

**ASPECTOS OPERACIONALES, GEOLÓGICOS Y GEOMECÁNICOS DEL
FENÓMENO DE COMPACTACIÓN Y SUBSIDENCIA DURANTE LA
PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS.**

**CARLOS ANDRÉS MERCADO MONTES
JAVIER FERNANDO MENDOZA MOLINA**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2013

**ASPECTOS OPERACIONALES, GEOLÓGICOS Y GEOMECÁNICOS DEL
FENÓMENO DE COMPACTACIÓN Y SUBSIDENCIA DURANTE LA
PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS.**

**CARLOS ANDRÉS MERCADO MONTES
JAVIER FERNANDO MENDOZA MOLINA**

**TRABAJO DE GRADO PARA OPTAR EL TÍTULO DE
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**ING. ZULY HIMELDA CALDERÓN CARRILLO
DIRECTOR**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2013

Dedicatorias

A DIOS, por darme el entendimiento y la sabiduría, para asimilar los conocimientos impartidos durante el desarrollo de mi carrera profesional.

A mis padres, quienes me brindaron todo el apoyo necesario para alcanzar un futuro mejor.

A mis hermanos y familiares, por su apoyo incondicional durante mi proceso de formación académica y emocional.

A mis profesores, que de una manera desinteresada transmitieron gran parte de sus conocimientos, los cuales representan los cimientos para el desarrollo profesional de los estudiantes.

CARLOS ANDRES MERCADO MONTES

Dedicatorias

A DIOS, por darme las capacidades y virtudes, para asimilar los conocimientos aprendidos durante el desarrollo de mi carrera profesional. Además porque sentí su apoyo siempre.

A mi madre Ana Sofía por haberme enseñado muchos valores y haberme motivado a estudiar ésta bonita carrera, y por ser la mejor madre.

A mi padre Adalberto Mendoza por haber apoyado toda mi educación y haberme acompañado y entregado sus enseñanzas de la vida y por ser el mejor padre.

A mi novia la Dr. María Fernanda Rojas, por entregarme su apoyo, respeto y amor incondicional, que fue gran parte de mi motivación durante la carrera, te Amo.

A mis demás familiares que siempre estuvieron pendientes de mí.

A los docentes por su dedicación y paciencia para que pudiésemos aprender todo el conocimiento transmitido.

JAVIER FERNANDO MENDOZA MOLINA

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	21
1. CONCEPTOS FUNDAMENTALES DE GEOMECÁNICA DEL YACIMIENTO.....	23
1.1 ESFUERZO.....	25
1.1.1 Esfuerzo: Definición	27
1.1.2 Esfuerzos en la roca	30
1.1.3 Estado de esfuerzos y esfuerzos principales	42
1.1.4 Otros esfuerzos.....	35
1.2 DEFORMACIÓN	38
1.2.1 Tensor y planos principales de deformación	43
1.2.2 Medida y representación de la deformación interna.....	44
1.3 DIAGRAMA ESFUERZO-DEFORMACIÓN.....	47
1.4 PRUEBAS DE LABORATORIO	51
1.4.1 Prueba de compresión Uniaxial	52
1.4.2 Prueba de compresión triaxial.....	54
1.5 ELASTICIDAD.....	58
1.5.6 Constantes elásticas y sus relaciones	63
1.5.6 Módulos elásticos dinámicos.....	68
1.5.7 Poroelasticidad.....	71
1.6 COMPACTACIÓN.....	72
1.6.1 Historia de la sedimentación	76
1.6.2 Compresibilidad de la roca.....	77
1.6.3 Comportamiento elástico de la compactación.....	79
1.6.4 Compactación en yacimientos no convencionales.....	82
1.7 SUBSIDENCIA.....	84
1.7.1 Causas que generan la Subsistencia.....	88

2.	ZONAS Y CAMPOS, DONDE SE PRESENTA COMPACTACIÓN Y SUBSIDENCIA, POR LA ACTIVIDAD PRODUCTIVA DE HIDROCARBUROS.	91
2.1	HOUSTON, TEXAS (EE.UU)	91
2.2	NORTE DEL MAR ADRIÁTICO (ITALIA)	93
2.3	CAMPOS COSTA AFUERA M1 Y JINTAN (SARAWAK, MALASIA)	94
2.4	CAMPO ISLA DE MATAGORDA 623 EN EL GOLFO DE MÉXICO (EE.UU)	95
2.5	GOOSE CREEK, HOUSTON – TEXAS (EE.UU)	95
2.6	CAMPO LOST HILL, VALLE DE SAN JOAQUÍN – CALIFORNIA (EE.UU)	96
2.7	RESERVORIO DE BACHAQUERO EN EL CAMPO BOLÍVAR EN LAS COSTAS DE VENEZUELA	97
2.8	YACIMIENTOS NATIH Y SHUAIBA EN OMÁN	98
2.9	CAMPO SARAWAK, CENTRO DE LUCONIA (ESTE DE MALASIA)	99
2.10	CAMPO WILMINGTON, LONG BEACH – CALIFORNIA (EE.UU)	100
2.11	CAMPOS VALHALL EN EL MAR DEL NORTE (NORUEGA)	102
2.12	CAMPO GRONINGEN (PAISES BAJOS)	103
2.13	CAMPO EKOFISK EN EL MAR DEL NORTE (NORUEGA)	104
2.14	CAMPO BELRIDGE, VALLE DE SAN JOAQUIN – CALIFORNIA (EE.UU)	106
2.15	CAMPO DAN, MAR DEL NORTE (DINAMARCA)	107
2.16	CAMPOS LACQ-GAS, AQUITAINE (FRANCIA)	107
3.	ASPECTOS PRINCIPALES DE LA COMPACTACIÓN	109
3.1	ASPECTOS GEOLÓGICOS	109
3.1.1	Propiedades de la roca	109
3.1.1.1	Propiedades petrofísicas.....	109
3.1.1.2	Efecto de la compactación en las propiedades petrofísicas de la roca ...	115
3.1.1.2.1	Etapas de la Compactación y sus efectos en la porosidad de la roca ..	116

3.1.1.3	Propiedades mecánicas de las rocas sedimentarias	120
3.1.2	Historial Sedimentológico de la roca	128
3.1.2.1	Transporte de los sedimentos.....	129
3.1.2.2	Deposición de sedimentos.....	131
3.1.2.3	Diagénesis de las rocas sedimentarias.....	132
3.2	ASPECTOS OPERACIONALES.....	137
3.2.1	Colapso de Casing.....	137
3.3	ASPECTOS GEOMECÁNICOS.....	141
3.3.1	Factores que afectan la compactación.....	144
3.3.2	Física de la subsidencia.....	145
3.3.3	Efectos geomecánicos debido a la compactación y subsidencia.....	147
4.	CORRELACIONES EMPÍRICAS Y MÉTODOS MATEMÁTICOS PARA DETERMINAR LA COMPRESIBILIDAD EN LA ROCA.	152
4.1	CORRELACIONES EMPÍRICAS PARA EL ESTUDIO DE LAS PROPIEDADES MECÁNICAS DE LA ROCA.	153
4.1.1	Determinación del Módulo de Young	153
4.1.2	Determinación del ángulo de fricción	155
4.1.3	Determinación de la velocidad de Onda P	156
4.1.4	Correlaciones Empíricas para determinar el UCS en rocas sedimentarias.	159
4.2	MÉTODOS DE PREDICCIÓN DE LA COMPACTACIÓN.....	169
4.2.1	Modelo geométrico.....	169
4.2.2	Fundamento Físico	170
4.2.3	Modelo Matemático.....	172
4.2.4	Caso 1: Propiedades de la roca constantes.....	173
4.2.5	Caso 2: Propiedades de la roca variables en el tiempo	178
4.2.6	Ajuste del modelo a partir de resultados obtenidos por modelos de simulación	183
4.2.7	Resultados de la simulación Monte Carlo	187
4.2.8	Ajuste del modelo propuesto.....	188

4.2.9	Sensibilidad y rango de aplicabilidad del modelo.....	193
5.	SOLUCIONES PARA MITIGAR LOS RIESGOS QUE SE PRESENTAN DURANTE LA COMPACTACIÓN Y SUBSIDENCIA EN UN POZO PRODUCTOR	201
5.1	SOLUCIONES PARA LA CIZALLA EN EL CASING	201
5.1.1	Fortalecimiento del casing.....	202
5.1.2	Aumento de la ductilidad del sistema casing-pozo.....	203
5.1.3	Evasión de planos de deslizamiento	2044
5.2	INYECCIÓN DE AGUA PARA MITIGAR LA SUBSIDENCIA.....	2066
5.2.1	Inyección de agua, caso campo Ekofisk	2077
5.2.2	Inyección de agua, caso campo Wilmington	209
5.3	MEDICIÓN Y MONITOREO DE LA COMPACTACIÓN Y SUBSIDENCIA.....	211
5.3.1	Medición de la Compactación	211
5.3.2	Monitoreo de la Subsistencia	214
5.3.3	Monitoreo de la compactación	217
5.3.3.1	Primeros Métodos.	217
5.3.3.2	Métodos modernos	219
	CONCLUSIONES	221
	RECOMENDACIONES	223
	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	224
	NOMENCLATURA.....	228

