49 Resultados del esfuerzo tangencial para el pozo RG-A a 14216 pies.

Los esfuerzos tangenciales a 14216 pies muestran “breakouts” con un tamaño de 35 grados y fracturas hidráulicas a 120 grados medidos desde el lado bajo del pozo.

Diferencial de Presión

El diferencial de presión máximo para prevenir la producción de arena durante la etapa de producción del pozo, es un cálculo que debe involucrar pruebas especiales de laboratorio, que incluyan la influencia del arrastre de fluidos junto con la resistencia de la roca.

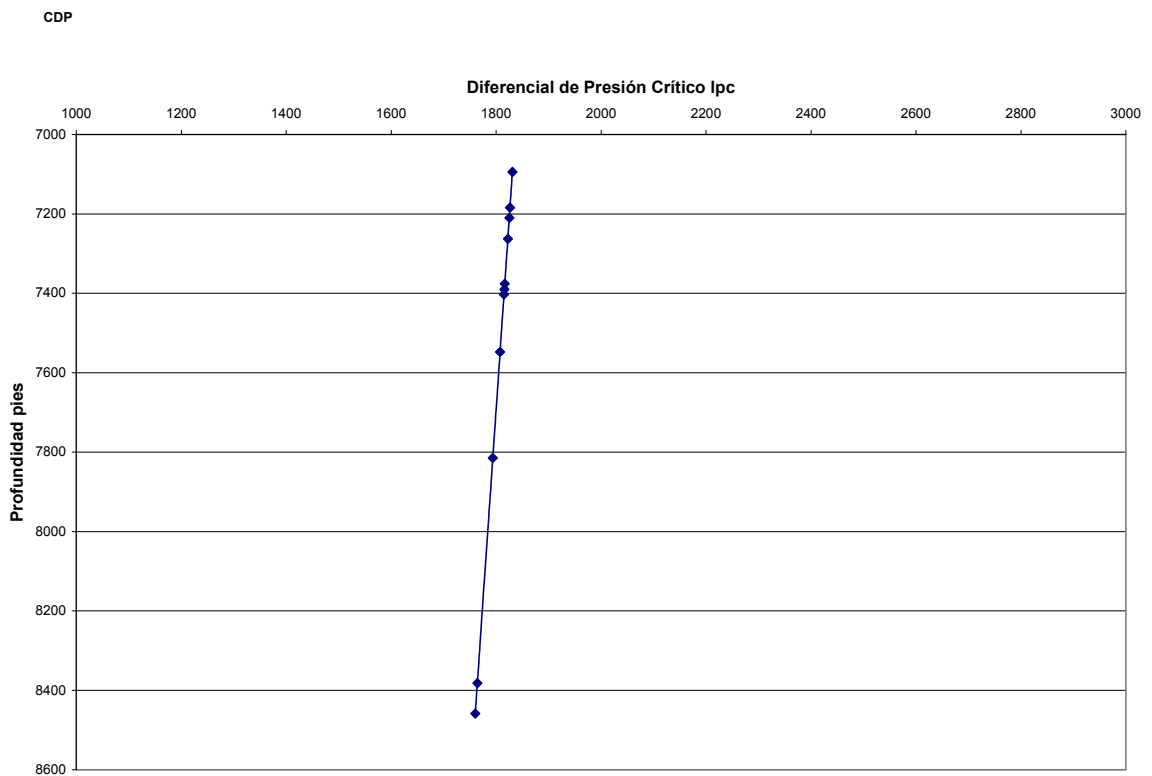


Figura 4.1-50 Diferencial de presión crítico en lpc para arenas del pozo RG-A.

Para el pozo RG-A el diferencial de presión crítico se encuentra alrededor de las 1800 lpc, esto equivale a un gradiente de 0.24 lpc/pie.

Influencia de los buzamientos de las capas en la estabilidad mecánica del pozo

Dentro de los cálculos realizados no fue considerado el parámetro de anisotropía de la resistencia ocasionado por las capas. Para este tipo de consideraciones, así como de la presencia de fracturas es necesario llevar a cabo pruebas de laboratorio con ciertas consideraciones, como muestras paralelas, perpendiculares y a diferentes ángulos de las capas, esto se hace con la finalidad de evaluar la posible anisotropía de la resistencia.

Por otra parte, en el caso de formaciones altamente fracturadas y aquellas donde las capas representan planos de debilidad, la distribución de esfuerzos alrededor del pozo no pueden ser expresados en soluciones elástico-lineales.

Algunos casos estudiados muestran que en lutitas con laminaciones, las capas representan planos de debilidad cuando el ángulo entre el eje del pozo y la capa es menor a 20 grados, cuyo ángulo debe ser determinado para cada caso en particular.

Puntos críticos durante la perforación del pozo RG-A

Durante la perforación de los pozos, se presentan situaciones que permiten describir de alguna manera el yacimiento, algunos parámetros se pueden considerar regionales y otros locales. Dentro de los parámetros que es posible evaluar se encuentran: presión de poros (comportamiento normal o anormal), resistencia de la formación (desde el punto de vista cualitativo) por la tasa de perforación y condiciones de la mecha, dirección de los esfuerzos (desviación natural del pozo), etc.

Según el reporte de perforación y el registro de imágenes, en la perforación se presentaron las siguientes situaciones.

- Arenas presurizadas de la Formación Oficina (Arenas Colorado).
- Pérdida de circulación en la arena VE-F2, posible fracturamiento hidráulico de la formación, con densidad de lodo de 10.5 lpg. Pérdida de circulación en la arena VE-H1.
- A partir de 6858', se observó corte del lodo por presencia de gas.
- Pérdida de circulación @9020', con una densidad de lodo de 9.6 lpg. Se observa fracturamiento hidráulico en el registro de imágenes.
- Se observó caída de presión @ 9748' con densidad de lodo de 9.3 lpg.
- Aumento de presión @ 11040'.
- Mecha desgastada 100% @11486'. Posible cambio en la dureza de la roca.
- Variación de presión @12468'.
- Incremento de presión desde 12468' a 13140'.
- Descenso de la presión desde 13140' a 13225'.
- Pérdida de circulación luego de bombear píldora de ORIMATITA^R de 16 lpg. Se observan fracturas inducidas desde 12050' hasta 13200'.