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.	Distribución de esfuerzos en la roca a escala de grano.....	24
Figura 2.	Esquema de clasificación de las fuerzas de superficie	27
Figura 3.	Diagrama de descomposición de esfuerzo en un plano de roca.....	28
Figura 4.	Representación en tres dimensiones de las componentes de esfuerzos en un punto de la roca.	29
Figura 5.	Presiones Normales, Anormales y Subnormales	31
Figura 6.	Estado de esfuerzos en dos dimensiones.....	34
Figura 7.	Esfuerzo Deviatorio e Hidrostático	37
Figura 8.	Componentes de distorsión observadas con la cabeza de un trilobite...	39
Figura 9.	Elipsoide de deformación.....	44
Figura 10.	Elongación de un estrato.....	46
Figura 11.	Deformación angular de un plano de roca.	47
Figura 12.	Diagrama general esfuerzo - deformación	49
Figura 13.	Tendencia general en un diagrama Esfuerzo - Deformación para un material dúctil y uno frágil.....	50
Figura 14.	Ejemplo del montaje de una prueba uniaxial.....	52
Figura 15.	Configuración estándar de una prueba de compresión uniaxial.....	53
Figura 16.	Montaje de prueba triaxial.	55
Figura 17.	Criterio de falla de Mohr-Coulomb.....	58
Figura 18.	Relación típica de esfuerzo-deformación para rocas.	60
Figura 19.	Parámetros para obtener el módulo de Young.....	61
Figura 20.	Relación entre el Módulo Elástico y la relación de Poisson, densidad, Módulo de Rigidez y la resistencia de la roca	66
Figura 21.	Ondas Sísmicas.	68
Figura 22.	Ondas Longitudinales.....	69
Figura 24.	Compactación del yacimiento y subsidencia del terreno.....	74

Figura 25. Esquema del esfuerzo de los estratos de sobrecarga y presión de poros	76
Figura 26. Efectos de la compresión en las rocas.	79
Figura 27. Prueba de compresión uniaxial	79
Figura 28. Causas de la subsidencia	90
Figura 29. Esfericidad y redondez en los clastos.	113
Figura 30. Relación de la distribución de granos y la porosidad.	114
Figura 31. Compresibilidad de la roca versus presión en diferentes tipos de rocas.	116
Figura 32. Efecto de la compactación sobre la porosidad.....	117
Figura 33. Modelo de Compactación – Rebote de la roca	119
Figura 34. Resistencia a la compresión uniaxial en las areniscas.....	122
Figura 35. Curva típica de esfuerzo-deformación bajo compresión hidrostática.	124
Figura 36. Muestras de shale cargadas hasta la falla.	126
Figura 37. Clasificación de la selección de grano.	132
Figura 38. Variación del número de contactos y de la porosidad, debido a la profundidad de enterramiento según Taylor (1950).	135
Figura 40. Regiones de esfuerzo en un yacimiento lenticular que se compacta.. ..	140
Figura 41. Deformaciones irreversibles a la que es sometida la roca durante la compactación.	143
Figura 43. Representación de la subsidencia.....	146
Figura 44. Esquema del colapso de poro.....	147
Figura 45. Ovalización de un pozo.	149
Figura 46. Consecuencia de la subsidencia en los campos de petróleo.	150
Figura 47. Esquema de Compactación diferencial	151
Figura 48. Transformadores diferenciales de variación lineal.	154
Figura 49. Medidores de deformación.....	155
Figura 50. Círculos de Mohr para la determinación del ángulo de fricción	156

Figura 51.	Equipos correspondientes a un medidor acústico para análisis de rocas.	157
Figura 52.	UCS vs Porosidad	161
Figura 53.	UCS vs Módulo de Elasticidad	161
Figura 54.	Relación lineal incremental	162
Figura 55.	Relación entre porosidad y diámetro de grano predominante.....	163
Figura 56.	Relación entre porosidad y densidad de la roca.	163
Figura 57.	Relación entre densidad de la roca y tamaño de grano	164
Figura 58.	Comparación entre los datos reales y la correlación.....	165
Figura 59.	Modelo geométrico.....	170
Figura 60.	Curva típica para deformación elástica con propiedades de roca constantes.....	178
Figura 61.	Representación del método iterativo	179
Figura 62.	Curva típica para deformación elástica con propiedades de roca variables.....	182
Figura 63.	Modelo Estocástico vs Determinístico.....	183
Figura 64.	Distribución de datos para E , ν y ΔP	184
Figura 65.	Resultado de la simulación numérica para la compactación	186
Figura 66.	Relación entre factor volumétrico y viscosidad	190
Figura 67.	Resultados obtenidos a partir de la predicción.....	192
Figura 68.	Compactación del pozo ejemplo en 5 años.....	194
Figura 69.	Compactación evaluada con distintos espesores	195
Figura 70.	Compactación evaluada con distintas permeabilidades.....	197
Figura 71.	Compactación evaluada con distintas tasas de producción	198
Figura 72.	Compactación evaluada con distintos coeficientes de compactación uniaxial.	199
Figura 73.	Flujo plástico de la formación alrededor del casing.....	203
Figura 74.	Underreaming en un pozo desviado, que atraviesa una interface de litología.....	204
Figura 75.	Evasión de un pozo a una zona con alto deslizamiento.....	205

Figura 76.	Historia de producción e inyección del campo Ekofisk, 1971-2007..	209
Figura 77.	Curva de declinación campo Wilmington 1950-2004	210
Figura 78.	Medición de la compactación del yacimiento a través de las marcas radioactivas.	212
Figura 79.	Etapas de prevención, monitoreo y predicción en la Subsistencia.	2144
Figura 80.	Interferograma del Campo Lost Hill.....	216
Figura 81.	Microsísmica realizada en: a) superficie terrestre y b) fondo marino.	219

LISTA DE TABLAS

Tabla 1.	Unidades de esfuerzo.....	28
Tabla 2.	Tipos de deformación.....	42
Tabla 3.	Descripción de procedimientos en los distintos tipos de pruebas triaxiales.....	57
Tabla 4.	Módulo de Young en rocas sedimentarias.....	62
Tabla 5.	Módulos elásticos y velocidades de onda	70
Tabla 6.	Valores de velocidad de ondas s y p, para rocas sedimentarias y fluidos.	71
Tabla 7.	Clasificación de las rocas sedimentarias según el tamaño de sus clastos.....	112
Tabla 8.	Ambientes de deposición sedimentaria.....	131
Tabla 9.	Variables principales que se pueden estudiar según el tipo de prueba....	158
Tabla 10.	Resultados de experimentos en areniscas no consolidadas.....	160
Tabla 11.	Correlaciones para Areniscas	166
Tabla 12.	Correlaciones empleadas para arcillas.....	167
Tabla 13.	Correlaciones para Calizas y Dolomitas.....	168
Tabla 14.	Propiedades de entrada conocidas para el modelo.....	185
Tabla 15.	Resultados de la simulación numérica.....	187
Tabla 16.	Propiedades de entrada aproximadas para el modelo.....	189
Tabla 17.	Datos de viscosidad y factor volumétrico de formación para los yacimientos de arena J.	189
Tabla 18.	Datos ordenados.....	190
Tabla 19.	Resultados de la interpolación	191
Tabla 20.	Datos para la ejecución del modelo.....	191
Tabla 21.	Comparación de resultados	192

Tabla 22.	Datos pozo de ejemplo.....	194
Tabla 23.	Valores de espesor inicial	195
Tabla 24.	Valores permeabilidad inicial.....	196
Tabla 25.	Valores para tasas de producción	197
Tabla 26.	Valores para coeficientes de compactación uniaxial	198

RESUMEN

TÍTULO: ASPECTOS OPERACIONALES, GEOLÓGICOS Y GEOMECÁNICOS DEL FENÓMENO DE COMPACTACIÓN Y SUBSIDENCIA DURANTE LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS¹.

AUTORES: MERCADO MONTES Carlos Andrés, MENDOZA MOLINA Javier Fernando. **

PALABRAS CLAVES: Compactación, Subsistencia, producción de hidrocarburos, aspectos, Geológicos, colapso de casing, soluciones, modelo de predicción.

DESCRIPCIÓN:

El propósito de este documento es el estudio completo de la compactación y subsidencia, desde diferentes aspectos, para un mejor entendimiento de las causas que generan dichos procesos y la presentación de un modelo propuesto para predecir la compactación del yacimiento, teniendo en cuenta las propiedades petrofísicas de la roca, las propiedades PVT y las propiedades elásticas de la roca. A medida que los fluidos son producidos del yacimiento, se reduce el esfuerzo ejercido por éstos para soportar la presión de sobrecarga, incrementando de ésta forma el esfuerzo efectivo que puede llegar al punto de colapso de los poros. El yacimiento puede compactarse bajo una deformación elástica hasta que la presión de poros caiga alcanzando el límite elástico, a partir del cual se inicia la deformación plástica que es conocida como la compactación mecánica.

Es una buena herramienta para el control e implementación de cualquier plan para mitigar la compactación y subsidencia, el uso de modelos que permitan predecir el comportamiento del yacimiento, ya que éstos se basan en fundamentos físicos y matemáticos que reproducen los fenómenos y sus cambios en el tiempo. Cuando se desconocen ciertos datos o la implementación de cualquier procedimiento, es de utilidad recurrir a las analogías y analizar que operaciones fueron realizadas en otros campos o pozos con problemas similares, para tener una buena estimación de cómo enfrentar la situación y ejecutar las mejores decisiones.

¹ Tesis de Grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos.
Director: Zuly Himelda Calderón Carrillo.[Ingeniera de Petróleos]

ABSTRACT

TÍTULO: GEOMECHANICAL, GEOLOGICAL AND OPERATIONAL ASPECTS OF COMPACTION AND SUBSIDENCE DURING HYDROCARBONS PRODUCTION^{*}.

AUTHORS: MERCADO MONTES Carlos Andrés, MENDOZA MOLINA Javier Fernando. ^{**}

KEY WORDS: Compaction, Subsidence, hydrocarbons production, aspects, Geological, casing collapse, solutions, prediction model.

DESCRIPCIÓN:

The purpose of this thesis is the general study of compaction and subsidence involving different aspects, for the better comprehension of the causes giving rise to such processes and to present a proposed model which predicts reservoir Compaction , considering PVT, elastic and petrophysics properties. As well as the reservoir fluids are produced, pore pressure decreases to support the overburden, while the effective stress will increase in such a way until leading to pore collapse. Reservoir can elastically compact until pore pressure drops to the elastic limit, then initiates plastic deformation known by mechanical compaction.

Using models is a good tool for controlling when a mitigation plan is required to face compaction and subsidence, these can predict reservoir behavior since they are built with physics and math fundamentals reproducing phenomena and their changes over time. When some data or a procedure implementation are unknown, analogies can be used and then analyze which operations were developed to solve problems in other oilfields or wells with similar conditions, with the purpose of estimate and face the situation, taking the best decision.

^{*} Grade Thesis

^{**} Faculty Physique Chemical Engineering's, School Petroleum's Engineering.
Director: Zuly Himelda Calderón Carrillo, [Petroleum Engineer]

INTRODUCCIÓN

El fenómeno de compactación es un fenómeno natural de las rocas donde el volumen de la roca va disminuyendo al verse sometida a esfuerzos, este fenómeno en el subsuelo suele traer consigo la subsidencia del terreno de superficie, ambos fenómenos son primordiales en la formación de las rocas sedimentarias, y consigo da génesis a los hidrocarburos; la extracción de hidrocarburos del subsuelo permite la aceleración de estos fenómenos naturales, produciendo problemas en las operaciones petrolíferas, debido a los problemas en la operaciones, la compactación y la subsidencia se han vuelto materia de estudio primordial en la mecánica de rocas, ciencia encargada del estudio de los suelos con el fin de mitigar los problemas en los pozos.

En el capítulo 1 se establecerán los conceptos fundamentales de la Geomecánica, con el fin de facilitar el estudio y los procesos que intervienen en la compactación. Seguido de un estudio de elasticidad en las rocas, y el comportamiento elástico de las mismas. Luego se presentará las distintas pruebas de laboratorio que se realizan para obtener las constantes elásticas que son de gran utilidad para determinar la compactación de un yacimiento que se deforma elásticamente. Finalmente se amplía el concepto de compactación y subsidencia y la física de cada fenómeno. En el siguiente se presentará 16 casos documentados de campos y yacimientos que han presentado subsidencia, con el fin de exponer las causas y las medidas que fueron tomadas en cada uno de ellos.

Este proyecto de grado está enfocado en el estudio del fenómeno de compactación y subsidencia en los proceso de extracción de hidrocarburo, de manera que se enfatiza en el ámbito geológico, geomecánico y operacional; Por lo que en el capítulo 3 se explicará las causas que dan lugar a estos procesos y las repercusiones o modificaciones que su presencia genera desde el punto de vista

de cada una de las disciplinas anteriormente enunciadas. Es de importancia conocer cuáles son los factores que intervienen en la compactación y subsidencia desde diferentes ámbitos, para tener un conocimiento amplio de los fenómenos. Otro aspecto de gran relevancia es poder determinar a futuro la magnitud de la compactación, lo que hace necesario el uso de modelos matemáticos y numéricos para tanto representar los fenómenos como modelarlos en el tiempo. Un modelo propuesto será presentado en el capítulo 4, con el fin de predecir la compactación en un pozo de aceite subsaturado.

Por último conociendo todos los criterios que trae consigo la compactación y la subsidencia, es indispensable el control sobre esta condición, para ello es importante el monitoreo y las acciones de remediación cuando el problema es severo, en el capítulo 5 se hablarán de las diferentes técnicas abordadas por los ingenieros y geólogos, para el análisis y estudio de la compactación y de la subsidencia, al igual que el estudio de las diversas técnicas de mitigación empleadas para el control de estos procesos.

1. CONCEPTOS FUNDAMENTALES DE GEOMECÁNICA DEL YACIMIENTO

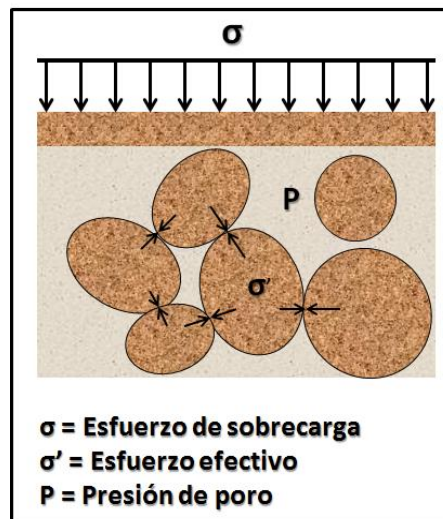
“La Geomecánica es la disciplina que estudia las características mecánicas de los materiales geológicos que conforman las rocas. Esta disciplina está basada en los conceptos y teorías de mecánica de rocas y mecánica de suelos, que relacionan el comportamiento de la formación bajo los cambios de esfuerzo producto de las operaciones petroleras de perforación, completación y producción de pozos”^[2].

De acuerdo a lo anterior las dos disciplinas principales de la Geomecánica son la mecánica de suelos y la mecánica de rocas. Para el desarrollo de este trabajo se basó en la mecánica de rocas con enfoque en la industria petrolera; las aplicaciones petroleras comienzan a tener auge al comienzo de la década de los 70's, y por lo tanto esta es una disciplina relativamente nueva en la ingeniería de petróleo. A partir de resultados obtenidos de datos experimentales de campo y laboratorio en conjunto con soluciones analíticas, la Geomecánica se emplea para resolver problemas particulares. En la geomecánica aplicada al yacimiento, los ejemplos probablemente más conocidos de efectos o comportamientos mecánicos de rocas en la escala de yacimiento son la compactación del yacimiento y la subsidencia de la superficie correspondiente. Los problemas operativos relacionados con la subsidencia son los problemas ambientales, tales como el riesgo de inundaciones en las operaciones sobre tierra, o los problemas de seguridad en la plataforma de producción costa afuera. La mayoría de los problemas inducidos por compactación están asociados con el colapso del revestimiento dentro o adyacente al yacimiento compactado. Los cambios en las rocas son debido a la interacción del conjunto de esfuerzos a las que se encuentran sometidas, ya que inicialmente la roca se encontraba en equilibrio. Por otro lado la mecánica de rocas se ocupa del estudio teórico y práctico de las propiedades y comportamiento mecánico de las mismas, además de su respuesta

^[2] VÁSQUEZ, A., SÁNCHEZ, M.: “Introducción a la Geomecánica Petrolera”. V.V.A. Consultores, C.A. pp 11-1.

ante la acción de un campo de fuerzas ejercidas en su entorno físico, con el objetivo de conocer y predecir su comportamiento ante la aplicación de fuerzas externas e internas que se ejercen sobre ellos. Las rocas son materiales con fuerzas moleculares presentes en su interior, que le confieren a los granos minerales una resistencia interna. Las partículas conforman una fase sólida conocida como esqueleto mineral, la deformación del material geológico está controlada por la interacción entre partículas individuales; deformación de partículas y, el movimiento relativo entre partículas. El fluido intersticial que se encuentra en los poros interactúa con el esqueleto mineral, alterando la magnitud de las fuerzas en el contacto entre partículas e influenciando la resistencia y compresibilidad del material geológico. Por lo tanto, cuando una roca está sometida a un esfuerzo externo (esfuerzo de sobrecarga), el mismo se distribuye en un esfuerzo intergranular y una presión de poros.