4.2 POZO RG-B

INFORMACIÓN GENERAL: RG-B			
POZO	RG-B	CAMPO	SANTA ROSA
ESTADO	ANZOÁTEGUI	COORDENADAS	N: 231.537,038
MESA ROTARIA	37 (pies)		E: 528.548,095
ELEVACIÓN DEL TERRENO	691 (pies)	TIPO DE LODO	BASE ACEITE
DENSIDAD DEL LODO	10.4 (lpg)	TAMAÑO DE MECHA	8.375 (pulgadas)
REGISTROS PERFILADOS	ZDL/CN/GR/MAC, CBIL/6CAL/GR, HDIL/GR, FMT/GR, RCOR/GR		
INTERVALO PERFILADO	7705-10500 (pies)		
INTERVALO PROCESADO	7705-10500 (pies)		
PROCESOS REALIZADOS			
CÓDIGO	DESCRIPCIÓN		
SAND	ANÁLISIS PETROFÍSICO DE LA FORMACIÓN		
MECHPROP	ESTIMACIÓN DE MÓDULOS DINÁMICOS		
PRELMP	PREPARACIÓN DE CURVAS PARA EL LMP		
LMP	ESTIMACIÓN DE PROPIEDADES DINÁMICAS		
LMP SANDAN	ESTABILIDAD DE HOYO Y CAMBIOS DE UNIDADES		
BIAS	ANÁLISIS DE INTEGRIDAD DEL HOYO		
CALIDAD DE LOS DATOS DE CAMPO			
En general los datos de campo presentan una buena calidad. No se observaron tensionamientos severos que afecten la calidad de los datos.			

Tabla 4.2-1 Información del pozo RG-B.

ANÁLISIS PETROFÍSICO

Para el análisis petrofísico básico del pozo RG-B se utilizó el mismo criterio de evaluación del pozo RG-A, en cuanto a métodos se refiere, variando los parámetros de evaluación.

Una vez más se seleccionan los parámetros de acuerdo a los resultados obtenidos de los histogramas de rayos gamma, resistividad y del gráfico cruzado de porosidad vs. neutrón. Se presentan los parámetros en la siguiente tabla:

PARÁMETROS USADOS EN EL ANÁLISIS PETROFÍSICO

<i>GRmin</i>	<i>Grmax</i>	<i>Dcl</i>	<i>Ncl</i>	<i>Rcl</i>	<i>a</i>	<i>m</i>	<i>n</i>	<i>Rw</i>
10	140	2.6	40	2.4	1	1.8	1.8	0.27

Tabla 4.2-2 Parámetros usados en el análisis petrofísico RG-B.

Figura 4.2-1 Histograma de rayos gamma pozo RG-B

El histograma de la curva de rayos gamma los valores en grados API medidos en el pozo RG-A. (Ver figura 4.2-1)

Para el cálculo del volumen de arcilla se consideró un GR en las arcillas de 140 API y en las arenas de 10 a 20API.

Figura 4.2-2 Histograma de resistividad profunda pozo RG-B

El histograma de resistividad profunda para zonas arcillosas, muestra un valor de resistividad de 2 a 2.5 ohmm en las frecuencias de datos más altas. (Ver figura 4.2-2).

Figura 4.2-3 Gráfico Densidad vs. Neutrón pozo RG-B

El gráfico densidad vs. neutrón permite identificar los valores de densidad y neutrón en arcillas. Se observa en el gráfico un valor de 2.6 gr/cc para la densidad y 40% en el neutrón, valores muy similares a los obtenidos en el RG-A. Con respecto a la porosidad de las arenas en el pozo RG A, se obtienen valores de porosidades totales entre 15 y 20%, efectivas de 10%. (Ver Figura 4.2-3).

Figura 4.2-4 Estadísticas intervalo 8350 a 8450 pies.

En la figura 4.2-4 se presentan las estadísticas en el intervalo 8350 a 8450 pies, del pozo RG-B. Los identificadores de curvas utilizados son los mismos del pozo RG-A. Esta zona presenta porosidades promedio de 3.5%, y una alta saturación de agua 88%. El porcentaje de lutitas presenta valores de bajos a medios (37%). Es posible que las arenas de este intervalo sean de grano muy fino, lo que justifica la baja porosidad y alta saturación de agua.

Figura 4.2-5 Estadísticas intervalo 8620 a 8650 pies.

El intervalo 8620 a 8650 pies presenta características similares a las del anterior intervalo. Contenido de lutita medio, baja porosidad y alta saturación de agua. Lo que indica que se está en presencia de cuerpos arenosos pertenecientes a una misma secuencia.

Figura 4.2-6 Estadísticas intervalo 10240 a 10320 pies.

Este intervalo presenta arenas con una porosidad promedio de 7%, el contenido de lutita disminuye con respecto a los intervalos anteriores a 12%, y la saturación de agua disminuye a 36%. Esto indica la existencia de arenas de mejor calidad como reservorio y mejores proyecciones económicas.

Figura 4.2-7 Resultados del SAND pozo RG-B. Intervalo 10100-10470 pies.

La figura 4.2-7 presenta los resultados del SAND en el pozo RG-B desde 10100 hasta 10470 pies. Los nombres de las curvas y distribución de las pistas son iguales a los descritos en la figura 4.1-8 del procesamiento en el RG-A. Puede apreciarse el paquete arenoso a 10250 pies, con una porosidad promedio de 10% y 15 a 20% de saturación de agua en el paquete arenoso. La presentación del registro coincide con los resultados estadísticos presentados en la figura 4.2-6. El cuerpo arenoso presenta un espesor aproximado de 60 pies, con un contenido de lutitas de 10%.

La figura 4.2-8 muestra los resultados del SAND desde 9150 hasta 10050 pies. Se presenta un contenido de lutita que alcanza valores de 60% en algunas zonas, y una porosidad que escasamente llega a tomar valores de 5% en algunas zonas con menor contenido de lutitas. En las zonas con porosidad visible, la saturación de agua está entre 30 y 60%. Con algunas excepciones, como a 9250 pies, donde se encuentra una arena de 15 pies de espesor, con una porosidad de 14% y saturación de agua 20%. En general el intervalo presenta un alto contenido de lutitas, y algunas arenas de espesores pequeños y de altas saturaciones de agua.

Figura 4.2-8 Resultados del SAND pozo RG-B. Intervalo 9150-10050 pies.

PREDICCIÓN Y CALIBRACIÓN DE LAS PROPIEDADES MECÁNICAS.

Las propiedades mecánicas y la resistencia de la roca, fueron estimadas a partir de la información de registros, adquirida en el pozo RG-B. El procesamiento de estos datos permitió determinar la litología, porosidades y las saturaciones de fluidos.

Estos parámetros y la información de velocidades acústicas fueron utilizados para estimar los módulos elásticos estáticos característicos de cada formación (Módulo de Young, Resistencia a la compresión). La estimación es realizada usando el programa LMP (“Logging Mechanical Properties”). La relación de Poisson es determinada usando el programa MECHPROP™. A partir de estas propiedades fue posible calcular el ángulo de fricción, la cohesión y la resistencia a la tensión.

Figura 4.2-9 Resistencia y módulo de Young. Pozo RG-B.