Figura 1. Distribución de esfuerzos en la roca a escala de grano.



Fuente: Modificado de AADNOY y LOOYEH, R. Petroleum rock mechanics: drilling operations and well design, p. 97.

En la figura 1, se muestra un esquema de cómo se distribuyen los esfuerzos en el material geológico a escala de grano, el esfuerzo de sobrecarga se distribuye así: los esfuerzos entre granos que se conocen como esfuerzo efectivo y la presión de los fluidos en el espacio poroso se denomina presión de poro. Los conceptos de esfuerzo y deformación serán ampliados en la siguiente sección.

1.1 ESFUERZO

Antes de desarrollar el tema de esfuerzos es de gran utilidad definir un concepto implícito al esfuerzo, y es el concepto de fuerza.

Fuerza

Se define como una magnitud vectorial capaz de producir un cambio en el movimiento de un cuerpo o en su estructura interna (deformación). Esto quiere decir que una fuerza puede dar aceleración a un objeto, modificando su velocidad, su dirección o el sentido de su movimiento.

$$F = m \cdot \frac{dv}{dt} = m \cdot a \quad (1.1)$$

En el Sistema Internacional de Unidades, la fuerza se mide en Newtons. El newton se define como la fuerza necesaria para proporcionar una aceleración de 1 m/s^2 a un objeto de 1 kg de masa. En el Sistema Cegesimal (c.g.s), es la **dina**: $1 \text{ dina} = 1 \text{ gr} \cdot \text{cm} / \text{seg}^2$, si se realiza la equivalencia con el S.I entonces $1 \text{ newton} = 10^5$ dinas. Debido a su carácter vectorial, varias fuerzas actuando sobre un mismo punto pueden combinarse o sumarse en una sola y, similarmente, una fuerza puede considerarse que está compuesta de varias y puede descomponerse en ellas. Hay dos tipos de fuerzas: del cuerpo (o másicas) y de superficie.

Fuerzas del cuerpo ^[3]

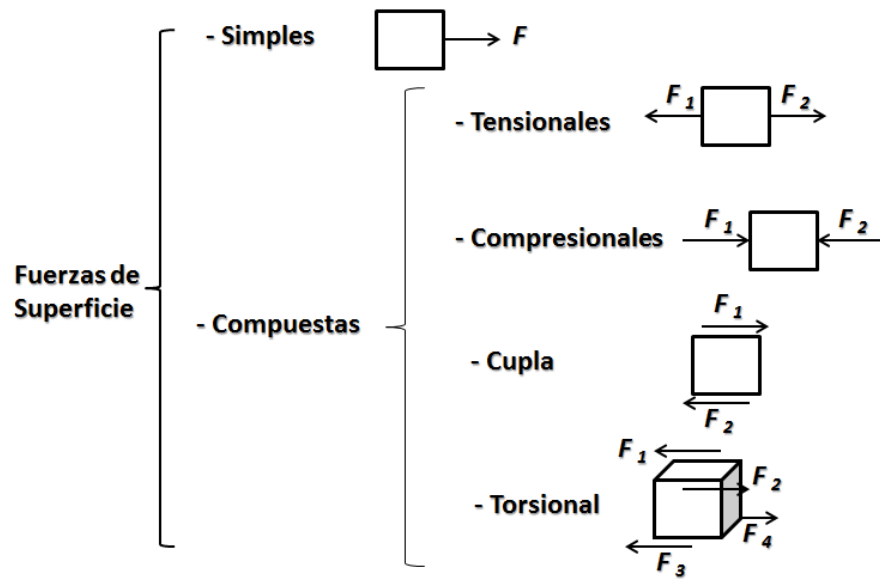
Están en relación directa con la masa del cuerpo al cual se aplican, aunque su origen puede ser debido a causas externas. Son fuerzas del cuerpo las inducidas por la gravedad, la centrífuga o las creadas por campos magnéticos, por ejemplo. Sólo la gravedad es importante en los procesos que dan lugar a deformaciones de las rocas.

Fuerzas de superficie ^[3]

Dependen siempre de causas externas al cuerpo y no guardan ninguna relación con la masa del mismo. Se llaman así porque se puede considerar que son aplicadas a una superficie del cuerpo. Las fuerzas de superficie se subdividen en simples y compuestas (figura 2). Las simples tienden a producir movimiento y las compuestas tienden a producir distorsión. Que realmente produzcan o no deformación, dependerá de su intensidad y de las propiedades del cuerpo o de su situación. Las fuerzas compuestas que consisten en dos fuerzas actuando en sentidos contrarios a lo largo de la misma línea recta se dividen en tensionales, cuando son divergentes, y compresivas o compresionales, cuando convergen hacia el cuerpo. Dos fuerzas actuando en sentidos contrarios según dos rectas paralelas constituyen lo que se llama un par de fuerzas o cupla. Las fuerzas compuestas pueden ser aún más complicadas, como en el caso de dos pares de fuerzas que tienden a producir una torsión.

^[3] *José Ramón Martínez Catalán*, (Curso 2002/2003), Geología Estructural y Dinámica Global, Universidad de Salamanca, Tema 1- Esfuerzo, p11-12.

Figura 2. Esquema de clasificación de las fuerzas de superficie



Fuente: Modificado de Geología Estructural y Dinámica Global, Universidad de Salamanca, Tema 1- Esfuerzo, fig. 1-1.

1.1.1 Esfuerzo: Definición

Es la relación entre la fuerza aplicada y la superficie sobre la cual se aplica. Se define como la fuerza por unidad de área que soporta o se aplica sobre un plano cualquiera de un cuerpo. También se puede definir el esfuerzo como la capacidad de un cuerpo de resistir carga por unidad de área. La fuerza aplicada a un cuerpo es la misma independientemente de la superficie del mismo sobre la cual se aplique. De hecho, se aplica a todo el cuerpo, en cambio, esa misma fuerza no genera el mismo esfuerzo sobre cada una de las superficies del cuerpo, pues al variar la superficie, varía la relación fuerza / superficie, que es el esfuerzo. Las unidades de esfuerzo se definen como la unidad de fuerza en cada sistema dividida por la unidad de superficie. Como se puede deducir las unidades de esfuerzo son las mismas de las de presión. A continuación se presentan en la tabla 1 algunas unidades de esfuerzo.

Tabla 1. Unidades de esfuerzo.

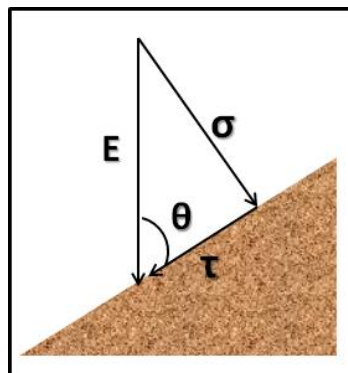
UNIDAD DE ESFUERZO	RELACION DE UNIDADES
Baria (c.g.s)	1 dina / cm ²
Pascal (S.I)	1 newton / m ²
Atmósfera	1,03 kilos fuerza / cm ²
PSI	1 libra fuerza / in ²

Fuente: Tomado de Geología Estructural y Dinámica Global, Universidad de Salamanca, Tema 1- Esfuerzo, p. 14.

Componentes del esfuerzo

Los esfuerzos también son magnitudes vectoriales, por lo tanto se pueden componer tanto como descomponer (figura 3). Así cuando un esfuerzo actúa sobre un plano el vector se descompone y se obtienen las componentes que actúan sobre el mismo. El vector esfuerzo actuando sobre un plano puede descomponerse en dos componentes: una normal o perpendicular (σ) y otra paralela al plano (τ).

Figura 3. Diagrama de descomposición de esfuerzo en un plano de roca.



Fuente: Modificado de Geología Estructural y Dinámica Global, Universidad de Salamanca, Tema 1- Esfuerzo, fig. 1-2.

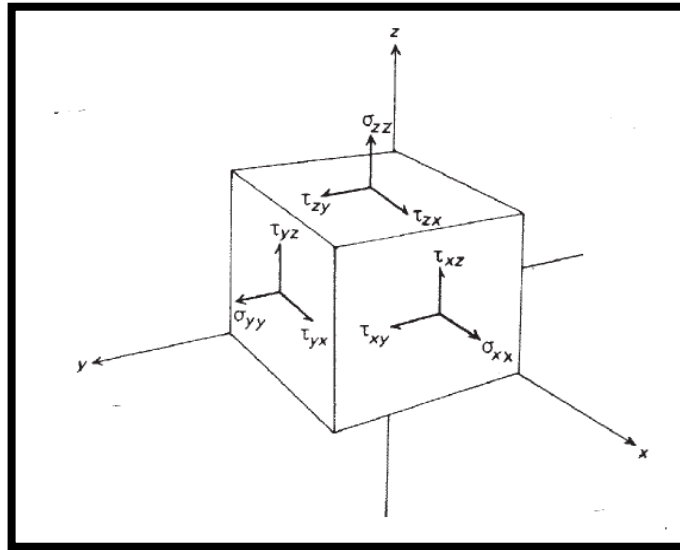
Las componentes de un esfuerzo E que actúa sobre un plano con el que forma un ángulo θ son (Figura 3):

$$\sigma = E \cdot \text{sen } \theta, \tau = E \cdot \text{cos } \theta \quad (1.2)$$

Donde en este caso E representa el esfuerzo.

Hasta ahora solo se han tenido en cuenta dos dimensiones del espacio. Cuando se trabaja en un espacio tridimensional, para cada plano puede definirse una componente normal y una o varias de cizalla, puesto que cada plano sólo tiene una dirección perpendicular e él, pero tiene infinitas direcciones paralelas.

Figura 4. Representación en tres dimensiones de las componentes de esfuerzos en un punto de la roca.



Fuente: tomado de *José Ramón Martínez Catalán*, (Curso 2002/2003), Geología Estructural y Dinámica Global, Universidad de Salamanca, Figura 1-5 del libro.

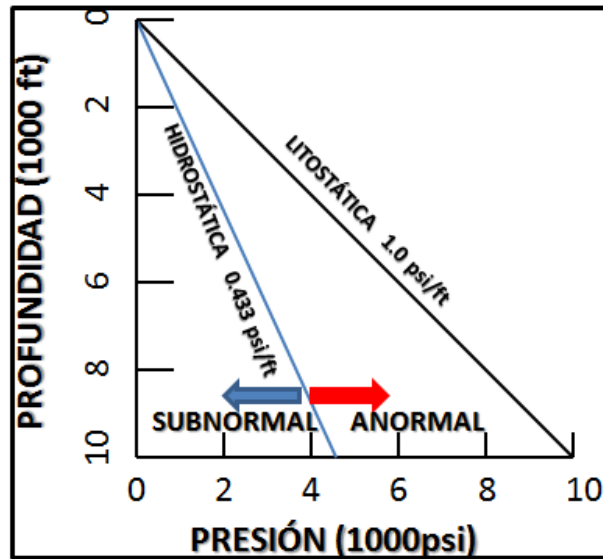
1.1.2 Esfuerzos en la roca

Teniendo en cuenta que la roca en el yacimiento es porosa y se encuentra saturada de fluidos, y sobre ella se encuentra una columna de roca la cual ejerce una presión sobre la misma, la gravedad ejerce el esfuerzo llamado presión litostática, que es el esfuerzo que sufre un determinado punto de la Tierra debido al peso de las rocas que yacen sobre ella. Se pueden definir los siguientes componentes como la presión litostática P_{lit} que incrementa con la profundidad, corresponde a la presión ejercida por la roca.

$$P_{lit} = \rho \cdot g \cdot z \quad (1.3)$$

Donde ρ es la densidad media de las rocas que hay por encima del punto, g el valor de la aceleración de la gravedad y z la profundidad. El componente P_h es conocida como la presión hidrostática, y corresponde a la presión de fluido intersticial equivalente a la presión de la columna hidrostática; asociados a estos, también se encuentran los conceptos de presiones normales, anormales o subnormales. La presión normal ó hidrostática es causada primordialmente por el peso de la columna de agua. El gradiente de las presiones normales es aproximadamente 0.433 psi/ft. Este gradiente de presión es solamente de referencia que se usa con el propósito de comparar. En general se afirma que las presiones son normales para una profundidad si caen o están localizadas cerca del gradiente de presión normal o sea que en la práctica se habla de que si tienen un gradiente que oscila entre 0.40 y 0.50 psi/ft se dice que la presión es normal. Las presiones anormales o Geopresiones son aquellas que son significativamente altas para la profundidad en consideración. En una gráfica de profundidad versus presión estas presiones siempre van a caer o estar graficadas a la derecha de lo que se considera presiones normales o hidrostáticas; también se pueden definir como aquellas presiones que se expresan en un gradiente de más de 0.50 psi/ft. Ver figura 5.

Figura 5. Presiones Normales, Anormales y Subnormales



Fuente: Modificado de: http://www.glossary.oilfield.slb.com/en/Terms/a/abnormal_pressure.aspx

Ambas presiones (P_{lit} y P_h) dan lugar al esfuerzo total S_v y puede asumirse que son uniformemente proporcionales a la profundidad. El resultado de tener un fluido presurizado en el medio poroso es que tanto el fluido como la roca soportan los esfuerzos que se ejerce sobre él. Este concepto es el principio de esfuerzo efectivo, que establece que el esfuerzo que afecta el comportamiento de un material sólido es el esfuerzo aplicado menos el soporte de la presión del fluido intersticial o presión de poro. La relación también se denomina principio de esfuerzo neto y se expresa de la siguiente manera:

$$\sigma' = S_v - P \quad (1.4)$$

El efecto del esfuerzo que se aplica al medio poroso depende de los siguientes casos:

- 1) Se está drenando fluidos de la formación que se está comprimiendo.
- 2) El fluido contenido en el yacimiento no tiene vías de migración.

El primer caso corresponde al drenaje de fluidos del yacimiento por compactación de la roca como mecanismo de producción, y el segundo caso tiene origen en la sedimentación, cuando el fluido queda confinado debido a que la velocidad de depositación fue mayor a la de expulsión de los fluidos, generando sobrepresión en sistemas con baja permeabilidad.

1.1.3 Estado de esfuerzos y esfuerzos principales

Como ya ha sido expuesto en las secciones anteriores, cualquier punto de roca en la tierra soporta el peso de la carga de las rocas suprayacentes y en consecuencia el esfuerzo vertical que se genera sobre la misma, pero no solo se presentan esfuerzos en la dirección vertical ya que en cierto modo se transmiten en todas las direcciones, aunque no siempre con el mismo valor. Además, las rocas adyacentes pueden transmitirle fuerzas que pueden provenir de causas diversas. Puede considerarse que los esfuerzos que actúan sobre cada plano se componen dando un único esfuerzo resultante. No obstante, dado que por un punto pasan infinitos planos, habrá infinitos vectores esfuerzo actuando.

Estado de esfuerzo ^[4]

Corresponde al conjunto de los infinitos vectores de esfuerzo que actúan sobre los infinitos planos que pasan por un punto, en un instante dado. Por lo tanto no es una magnitud vectorial, sino una cantidad física compuesta de infinitos vectores, que se denomina un tensor de segundo orden. Los tensores son cantidades físicas que expresan diferentes cosas. Los tensores de orden cero son los llamados escalares, cantidades físicas que se expresan por un simple número, p. ej. La temperatura en la habitación: $T = 25 \text{ }^\circ\text{C}$.

^[4] Ibid., p 17-21.

Los tensores de primer orden son los vectores, cantidades físicas que representan una intensidad, pero también una dirección en el espacio y un sentido. Los vectores se pueden expresar en el sistema cartesiano mediante 3 números que representan las coordenadas de sus extremos. Ej. Una fuerza expresada como F : (6, 3, 4) es una fuerza cuya dirección en el espacio viene dada por las coordenadas de su extremo: $x = 6$, $y = 3$, $z = 4$ y cuya magnitud es: $F = (6^2 + 3^2 + 4^2)^{1/2} = 7,81$ unidades de fuerza (sean Newtons, Libras, etc.). Las tres cantidades que definen el vector se denominan sus componentes. Los tensores de segundo orden son cantidades físicas que representan, infinitos vectores o que expresan una propiedad que permite establecer una relación entre dos vectores.

Tensor de esfuerzo ^[5]

Normalmente, un tensor de segundo orden necesita 9 cantidades o componentes para ser definido. En el caso del tensor de esfuerzo, se eligen los tres planos, perpendiculares a cada uno de los tres ejes cartesianos de coordenadas y se escogen, en cada plano, tres componentes del vector esfuerzo que actúa sobre él: la componente normal y las dos componentes de cizalla que actúan según las direcciones paralelas a los ejes de coordenadas paralelas al plano (Figura 4). Las componentes se denotan como σ_{ij} , donde i es el eje de coordenadas al cual es perpendicular el plano en cuestión, y j es el eje al cual es paralela la componente. El tensor de esfuerzos se expresa entonces como:

$$\sigma_{ij} = \begin{vmatrix} \sigma_{xx} & \tau_{xy} & \tau_{xz} \\ \tau_{yx} & \sigma_{yy} & \tau_{yz} \\ \tau_{zx} & \tau_{zy} & \sigma_{zz} \end{vmatrix} \quad (1.5)$$

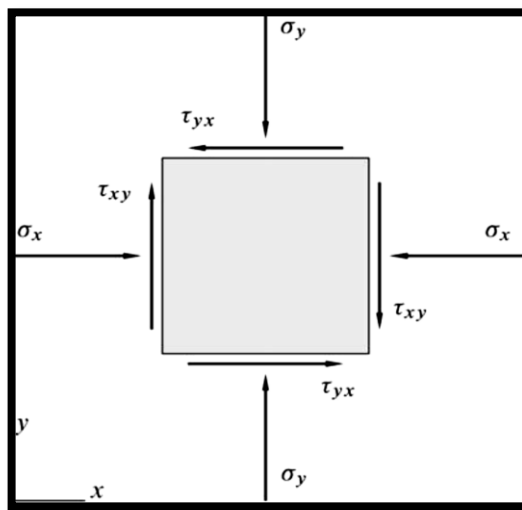
No todos los nueve componentes del tensor de tensión son independientes, sin embargo. Considere la posibilidad de un pequeño cuadrado del plano xy , los

^[5] Ibid., p. 18

esfuerzos actuando en el cuadrado que está en reposo, por lo tanto, no hay fuerza de traslación o de rotación neta puede actuar sobre el mismo. Asumiendo que está en equilibrio rotacional, entonces:

$$\tau_{xy} = \tau_{yx} \quad (1.6)$$

Figura 6. Estado de esfuerzos en dos dimensiones



Fuente: Petroleum related rock mechanics 2nd edition, Fig 1.4, pg 4.