La figura 4.2-9 presenta los resultados de las propiedades mecánicas estáticas generadas para el pozo RG-B. como se observa tienen una tendencia que no presenta alteraciones a lo largo del intervalo procesado. Dado que es una secuencia arena-lutita, los valores se verán incrementados en arenas, tomando aproximadamente los mismos valores para las arenas.

Figura 4.2-10 Resultados del LMP para el pozo RG-B

La resistencia sin confinamiento presenta valores de 10000 psi en las arenas y 4000 psi en la lutitas, en promedio para todo el intervalo procesado.

CARACTERIZACIÓN DE LOS ESFUERZOS IN SITU

Presión de Poros

La presión de poros se determina a partir de los datos de ensayos de presión realizados al pozo RG-B. El gradiente de presión estimado por el multiprobador de presiones fue de 0.33 lpc/pie. Este gradiente se utilizó en los cálculos de estabilidad del hoyo para el intervalo desde 8780 hasta 10240 pies. Por debajo de 10240 pies, hasta el fondo se utilizó un gradiente de 0.26 lpc/pie.

Figura 4.2-11 Curva de gradiente poral. Pozo RG-B.

El comportamiento de la curva de lentitud compresional verifica que no hay lutitas sobrepresurizadas a lo largo del intervalo procesado. Los cambios significativos

en la tendencia del registro acústicos tienen lugar en intervalos arenosos. Es por esta razón que no han sido considerados como zonas de lutitas sobrepresurizadas. En líneas generales, el comportamiento es muy similar al obtenido en el pozo RG-A.

Figura 4.2-12 Identificación de zonas con sobrepresión.

Esfuerzos

Esfuerzo Vertical

Dado que los registros se tienen a partir de 7800 pies hacia abajo, no ha sido considerada una curva de densidad desde superficie para el cálculo del esfuerzo vertical. Se ha integrado la curva de densidad en el intervalo donde fue registrada, obteniendo un gradiente de sobrecarga de 2.2 gr/cc

Esfuerzos Horizontales

Los esfuerzos horizontales son estimados con la misma metodología utilizada en el pozo RG-A. Usando las relaciones de Blanton y Olson, las fallas del pozo y un ajuste entre las dos curvas de esfuerzo máximo obtenidas²⁸.

Con la ayuda del registro de imágenes fué posible observar las fallas de la formación por compresión como efecto de los esfuerzos, reflejadas en los “breakouts”. Así como las fallas por tensión, en forma de fracturas inducidas.

Dirección

Los “breakouts” presentes en el pozo RG-B, tienen una dirección noreste azimut 60 y suroeste azimut 240°. Las fracturas hidráulicas se propagaron en una dirección perpendicular, es decir sureste azimut 150° y noroeste azimut 330°, lo que proporciona información de la dirección de los esfuerzos horizontales, en el intervalo procesado.

Entonces, resulta:

Esfuerzo máximo horizontal: azimut 150° y 330°

Esfuerzo mínimo horizontal: azimut 60° y 240°

Los siguientes gráficos muestran una estadística de las direcciones de las fallas del pozo en forma gráfica. Estas direcciones permiten identificar las direcciones de los esfuerzos mínimos y máximos horizontales. Los esfuerzos mínimos horizontales presentan la misma dirección que los “breakouts”, y los esfuerzos máximos horizontales una dirección perpendicular a la anterior.

Figura 4.2-13 Imagen Digital del pozo RG-A. Intervalo 10240 a 10296 pies.

Fracturas hidráulicas el pozo RG-A a 1260 y 1280 pies. Estas fracturas han sido inducidas por el peso de lodo utilizado.

Figura 4.2-14 Imagen Digital del pozo RG-A. Intervalo 10300 a 10350 pies.

La figura 4.2-14 presenta los “breakouts” identificados en el registro de imagen digital en el pozo RG-B. Y fracturas semiabiertas a 10320 pies. La imagen se presenta con el registro de rayos gamma.

Figura 4.2-15 Schmidt plot.

La figura 4.2-15 presenta la dirección e inclinación de los “breakouts” en el pozo RG-B. La dirección varía entre noreste 25 y 75 grados, y suroeste 205 y 255 grados.

Figura 4.2-16 Gráfico de rosetas para “breakouts” en el pozo RG-B

El gráfico de rosetas. Muestra una dirección de “breakouts” de $N60^{\circ}$ E para el pozo RG-B.

Figura 4.2-17

La figura 4.1-17 engloba los dos gráficos anteriores y la representación de “breakouts” y fracturas en todo el intervalo procesado.

Magnitud

La magnitud de los esfuerzos fue determinada bajo el mismo esquema de trabajo utilizado para el pozo RG-A. Los resultados son:

MAGNITUD DE ESFUERZOS POZO RG-B.

Profundidad (pies)	Resistencia sin confinar (lpc)	Presión de poro (lpc)	Peso del lodo (lpg)	Ángulo de fricción interna (°)	Tamaño de "breakout" (°)	Esfuerzo horizontal máximo (lpc)	Gradiente de esfuerzo máximo (lpc/pie)	Esfuerzo horizontal mínimo (lpc)	Gradiente de esfuerzo mínimo (lpc/pie)	Esfuerzo vertical (lpc)
8057	4317	3465	11	36	21	8690	1.079	6999	0.869	8024
8428	8120	3624	11	42.4	10	11521	1.367	6262	0.743	8393
8516	7758	2981	11	42	15	13130	1.542	8152	0.957	8481
8699	2475	3741	11	32	21	7982	0.918	7278	0.837	8663
8828	12116	3090	11	43	20	13144	1.489	8792	0.996	8792
8890	12522	3112	11	43	31	12234	1.376	8825	0.993	8854
8926	3299	3839	11	34	28	8431	0.945	7352	0.824	8889
8941	5827	3845	11	41	27	9653	1.080	6370	0.712	8904
9023	3748	3880	11	35	17	8683	0.962	7387	0.819	8986
9089	6607	3181	11	41	27	9583	1.054	5418	0.596	9052
9101	4316	3914	11	37	20	8806	0.968	6581	0.723	9064
9352.5	7382	4022	11	42	25	11747	1.256	7880	0.843	9314
9478	3496	4076	11	34	31	8819	0.930	7586	0.800	9439
9504	10367	3137	11	42	35	14998	1.578	6923	0.728	9465
9836.5	10643	4230	11	42	23	15502	1.576	7660	0.779	9796
9991.5	13209	3297	11	44	25	16573	1.659	7408	0.741	9951
10043	10471	3314	11	43	30	15112	1.505	8669	0.863	10002
10081	14873	3327	11	44	47	19445	1.929	8266	0.820	10040
10086	9311	3329	11	44	60	13993	1.387	5700	0.565	10045
10329	10578	3409	10.4	43	66	15361	1.487	9082	0.879	10287
10346	12262	3414	10.4	44	44	15589	1.507	9092	0.879	10304

Tabla 4.2-3 Magnitud de esfuerzos en el pozo RG-B.