Esfuerzos Principales

El estado de esfuerzo se puede representar mediante una figura geométrica, y consiste en una superficie tridimensional que se obtiene uniendo todos los extremos de los vectores esfuerzo que actúan sobre un punto en un instante dado. Una forma de representar el estado de esfuerzos en tres dimensiones es mediante un elipsoide de tres ejes, en el caso general.

Esta figura se denomina elipsoide de esfuerzo. Cada elipsoide de esfuerzo tiene tres ejes perpendiculares entre sí, que se llaman esfuerzos principales, y las direcciones según las cuales actúan se denominan direcciones principales. En el cual uno de ellos es el mayor de todos los esfuerzos de ese particular estado, otro es el menor y el tercero es un esfuerzo de valor intermedio entre los anteriores, que actúa según una dirección perpendicular a los dos. Se denotan como σ_1 , σ_2 , σ_3 . Una propiedad importante de los esfuerzos principales es que son siempre esfuerzos normales, por lo tanto, los tres planos perpendiculares entre sí que contienen a los ejes del elipsoide son aquellos sobre los que actúan los esfuerzos principales, y se llaman planos principales del elipsoide de esfuerzo. Si se elijen los ejes de coordenadas de forma que sean paralelos a los ejes del elipsoide, el tensor de esfuerzos se reduce a:

$$\sigma_{ij} = \begin{bmatrix} \sigma_1 & 0 & 0 \\ 0 & \sigma_2 & 0 \\ 0 & 0 & \sigma_3 \end{bmatrix} \quad (1.7)$$

En este caso las componentes de cizalla son cero. La magnitud y orientación de los esfuerzos principales caracterizan completamente el estado de esfuerzo.

1.1.4 Otros esfuerzos ^[6]

Cualquier tensor de esfuerzos consta de dos matrices simétricas:

$$\begin{bmatrix} \sigma_{xx} & \tau_{xy} & \tau_{xz} \\ \tau_{xy} & \sigma_{yy} & \tau_{yz} \\ \tau_{xz} & \tau_{yz} & \sigma_{zz} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \sigma_m & 0 & 0 \\ 0 & \sigma_m & 0 \\ 0 & 0 & \sigma_m \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \sigma_{xx} - \sigma_m & \tau_{xy} & \tau_{xz} \\ \tau_{xy} & \sigma_{yy} - \sigma_m & \tau_{yz} \\ \tau_{xz} & \tau_{yz} & \sigma_{zz} - \sigma_m \end{bmatrix} \quad (1.8)$$

La primera corresponde al tensor de esfuerzo promedio y la segunda el tensor de esfuerzo deviatorio.

^[6] Otros tipos de esfuerzos – Zuly Calderón Carrillo

Esfuerzo Promedio

Representa el componente isotrópico del tensor de esfuerzos y se calcula como el promedio aritmético de los tres esfuerzos.

$$\sigma_m = \frac{\sigma_x + \sigma_y + \sigma_z}{3} \quad (1.9)$$

En términos de esfuerzos principales,

$$\sigma_m = \frac{\sigma_1 + \sigma_2 + \sigma_3}{3} \quad (1.10)$$

Esfuerzo Deviatorio

Constituye el componente anisotrópico del tensor de esfuerzos y se calcula como la diferencia entre el esfuerzo total y el esfuerzo promedio, usualmente es considerablemente menor que el esfuerzo isotrópico promedio, además controlan cambio de forma o distorsión de un cuerpo.

$$\begin{bmatrix} \sigma_{xx} - \sigma_m & \tau_{xy} & \tau_{xz} \\ \tau_{xy} & \sigma_{yy} - \sigma_m & \tau_{yz} \\ \tau_{xz} & \tau_{yz} & \sigma_{zz} - \sigma_m \end{bmatrix} \quad (1.11)$$

Esfuerzos Invariantes

Aunque los elementos del tensor de esfuerzos pueden variar según el sistema de coordenadas seleccionado, los vectores propios del tensor de esfuerzos, siguen siendo los mismos y esta es la razón por la cual son llamados esfuerzos invariantes.

$$I_1 = \sigma_x + \sigma_y + \sigma_z \quad (1.12)$$

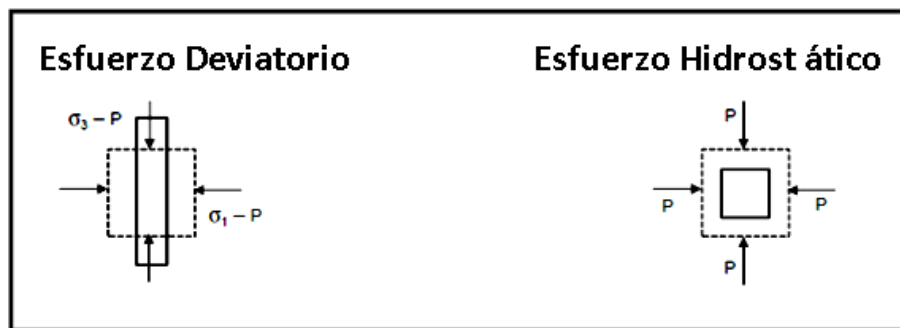
$$I_2 = -(\sigma_x\sigma_y + \sigma_y\sigma_z + \sigma_z\sigma_x) + \tau_{xy}^2 + \tau_{yz}^2 + \tau_{xz}^2 \quad (1.13)$$

$$I_3 = \sigma_x\sigma_y\sigma_z + 2\tau_{xy}\tau_{yz}\tau_{xz} - \sigma_x\tau_{yz}^2 - \sigma_y\tau_{xz}^2 - \sigma_z\tau_{xy}^2 \quad (1.14)$$

Esfuerzo Hidrostático

Cuando los esfuerzos principales son iguales el estado de esfuerzos es llamado hidrostático y corresponde al estado de esfuerzos de un fluido, el esfuerzo de corte es cero y físicamente se puede decir que el esfuerzo hidrostático puede causar cambios de volumen pero no de forma en el material. Ver figura 7.

Figura 7. Esfuerzo Deviatorio e Hidrostático



Fuente: Otros tipos de esfuerzos – Zuly Calderón Carrillo

Como se observa en la figura 7, mientras que el esfuerzo deviatorio controla el cambio de forma o distorsión de un cuerpo el esfuerzo hidrostático controla el cambio de volumen. En la siguiente sección se analizará más concretamente los cambios en las rocas tanto por cambio en tamaño, como la distorsión y su movimiento relativo.

1.2 DEFORMACIÓN

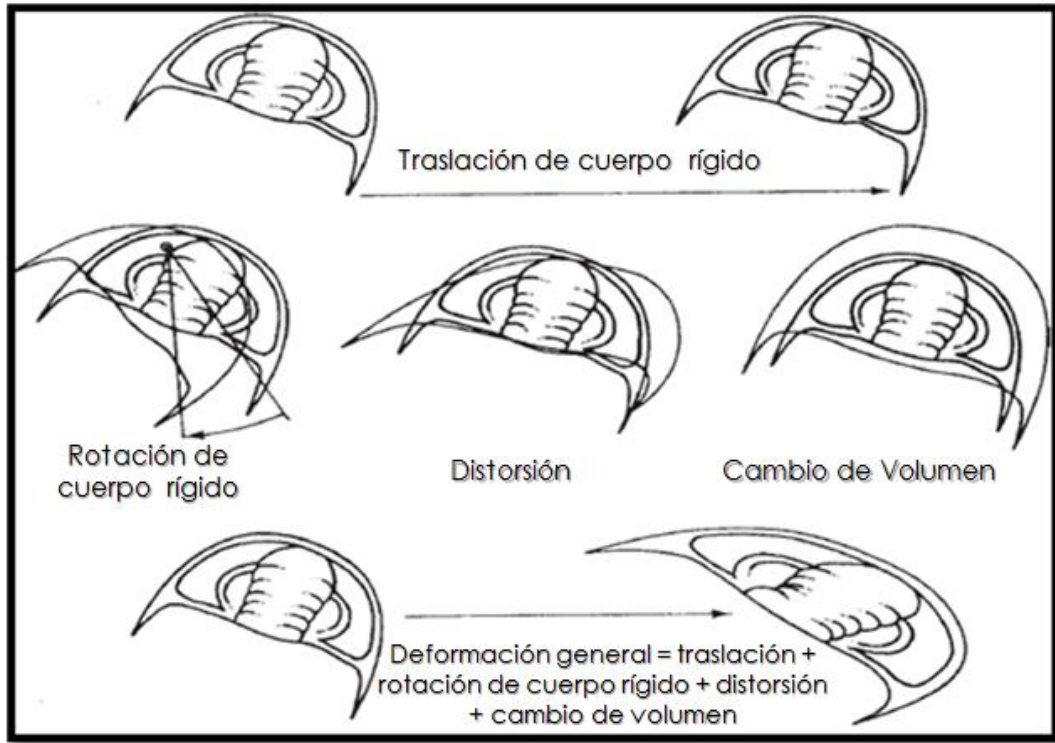
“Se define deformación como cualquier cambio en la posición o en las relaciones geométricas internas sufrido por un cuerpo como consecuencia de la aplicación de un campo de esfuerzos y explicamos que una deformación puede constar de hasta cuatro componentes: translación, rotación, dilatación y distorsión”^[7].

Las deformaciones son causadas por esfuerzos, de forma que ambos conceptos están ligados por una relación de causa a efecto. También existe una diferencia a la hora de analizarlos, y es que los esfuerzos se definen y se analizan para un instante dado, mientras que las deformaciones miden cambios producidos en un intervalo de tiempo y se analizan comparando un estado final con uno inicial. Una deformación se puede conformar de hasta cuatro componentes: translación, rotación, dilatación y distorsión (figura 8). Las dos primeras componentes de la deformación producen cambios en la posición del cuerpo, pero no de su forma ni de sus relaciones geométricas internas, por lo que el cuerpo se mueve como un objeto rígido, lo anterior se denomina: deformaciones de cuerpo rígido o movimientos rígidos. Las dos últimas componentes de deformación producen cambios en la forma y/o en las relaciones geométricas internas.

La distorsión “*strain*” cambia la forma general del cuerpo y sus relaciones geométricas internas. Las partículas se alejan o se aproximan y las líneas cambian el ángulo que forman entre sí. Esto produce translaciones y rotaciones dentro del cuerpo que ya no se está comportando rígidamente.

^[7] José Ramón Martínez Catalán, Op. Cit., p 35-51.

Figura 8. Componentes de distorsión observadas con la cabeza de un trilobite.



Fuente: Tomado de *José Ramón Martínez Catalán*, (Curso 2002/2003), Geología Estructural y Dinámica Global, Universidad de Salamanca, Tema 2- Deformación, fig. 2-1.

En el sentido más general, para estudiar las deformaciones de las rocas se utilizan dos aproximaciones de la física, una de ellas la mecánica del medio continuo y la otra, la física del estado sólido. La primera de ellas enfoca el aspecto geométrico y mecánico, considerando una escala meso y macroscópica; la segunda se enfoca sobre los fenómenos ocurridos a nivel atómico y las consecuencias que éstos tienen, considerando cambios mineralógicos, químicos o de índole similar que ocurren durante la deformación.

La deformación interna puede clasificarse atendiendo a distintos criterios:
(Ver la tabla 2 para observar todos los tipos de deformación).

Continuidad

Si una deformación interna no separa ningún par de puntos materiales que estuvieran juntos antes de la deformación. En el caso contrario se denomina discontinua o no afín.

Resultados físicos

Según este criterio, la deformación se clasifica en frágil y dúctil:

- La deformación frágil es la que produce rotura, las rocas se fracturan al sobrepasar su límite de resistencia por lo que es deducible que la deformación frágil, es discontinua.
- La deformación dúctil puede subdividirse en elástica y permanente. Deformación elástica, es aquella en la cual se produce deformación por aplicación de un campo de esfuerzos pero si los esfuerzos se retiran, la deformación se pierde, recuperando el cuerpo su forma original. Las deformaciones plásticas y viscosas, son dos tipos de deformación continua en los que ésta permanece aun cuando el esfuerzo sea retirado, por lo que se denomina deformación permanente.

Geometría del resultado de la deformación interna

- Deformación Homogénea: las líneas que eran rectas antes de la deformación siguen siéndolo después y las rectas paralelas siguen siendo paralelas.
- Deformación No-homogénea: las líneas que eran rectas y paralelas no lo siguen siendo y representa el plegamiento de dos capas, en este caso la deformación es continua e no-homogénea.

Cantidad de deformación interna acumulada

Según este criterio se clasifican en:




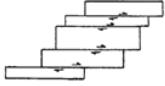




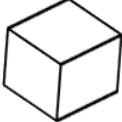

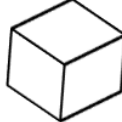
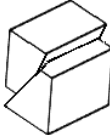


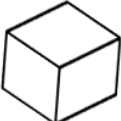

- Deformación finita, es la experimentada a lo largo de todo el proceso y, por tanto, es la que se analiza comparando los estados inicial y final.
- Deformación infinitesimal, se refiere a incrementos de deformación interna infinitamente pequeños. La integración de todos esos incrementos infinitesimales daría la deformación finita.
- Deformación incremental, se habla de ésta cuando los incrementos son finitos pero representan sólo una parte de la deformación.

Deformación con respecto a los ejes de la deformación

- Cizalla pura: las líneas paralelas a los ejes principales de la deformación no rotan, solamente serán elongadas; por ello esas líneas permanecerán paralelas a los ejes principales de la deformación; por esta característica se denomina "coaxial" a este tipo de deformación. Todas las demás líneas, es decir aquellas que no coinciden con los ejes principales rotan y serán elongadas en distintos grados, dependiendo de su posición en el cuerpo deformado.
- Cizalla simple: las líneas rotan pasando a través de los ejes principales de la deformación. Las únicas líneas que no rotan son aquellas líneas materiales paralelas a la dirección de la cizalla.

Otro concepto relacionado con la cantidad de deformación es el de vector de desplazamiento y se define como el vector que une la posición de un punto antes y después de la deformación. Ese vector no indica el camino seguido por el punto, sino que se limita a relacionar sus posiciones inicial y final.

Tabla 2. Tipos de deformación.

ESTADO INICIAL	ESTADO DEFORMADO	TIPO DE DEFORMACIÓN
		CONTINUA
		NO CONTINUA
		HOMOGÉNEA
		NO HOMOGÉNEA
		DÚCTIL (POR COMPRESIÓN)
		FRÁGIL (POR COMPRESIÓN)
		CIZALLA PURA (APLASTAMIENTO)
		CIZALLA SIMPLE

Fuente: Recopilación de *José Ramón Martínez Catalán*, (Curso 2002/2003), Geología Estructural y Dinámica Global, Universidad de Salamanca, Tema 2- Deformación.

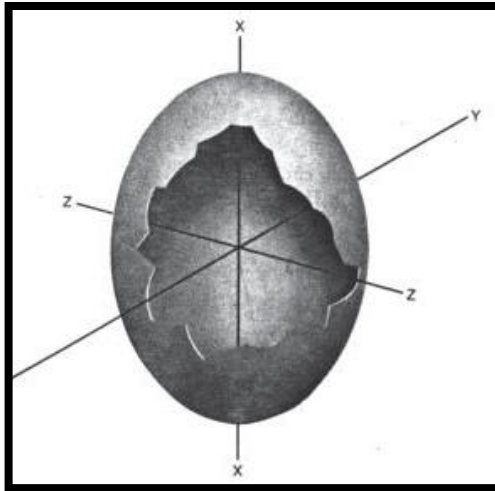
1.2.1 Tensor y planos principales de deformación

El tensor de esfuerzos se define como la cantidad física que expresa tanto cualquier deformación interna homogénea como la información sobre lo que sucede con las infinitas líneas que contiene el cuerpo deformado, sus elongaciones y cizallamientos, corresponde a un tensor de segundo orden que puede ser representado geoméricamente por un elipsoide, denominado de deformación.

El elipsoide de deformación, se define como la forma que adquiere una esfera de radio unidad al ser sometida a una deformación interna homogénea (figura 9). Cada elipsoide de deformación tiene tres ejes, perpendiculares entre sí, que se denominan ejes de la deformación. Los ejes de deformación perpendiculares entre sí se denotan con las letras X, Y, Z, por convención, X es mayor o igual que Y, el cual es mayor o igual que Z, por lo que el eje X es la línea más larga y el Z la más corta. Las direcciones de los ejes se denominan direcciones principales de deformación y son perpendiculares entre sí. Los tres planos perpendiculares entre sí que las contienen se llaman planos principales de la deformación. Las elongaciones de los ejes se denominan principales. De acuerdo con los valores de los ejes de la deformación, ésta puede clasificarse en tres tipos:

- **Deformación uniaxial:** Es aquella en la cual dos de los ejes de la deformación valen 1, lo que implica que sólo ha habido elongación en una de las direcciones principales.
- **Deformación biaxial:** Es aquella en la que uno de los ejes de la deformación vale 1. Cuando esto sucede, lo normal es que el eje que vale 1 sea el intermedio (Y) y, en ese caso, se dice que la deformación es de tipo “*plane strain*” (deformación plana en traducción literal).
- **Deformación triaxial:** Se da cuando ninguno de los ejes vale 1 ó, lo que es lo mismo, cuando ninguna de las tres elongaciones principales vale cero.