La tabla 4.2-3 presenta los esfuerzos resultantes a diferentes profundidades del pozo RG-B. Estos esfuerzos están sujetos a los parámetros y condiciones presentes en la tabla. Por ejemplo, la falla ocurrida son "breakouts" con su correspondiente tamaño.

Figura 4.2-18 Resultado de estimación de esfuerzos en el pozo RG-B.

En algunas zonas del pozo, principalmente en arenas, el régimen de esfuerzo es transgresivo, dado que el esfuerzo horizontal máximo es mayor que el vertical. En la pista P se presenta: en color azul la resistencia de la roca en una escala de 0 a 25 Klpc. En color verde la relación de Poisson, en escala de 0 a 0.5. En la pista R se presenta: escala de 0 a 16000 lpc. En color negro la presión de poro, en color verde el esfuerzo vertical, en color azul el esfuerzo horizontal mínimo, y en color naranja el esfuerzo horizontal máximo.

ANÁLISIS DE ESTABILIDAD

Pesos de Lodo: Máximo y Mínimo

Figura 4.2-19 Ventana de lodo estimada para el pozo RG-B.

En la ventana de lodo estimada para el RG-B se observa que en la mayor parte del intervalo el peso de lodo utilizado está por debajo del peso mínimo calculado. Esto puede ser la causa de los “breakouts” encontrados a lo largo del intervalo.

El análisis de estabilidad/falla, fue evaluado en algunos puntos donde se observaron fallas compresivas del pozo. En dichos puntos se evalúa el potencial de falla compresiva o de extensión del pozo en cualquier orientación. En los gráficos estereográficos se identifica la dirección óptima de perforación basada en la presión de lodo mínima y máxima permitida a determinadas condiciones de estabilidad. Al igual que la evaluación realizada para el RG-A, el análisis es realizado bajo la condición de cero “breakout”. Esto repunta las exigencias, ya que bajo estas condiciones el pozo no debe presentar fallas compresivas de ninguna magnitud si se perfora en la dirección óptima estimada.

En operaciones de perforación este concepto es manejable ya que se pueden permitir “breakouts” de una determinada magnitud si lo que se quiere es evitar una fractura hidráulica. Este pudiera ser el caso de un tramo de perforación correspondiente a una arena prospectiva para producción. Naturalmente, se quiere evitar el fracturamiento y daño de la arena, y es posible que esta prioridad acarree problemas manejables como “breakouts” de pequeñas magnitudes.

La figura 4.2-20 presenta los resultados del análisis de estabilidad a 8057 pies. Se aprecia que las direcciones óptimas para perforar en este nivel son N18°E, N75°E, S18°W, S75°W. En estas direcciones se cumplen las mejores condiciones de peso de lodo, ventana y tamaño de “breakout”, para la perforación de un pozo con una inclinación mayor de 60 grados.

Los esfuerzos tangenciales resultantes son presentados en la figura 4.2-21, donde el esfuerzo tangencial máximo supera la resistencia de la roca permitiendo fallas compresivas o “breakouts” con 20° de magnitud.

Figura 4.2-20 Análisis de estabilidad en el pozo RG-B a 8057 pies.

Figura 4.2-21 Esfuerzos tangenciales del pozo RG-B a 8057 pies.

El análisis de estabilidad a 9504 pies se dispone de forma gráfica en la figura 4.2-22. En esta gráfica se observan como direcciones preferenciales a la perforación N10°E, S90°E, S10°W, N90°W. Para pozos con una inclinación mayor de 60°. Si se torna confusa para el lector la determinación de estas direcciones, puede usarse como regla práctica una simple intersección de conjuntos. Buscando una región común que satisfaga las condiciones para cada uno de los parámetros. Los esfuerzos tangenciales resultantes indican la presencia de “breakouts” de 40° en magnitud. Ver figura 4.2-23.

Figura 4.2-22 Análisis de estabilidad en el pozo RG-B a 9504 pies.

Figura 4.2-23 Esfuerzos tangenciales del pozo RG-B a 9504 pies.

A 10329 pies las direcciones preferenciales para perforar pozos con una inclinación mayor de 60° son N15°E, S45°E, S15°W, N45°W. Ver figura 4.2-24. La gráfica de esfuerzos tangenciales indica la presencia de “breakouts” con una magnitud de 90° . Ver figura 4.2-25.

Figura 4.2-24 Análisis de estabilidad en el pozo RG-B a 10329 pies.

Figura 4.2-25 Esfuerzos tangenciales del pozo RG-B a 10329 pies.

Diferencial de Presión

El diferencial de presión máximo que pueden manejar las arenas de Colorado (formación oficina) en el pozo RG-B en producción de altas tasas de flujo de gas es de 1800 lpc. Esto equivale a un gradiente de 0.18 lpc/pie. Una vez que se cree un drawdown mayor a este existirá un alto potencial de producción de arena en el pozo.

Figura 4.2-26 Diferencial de presión crítico en lpc para arenas del pozo RG-B.

Puntos críticos durante la perforación del pozo RG-B

Según el reporte de perforación y el registro de imágenes, en la perforación se presentaron las siguientes situaciones.

- Perdida de circulación @7610', con una densidad de lodo de 11.6 lpg.
- Perdida de circulación @10243', arena Colorado E1. Con una densidad de lodo de 11 lpg. Se observa fractura hidráulica en la imagen.
- Perdida total de circulación @10278', con una densidad de lodo de 10.7 lpg. Se observa fractura hidráulica en la imagen.
- Luego del side track a partir de 10017', se observó corte del lodo por presencia de gas. De 10.6 a 10.3 lpg.
- Mecha desgastada 100% @1181'. Posible cambio en la dureza de la roca. (1244'/185hrs).
- Perdida total de circulación @10751', con una densidad de lodo de 10.8 lpg.
- Perdida total de circulación @10853', con una densidad de lodo de 10.7 lpg.

CONCLUSIONES

La evaluación petrofísica básica ha sido ajustada a los resultados del análisis básico de núcleos, generando, por ende, un mejor ajuste en las propiedades obtenidas a partir de los parámetros calculados en la evaluación petrofísica básica.

Las propiedades mecánicas y resistencia de la roca han sido calibradas con ensayos geomecánicos de laboratorio, obteniendo información más veraz disponible para la evaluación.

La obtención de los esfuerzos “in-situ”, se ha convertido en una importante herramienta debido al incremento de la perforación de pozos horizontales.

Los esfuerzos obtenidos responden, en varios intervalos, a un régimen de falla transcurrente, en los dos pozos evaluados. Los resultados de los esfuerzos han sido también ajustados con una prueba extendida de integridad de presión realizada recientemente en la zona.

La dirección de los esfuerzos máximos y mínimos horizontales no presenta variaciones considerables entre el pozo A y B.

La ventana de lodo del pozo RG-A fue calculada para condiciones de pozo vertical, fallas compresivas observadas en la imagen digital, y esfuerzos calibrados.

La ventana de lodo del pozo RG-A se cierra en el intervalo comprendido entre 10000 y 12000 pies, este mismo intervalo presenta un régimen normal de esfuerzos.

Para el pozo RG-B la ventana presenta un peso mínimo más elevado, indicando que es un hoyo más propenso a fallas compresivas. El régimen de falla es normal para gran parte del intervalo evaluado, y transcurrente generalmente en los cuerpos arenosos.

El análisis de las figuras estereográficas de ambos pozos indica una dirección óptima de perforación N10°E, S10°W. Analizando cada pozo en particular se tiene que para el RG-A las direcciones óptimas de perforación son: N10°E, N75°E, S10°W y S75°W. Para el RG-B: N10°E, S60°E, N60°W y S10°W, para las arenas de Colorado.

Si el peso de lodo requerido es muy alto y posiblemente llegue a inducir fracturas, revisar la posibilidad de bajar el peso permitiendo la formación de “breakouts” que no sobrepasen los 90 grados de magnitud. Una medida conservadora puede ser 60 grados. Los “breakouts” no necesariamente tienen un efecto negativo en la estabilidad del hoyo. El tamaño de estos puede ser controlado con la trayectoria de perforación y peso del lodo. Pueden ser usados de forma favorable dependiendo de los requerimientos del pozo.

La mediciones extensivas de esfuerzos en zonas productoras, no son muy prácticas para el desarrollo comercial de dichas zonas. Los métodos de calibración de esfuerzos que puedan ajustarse a una medición obtenida de un “minifrac” o prueba de presión extendida, pueden proporcionar soluciones económicas y realistas, ya que ajustan perfiles de esfuerzo obtenidos de relaciones matemáticas a pruebas realizadas.

Un aspecto importante en el control de arenamiento es identificar las arenas poco consolidadas, así la perforación en estas zonas peligrosas puede ser evitada mientras sea posible.

El diferencial crítico de presión en producción a hueco abierto decrece a medida que el yacimiento es depletado.

Para perforar un pozo vertical en las cercanías del RG-A se recomienda:

- Perforar con lodo de 12 lpg hasta 1540 pies, y asentar revestidor de 13 3/8" en dicha profundidad.
- Perforar con lodo de 11 lpg hasta 8350 pies, y asentar revestidor de 9 5/8" a esa profundidad.
- Perforar con lodo de 9.6 lpg hasta 13100 pies, luego acondicionar el lodo hasta lograr un peso de 11 lpg, continuar perforando hasta 15400 pies.
- Los posibles puntos de pérdida de circulación son: 5650, 5740, 5830, 6850, 7100, 7200, 7400 y 9300 pies. Tomar las previsiones necesarias para controlar las pérdidas. La siguiente figura esquematiza el procedimiento antes descrito.

Figura 4.2-25 Lodos de perforación RG-A.

En base a los resultados obtenidos se realizan dos propuestas de reentrada, con pozo horizontal a hoyo desnudo en la arena Colorado-E, para los pozos RG-A y RG-B. A continuación se presentan las propuestas.

PROPUESTA DE REENTRADA DEL POZO RG-A

Se propone la realización de una reentrada horizontal en el pozo RG-A, con la finalidad de drenar la Unidad de Yacimientos CO-E (Colorado-E), perteneciente a la Formación Oficina de edad Mioceno.

La reentrada se realizará utilizando la tecnología de perforación bajo balance con tubería continua, permitiendo así minimizar los daños a la formación durante la perforación en el horizonte, y obteniendo una mayor capacidad de producción del pozo, que se completará a hoyo desnudo (Producción de gas y gas condensado).

La reentrada propuesta será vertical siguiendo la trayectoria propia del pozo RG-A hasta la profundidad de apertura de ventana (3650 pies), desde donde se avanzará en profundidad con desviación hacia el noreste (Azimut 50°), mediante perforación convencional sobre balance hasta alcanzar el "Landing Point" (7400 pies, +/- 5 pies), desde donde se navegará horizontalmente en dirección noreste (Azimut 50°), penetrando con un brazo de unos 2000 pies en la arena objetivo, utilizando la técnica de perforación bajo balance con tubería continua. Los registros combinados con los gráficos estereográficos presentan el estudio de estabilidad para el intervalo inclinado del pozo RG-A. En la siguiente figura se muestra el sector de interés, donde se observa la ubicación del pozo RG-A, y la trayectoria desde la ventana hasta el objetivo, así como la dirección de la perforación horizontal. En el diseño de la reentrada propuesta, pueden apreciarse los detalles inherentes al mismo, incluyendo construcción de ángulo (2,4°/100 pies), diámetro de revestidor asentado en el "Landing Point" (7") y el diámetro del brazo horizontal dentro de la unidad Colorado E.

Dada la dificultad de acceso a información actualizada de yacimientos no se han podido anexar a esta propuesta los detalles inherentes al análisis de yacimientos. Sólo se tiene información de presiones medidas en el pozo RG-A (Ver tabla 4.1-6).

Ubicación del pozo RG-A y dirección del tramo horizontal.

Esquema de perforación. Reentrada en el pozo RG-A.

Como soporte en la planificación de reentradas en las arenas del miembro Colorado se revisa la evaluación petrofísica realizada en el pozo RG-A.

En la siguiente tabla se presentan las propiedades petrofísicas básicas del miembro Colorado del campo Santa Rosa.

	Vsh<40%; ϕ >15%	Vsh<35%; ϕ >20%	Vsh<35%; ϕ >25%	Vsh<30%; ϕ >30%
Porosidad Promedio %	20.748	24.881	33.103	34.442
Saturación de agua %	59.892	64.158	100	100
Volumen de arcilla %	19.735	20.239	29.511	26.592
Permeabilidad md	53.316	118.712	329.072	400.691

La prospectividad del campo Santa Rosa se encuentra enfocada hacia la producción de gas asociado y condensado. Con la finalidad de desarrollar el

campo para la producción de hidrocarburos gaseosos se han venido proponiendo nuevas tecnologías y técnicas de perforación, para lograr una recuperación óptima del hidrocarburo. Una de las alternativas ha sido perforar pozos de alto ángulo ($>60^\circ$) o multilaterales que garanticen una mayor producción de gas que los verticales. Se busca obtener como resultado la perforación de menos pozos con una producción mayor. Para perforar estos pozos debe tomarse en cuenta la perforación bajo balance y con tubería continua.

Si se toma como base la aproximación de que un pozo horizontal perforado bajo balance puede producir hasta cinco veces lo que produce un pozo vertical convencional, entonces se llega a la conclusión de que cada pozo perforado en condiciones por debajo de balance será equivalente a cinco pozos verticales convencionales, justificando así la perforación con estas condiciones, ya que el estimado en costos de ejecución es menor al de los cinco pozos verticales.

La factibilidad de perforar pozos por debajo de balance requiere de ciertas condiciones:

- Conocimiento de las dimensiones de espesor y extensión de la arena objetivo, para poder navegar sin riesgos a perder el objetivo.
- Arenas limpias sin intercalaciones de lutitas, ya que las lutitas generan problemas de estabilidad mecánica al ser perforadas bajo balance.

Estas condiciones se encuentran presentes en el campo Santa Rosa, por lo que la factibilidad de perforar pozos horizontales bajo balance es aplicable. Además dado que las arenas a perforar son consolidadas, es posible completar el pozo a hoyo desnudo, garantizando la máxima producción.

La perforación bajo balance con tubería continua trae consigo una serie de ventajas:

- Mayor potencial de productividad.

- Minimiza el daño a la formación.
- Mayor tasa de penetración.
- Ausencia de pegas diferenciales.
- Menos peso sobre la mecha requerido para una mayor extensión de hoyo.
- Menores tiempos de viaje.
- Posibilidad de transmisión de señales MWD.

La reentrada del pozo RG-A propone un hoyo horizontal de 4 3/4" con una extensión de 2000 pies.

POZO RG-A ESTABILIDAD

Gráfico resumen de pesos de lodo y ventana de lodo en el pozo RG-A. Intervalo 3400-5600 pies.

POZO RG-A ESTABILIDAD

Gráfico resumen de pesos de lodo y ventana de lodo en el pozo RG-A. Intervalo 3400-5600 pies.

Las pistas presentadas en los registros anteriores se describen a continuación:

Pista # 1: Permeabilidad estimada en el proceso SANDTM, en color azul, escala logarítmica de 0 a 2000 mD. En color rojo los valores de permeabilidad Klinkenberg obtenidos en laboratorio.

Pista # 2: Disponibilidad de núcleo. Los intervalos donde esta pista presente color naranja, denotan la existencia de núcleos.

Pista # 3: Curva de porosidad estimada en el proceso SANDTM, en color negro, saturaciones de agua e hidrocarburos. En color verde la porosidad medida en el núcleo. Escala en porcentaje de 0 a 50%.

Pista # 4: Litología en porcentaje de 0 a 100%. Color verde, porcentaje en volumen de lutita. Color amarillo, porcentaje en volumen de arena. Color azul, porosidad.

Estos registros, presentan los resultados del análisis de estabilidad para el pozo RG-A en el intervalo de construcción de ángulo hasta llegar a la arena objetivo. Estos resultados presentan como direcciones óptimas de perforación noreste azimut 50° y sureste azimut 230°. Las propiedades y parámetros utilizados para este análisis de estabilidad han sido calibrados con los resultados del análisis de núcleos cuando hubo disponibilidad de muestras.

El peso de lodo a ser utilizado debe ser de 11 lpg aproximadamente, en el intervalo de construcción de ángulo, previendo posibles pérdidas de circulación en las arenas. El brazo horizontal debe ser perforado bajo balance con un peso aproximado de 9 lpg. El diferencial de presión máximo para esta arena al momento de producir, no debe ser mayor a 1800 lpc.

PROPUESTA DE REENTRADA DEL POZO RG-B

Se propone la realización de una reentrada horizontal en el pozo RG-B, con la finalidad de drenar la Unidad de Yacimientos CO-E (Colorado-E), perteneciente a la Formación Oficina de edad Mioceno.

La reentrada se realizará utilizando la tecnología de perforación bajo balance con tubería continua, permitiendo así minimizar los daños a la formación durante la perforación en el horizonte, y obteniendo una mayor capacidad de producción del pozo, que se completará a hoyo desnudo (Producción de gas y gas condensado).

La reentrada propuesta será vertical siguiendo la trayectoria propia del pozo RG-B hasta la profundidad de apertura de ventana (6700 pies), desde donde se avanzará en profundidad con desviación hacia el noreste (Azimut 90°), mediante perforación convencional sobre balance hasta alcanzar el "Landing Point" (10300 pies, +/- 5 pies), desde donde se navegará horizontalmente en dirección noreste (Azimut 100°), penetrando con un brazo de unos 2000 pies en la arena objetivo, utilizando la técnica de perforación bajo balance con tubería continua.

Ubicación del pozo RG-B.

Esquema de perforación. Reentrada en el pozo RG-B.

La prospectividad del campo Santa Rosa se encuentra enfocada hacia la producción de gas asociado y condensado. Con la finalidad de desarrollar el campo para la producción de hidrocarburos gaseosos se han venido proponiendo nuevas tecnologías y técnicas de perforación, para lograr una recuperación óptima del hidrocarburo. Una de las alternativas ha sido perforar pozos de alto ángulo ($>60^\circ$) o multilaterales que garanticen una mayor producción de gas que los verticales. Se busca obtener como resultado la perforación de menos pozos con una producción mayor. Para perforar estos pozos debe tomarse en cuenta la perforación bajo balance y con tubería continua.

La factibilidad de perforar pozos por debajo de balance requiere de ciertas condiciones:

- Conocimiento de las dimensiones de espesor y extensión de la arena objetivo, para poder navegar sin riesgos a perder el objetivo.
- Arenas limpias sin intercalaciones de lutitas, ya que las lutitas generan problemas de estabilidad mecánica al ser perforadas bajo balance.

Estas condiciones se encuentran presentes en el campo Santa Rosa, por lo que la factibilidad de perforar pozos horizontales bajo balance es aplicable. Además dado que las arenas a perforar son consolidadas, es posible completar el pozo a hoyo desnudo, garantizando la máxima producción.

La perforación bajo balance con tubería continua trae consigo una serie de ventajas:

- Mayor potencial de productividad.
- Minimiza el daño a la formación.
- Mayor tasa de penetración.
- Ausencia de pegas diferenciales.
- Menos peso sobre la mecha requerido para una mayor extensión de hoyo.
- Menores tiempos de viaje.
- Posibilidad de transmisión de señales MWD.

La reentrada del pozo RG-B propone un hoyo horizontal de 4 ¾" con una extensión de 2000 pies.

POZO RG-B ESTABILIDAD

Gráfico resumen de pesos de lodo y ventana de lodo en el pozo RG-B. Intervalo desde 7900 hasta 9500 pies.

POZO RG-B ESTABILIDAD

Gráfico resumen de pesos de lodo y ventana de lodo en el pozo RG-B. Intervalo desde 9500 hasta 10450 pies.

Las pistas presentadas en las figuras anteriores se describen a continuación:

Pista # 1: Presenta la curva de rayos gamma en una escala de 0 a 150 API. Curva de caliper y tamaño de mecha en pulgadas. El color marrón claro denota derrumbe (caliper mayor que tamaño de mecha). El relleno con negro denota revoque (caliper menor que tamaño de mecha).

Pista # 2: Curvas de resistividad somera y profunda. Se presentan en escala logarítmica de 0.2 a 2000 ohmm.

Pista # 3: Curva de porosidad estimada en el proceso SANDTM, en color negro, saturaciones de agua e hidrocarburos. En color verde la porosidad medida en el núcleo. Escala en porcentaje de 0 a 50%.

Pista # 4: Litología en porcentaje de 0 a 100%. Color verde, porcentaje en volumen de lutita. Color amarillo, porcentaje en volumen de arena. Color azul, porosidad.

Las figuras resumen anteriores, presentan los resultados del análisis de estabilidad para el pozo RG-B en el intervalo de construcción de ángulo hasta llegar a la arena objetivo. La dirección óptima es el resultado de la combinación de los gráficos realizados a lo largo del intervalo, noreste azimut 90° y sureste azimut 270°, para el intervalo de construcción de ángulo y noreste azimut 100° y noroeste azimut 280°.

De igual manera que la reentrada de pozo RG-A debe usarse un lodo de 11 lpg aproximadamente, en el intervalo de construcción de ángulo, previendo posibles pérdidas de circulación en las arenas y 9 lpg en la zona de perforación horizontal. El diferencial de presión máximo para esta arena al momento de producir, no debe ser mayor a 1800 lpc.

RECOMENDACIONES

Realizar ensayos microfrac o pruebas extendidas de integridad de presión, de manera constante y bien distribuida en zonas que necesiten ser caracterizadas geomecánicamente.

Reevaluar antiguos trabajos realizados en función de la información real más reciente obtenida del campo Santa Rosa (núcleos, LOT, microfrac, etc.).

Obtener toda la información disponible de esfuerzos “in-situ” a partir de parámetros geológicos, información de yacimientos, núcleos y análisis de registros de imagen.

Aumentar el control de calidad de los datos de campo al momento de su obtención, así se evita el uso de filtros que pueden afectar cálculos posteriores.

REFERENCIAS

1. Goodman, R. E., (1989): *Introduction to Rock Mechanics*, second edition, John Wiley & Sons. 551 p.
2. Mendoza, J. S., (1998): *Introducción a la Física de Rocas*, Equinoccio Ediciones de la universidad Simón Bolívar. 175 p.
3. Hibbeler, R. C., (1998): *Mecánica de Materiales*, traducción José de la Cera A., revisión técnica Javier León Cárdenas, México, Prentice hall. 3 Cap.
4. Vásquez, A. R., (2000): *Introducción a la Geomecánica Petrolera*, cuarta edición, edición digital, formato PDF. 2-5 Cap.
5. Martínez, J. R., (2000): *Geología Estructural y Dinámica Global*, edición adaptada por Gabriel Gutierrez, Departamento de Geología Universidad de Salamanca, <http://web.usal.es/~gabi/apuntes>. 5 Cap.
6. Hudson, J. A. y Harrison, J. P., (1997): *Engineering Rock Mechanics An Introduction to the Principles*, Imperial Collage of Science, Technology and Medicine University of London, Pergamon. 439 p.
7. Economides, M. J., (2000): *Reservoir Stimulation*, third edition, John Wiley & Sons. 7 Cap.
8. Aird, P., (2001): "Extended Leak off testing", manual de procedimiento, <http://www.kingdomdrilling.co.uk>
9. Baker Atlas Geoscience, Baker Hughes, (1999): "Fracture Characterization Services[®]", publicación.

10. Baker Atlas Geoscience, Baker Hughes, (1999): "In-Situ Stress Analysis", publicación.
11. SeeHong, O.; Ramos, G. G. y Zheng, Z., (2000): "Sand Production Prediction in High Rate, Perforated and Open-hole Gas Wells", paper SPE 58721, presentado en el Simposio Anual de la SPE sobre Formaciones Dañadas, Lafayette, Louisiana, 23-24 de Febrero del 2000.
12. Baker Atlas Geoscience, (1997): "eXpress Reference Manual".
13. Baker Atlas Geoscience, (2003): Atlas Log Interpretation Charts.
14. Baker Atlas Geoscience, Baker Hughes,
<http://www.bakerhughesdirect.com/cgi-bin/atlas/ATLAS/ServiceLib/Common/startServices.jsp>
15. Baker Atlas Geoscience, (1998): BIAS, "eXpress Reference Manual".
16. WEC, (1997): "Congreso de Evaluación de pozos", versión digital, Schlumberger, Caracas 1997.
17. PDVAS-GAS, (2001): "Mapa estructural – isópaco de la arena Vidoño, Estudios Integrados Gas-Condensado.
18. PDVAS-GAS, (2001): "Mapa estructural – isópaco de la arena MET-5, Estudios Integrados Gas-Condensado.
19. PDVAS-GAS, (2001): "Mapa estructural – isópaco de la arena CO-R2, Estudios Integrados Gas-Condensado.

20. PDVAS-GAS, (2001): “Mapa estructural – isópaco de la arena SJ-C, Estudios Integrados Gas-Condensado.
21. PDVAS-GAS, (2001): “Mapa estructural – isópaco de la arena SA-2, Estudios Integrados Gas-Condensado.
22. PDVSA (INTEVEP), (2000): Informe Técnico, “Lecciones Aprendidas y nuevas tecnologías aplicadas durante las operaciones de perforación del pozo RG-231, Campo Santa Rosa”, (Autorización Proveniente de la Gerencia de Yacimiento: Ing. Carlos Gonzalez e Ing. Irán Serrano. PDVSA - Anaco. Estado Anzoátegui).
23. PDVSA, (2001): *Léxico Estratigráfico de Venezuela*, <http://www.pdv.com./lexico>
24. Funkouser, L. C; Sass, L. C. AND Hedberg, H. D. , (1948):” Santa Ana, San Joaquín, Guario, and Santa rosa oil fields (Anaco fields), Central Anzoátegui, Venezuela”, AAPG Bulletin, V.32 p.1851-1908.
25. OMNI Laboratorios de Venezuela, C.A., (2000): “Resultados de análisis convencionales de núcleos, Pozo RG-231”, Informe técnico.
26. Gonzalez, J.; Iturial, P., (1980): *Geología de Venezuela y sus Cuencas Petrolíferas*, II Tomos 1033 pag.
27. PDVAS-GAS, (2001): “Mapa estructural – isópaco de la arena TOTAL CO-EFG, Estudios Integrados Gas-Condensado.
28. Blanton, T. L. y Olson, J. E., (1997):”Stress Magnitudes From Logs: Effects of Tectonic Strains and Temperature”, paper SPE 38719, presentado en la

Conferencia Técnica Anual de la SPE, San Antonio, Texas 8 de Octubre de 1997.

29. PDVSA (GAS - ANACO):" Análisis sedimentológico y bioestratigráfico de los núcleos del Miembro Verde intervalos VE-E1, VE-2, VE-E3, VE-F2, VE-F3, VE-F4 de la Formación Oficina, pozo RG-231, Campo Santa Rosa, Área Mayor de Anaco", reporte técnico.

30. Schlumberger, (1980): *Evaluación de Formaciones en Venezuela*, Schlumberger Suranco, S.A. I Cap.

31. Society of Petroleum Engineers, (1992): *Petroleum Engineering Handbook*, cap. 55, third printing, Society of Petroleum Engineers, Richardson, TX, USA.

NOMENCLATURA

(*a*) Radio de la cavidad.

(*k*) Permeabilidad de la formación.

(*k_a*) Permeabilidad absoluta.

(*k_e*) Permeabilidad efectiva.

(*k_{rg}*) Permeabilidad efectiva.

(*m*) Exponente de densidad del gas.

(*m*) Factor representativo de la geometría o forma del poro.

(*n*) Exponente de saturación.

(*p*) Presión.

(*r*) Radio.

(*A*) Área.

(*C₀*) Cohesión.

(*C_t*) Conductividad en formación.

(*C_w*) Conductividad en agua.

(*C_{sh}*) Conductividad en las arcillas.

(*E*) Módulo de Young.

(*G*) Tasa de flujo másico.

(*P_a*) Presión en la cara de la cavidad.

(*P_b*) Presión en la capa fluyente.

(*P_b*) Presión de burbuja.

$(P'_a) = \left(\frac{P_a \tan \alpha}{S_o} \right)^{m+1}$ Presión en la cara de la cavidad a una profundidad dada.

$(P'_b) = \left(\frac{P_b \tan \alpha}{S_o} \right)^{m+1}$ Presión en la capa fluyente a una profundidad dada.

- (P_e) Presión de yacimiento.
- (P_f) Presión de fluido.
- (P_p) Presión de poro.
- (P_{wf}) Presión de fondo fluvente.
- (RA) Radiactividad leída del el registro en la zona de interés.
- (R_w) Resistividad del agua de formación.
- (S_o) Resistencia cohesiva.
- (S_r) Esfuerzo radial total.
- (S_t) Esfuerzo tangencial total.
- $(S_v = \int \rho dz)$ Esfuerzo vertical.
- (S_w) Saturación de agua.
- (S_{wi}) Saturación de agua irreducible.
- (T_0) Resistencia a la tensión.
- (V_{cl}) Volumen de arcilla.
- (V_{sh}) Volumen de arcillas.
- (α) Coeficiente de Biot.
- (α) Ángulo de fricción interna.
- (β) Coeficiente de flujo no marciano.
- (γ) Coeficiente de densidad del gas.
- (δ) Deformación longitudinal.
- (ε) Deformación.
- (ε_{tect}) Término tectónico.
- (ϕ) Ángulo de fricción interna.
- (ϕ_e) Porosidad efectiva.

(ϕ_N) Porosidad del registro de neutrón.

(λ) Parámetro de Lamé.

(μ) Viscosidad del gas.

(ν) Relación de Poisson.

(ρ) Densidad del gas.

(σ) Esfuerzo normal.

(σ_n) Esfuerzo normal.

(σ_r) Esfuerzo radial efectivo.

(τ) Esfuerzo de corte.

GLOSARIO DE TÉRMINOS

Azimut, es una coordenada horizontal de observación. Sirve para medir la distancia angular de la vertical del astro al norte, que es medido sobre el horizonte del observador en el sentido horario (de norte a este). Así, un punto que esté exactamente al este del observador habrá de tener un azimut de 90°, al sur 180°, al oeste 270° y al norte 0° o 360°.

Anticlinal, pliegue con concavidad orientada hacia el interior de la Tierra originado por la actuación de fuerzas tectónicas compresivas sobre rocas sedimentarias.

Arenisca, roca sedimentaria detrítica procedente de la diagenización de las arenas.

Bioturbación, remoción de los depósitos sedimentarios por organismos vivos.

Breakouts, deformaciones del hoyo causadas por compresión. Son identificadas como ovalaciones del hoyo.

CDP (Critical Draw Down Pressure), diferencial de presión máximo permitido para prevenir el arenamiento del pozo.

Drawdown, diferencial o caída de presión.

Discordancia, disposición que presenta un conjunto sedimentario cuando las series superiores, más recientes, no guardan paralelismo con las inferiores, más antiguas, del sustrato previamente deformado por la tectónica.

Domo, anticlinal de igual anchura y longitud.

Dolomita, roca sedimentaria de origen químico formada por carbonato doble de calcio y magnesio.

Facies, combinación de minerales, rocas o fósiles cuyas características reflejan el ambiente en el cual ha sido formada la roca.

Falla, deformación tectónica identificada como una fractura de la corteza terrestre con desplazamientos de los bloques afectados.

Isotropía/Anisotropía, los materiales isotrópicos presentan siempre el mismo comportamiento independientemente de la dirección, mientras que los anisotrópicos varían sus propiedades con la dirección. La anisotropía es una consecuencia de la estructura interna del mineral. Si carece de organización interna (minerales amorfos) o si presenta una organización muy regular son isotropos, los demás son anisotropos.

LOT ("Leak Off Test"), ensayo de integridad de presión, hecho para determinar la presión a la cual se rompe la formación, esfuerzos mínimos y máximos.

Lutita, roca sedimentaria detrítica procedente de la diagenización de partículas de menos de 50 micras.

md, unidad de permeabilidad, mili Darcies.

ohmm, unidad de resistividad, ohmios por metro.

Orogenia, Período de formación de cordilleras (orógeno). Los periodos orogénicos duran decenas de millones de años y presentan varias pulsaciones especialmente intensas.

PIP, prueba de integridad de presión.

Transgresivo (strike-slip), sistema de falla donde el esfuerzo horizontal mayor es mayor que el esfuerzo de sobrecarga, produciendo el desplazamiento lateral de los bloques. LOP ("Leak Off Pressure"), presión de ruptura de la formación.

XLOT ("Extended Leak Off Test"), ensayo de integridad de presión extendido.