Figura 9. Elipsoide de deformación.



Fuente: Tomado de *José Ramón Martínez Catalán*, (Curso 2002/2003), Geología Estructural y Dinámica Global, Universidad de Salamanca, Tema 2- Deformación, fig. 2-14.

1.2.2 Medida y representación de la deformación interna

Las deformaciones del cuerpo rígido se miden por parámetros que expresan el cambio de posición: la translación rígida por la distancia recorrida por el cuerpo y la rotación rígida por el ángulo que éste ha girado. La medida de la deformación puede tomarse en cuenta mediante la evaluación de parámetros de tres tipos diferentes, que miden respectivamente cambios en la longitud de las líneas, cambios en los ángulos y cambios en volumen.

Cambios en la longitud

Para expresar la deformación longitudinal, se utilizan la elongación o extensión, el estiramiento, la elongación cuadrática y la deformación natural o logarítmica, y corresponde al cambio en longitud de una línea en relación con el estado indeformado.

$$e = (l_f - l_0) / l_0 = \Delta l / l_0 \quad (1.15)$$

Dónde:

l_0 = longitud inicial de la línea

l_f = longitud final.

Las elongaciones positivas (alargamiento) implican aumento en la longitud de las líneas y las negativas (acortamiento) disminución. El estiramiento de una línea es la relación entre sus longitudes inicial y final (figura 10):

$$S = l_f / l_0 \quad (1.16)$$

De 1.15 y 1.16 se obtiene que:

$$S = (1 + e). \quad (1.17)$$

Se llama elongación cuadrática al cuadrado del estiramiento:

$$S^2 = (l_f / l_0)^2 = (1 + e)^2 \quad (1.18)$$

La deformación natural o logarítmica se define como el logaritmo natural del estiramiento:

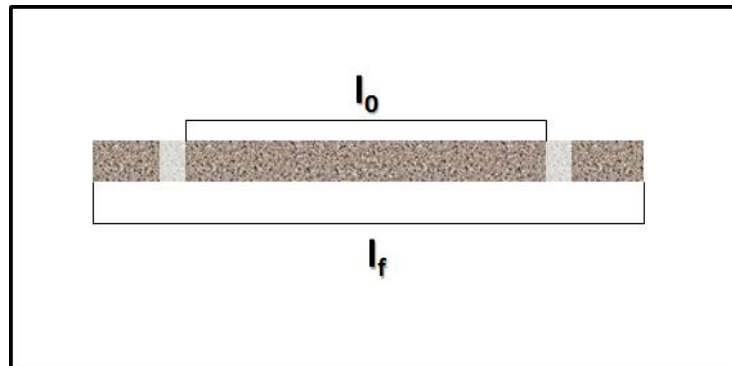
$$e = \Delta l / l_0 = dl / l \quad (\text{aplicando límites cuando } \Delta l \text{ tiende a } 0)$$

$$\int_{l_0}^{l_f} dl / l = \ln \left(\frac{l_f}{l_0} \right) = \ln(S) = \ln(1 + e) \quad (\text{Integrando los incrementos infinitesimales})$$

$$\epsilon = \ln(1 + e) = 1/2 \ln \lambda. \quad (\text{Propiedad de logaritmos}) \quad (1.19)$$

Aclarando que el valor de “e” no corresponde a la constante de Euler sino a la deformación longitudinal.

Figura 10. Elongación de un estrato.



Fuente: Autores

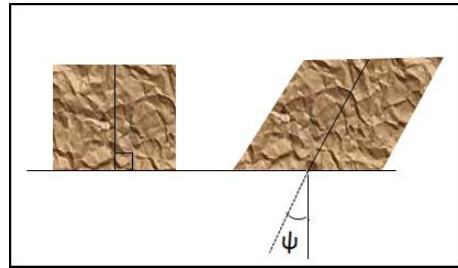
Cambios en los ángulos

Estos cambios se expresan por el ángulo de cizalla y valor de la cizalla. El ángulo de cizalla se define, a partir de dos líneas que eran inicialmente perpendiculares, como la deflexión experimentada por ese ángulo recto, es decir, por lo que se han apartado ambas líneas de su perpendicularidad inicial (figura 11). El valor de la cizalla es la tangente del ángulo de cizalla:

$$\varepsilon_{\psi} = \operatorname{tg} \psi \quad (1.20)$$

Este parámetro también puede dar una idea de cómo se han desplazado una serie de líneas paralelas unas con respecto a otras.

Figura 11. Deformación angular de un plano de roca.



Fuente: Modificado de *José Ramón Martínez Catalán*, (Curso 2002/2003), Geología Estructural y Dinámica Global, Universidad de Salamanca, Tema 2- Deformación, fig. 2-12.

Cambios en volumen

Se miden con la dilatación que corresponde a la relación entre el cambio de volumen y el volumen inicial:

$$D = (V_f - V_0) / V_0 = \Delta V / V_0 \quad (1.21)$$

En general, las dilataciones que se producen durante el proceso de compactación son negativas, es decir, las rocas suelen perder volumen al deformarse.

1.3 DIAGRAMA ESFUERZO-DEFORMACIÓN

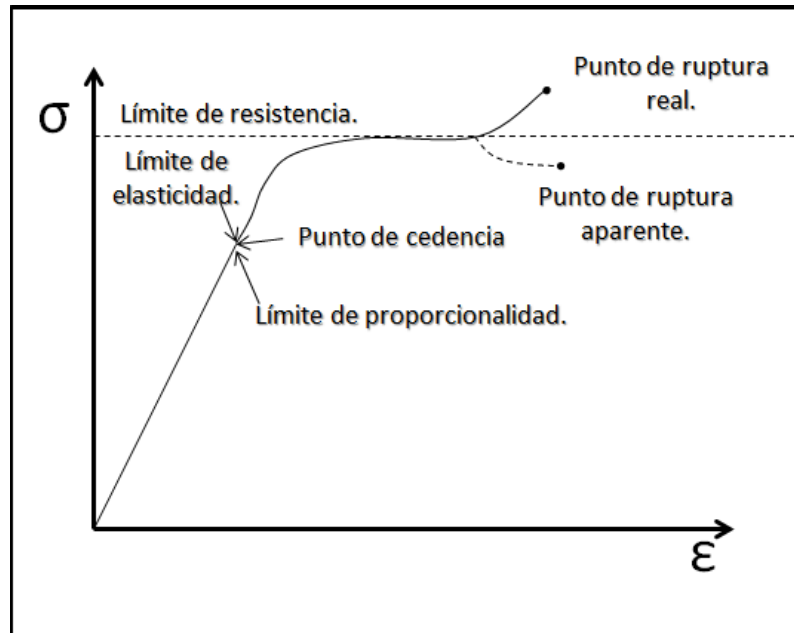
A partir de la construcción de un diagrama de esfuerzo – deformación se analiza la tendencia de la roca cuando se somete a esfuerzos permitiendo caracterizar la manera en que se comporta la misma. Los diagramas son similares si se trata del mismo material o similares y de manera general permite agrupar los materiales dentro de dos categorías con propiedades afines que se denominan materiales dúctiles y materiales frágiles. Ver figura 12.

Los puntos importantes del diagrama de esfuerzo deformación son:

- Límite de proporcionalidad: hasta este punto la relación entre el esfuerzo y la deformación es lineal.
- Límite de elasticidad: más allá de este límite el material no recupera su forma original al ser descargado, quedando con una deformación permanente.
- Punto de cedencia: aparece en el diagrama un considerable alargamiento o cedencia sin el correspondiente aumento de carga. Este fenómeno no se observa en los materiales frágiles.
- Esfuerzo último: máxima ordenada del diagrama esfuerzo vs. deformación.
- Punto de ruptura: cuando el material falla o se fractura.

Dado que el límite de proporcionalidad, elasticidad y punto de cedencia están tan cerca se considera para la mayoría de los casos como el mismo punto. De manera que el material al llegar a la cedencia deja de tener un comportamiento elástico. Para los primeros estados de la deformación, esta es normalmente casi lineal y con pendiente fuerte y va desde el origen a un punto llamado límite de proporcionalidad (ley de Hooke), lo que implica que para grandes aumentos del esfuerzo solo se desarrollan pequeñas deformaciones.

Figura 12. Diagrama general esfuerzo - deformación



Fuente: Modificado de, Singer F. (1982).

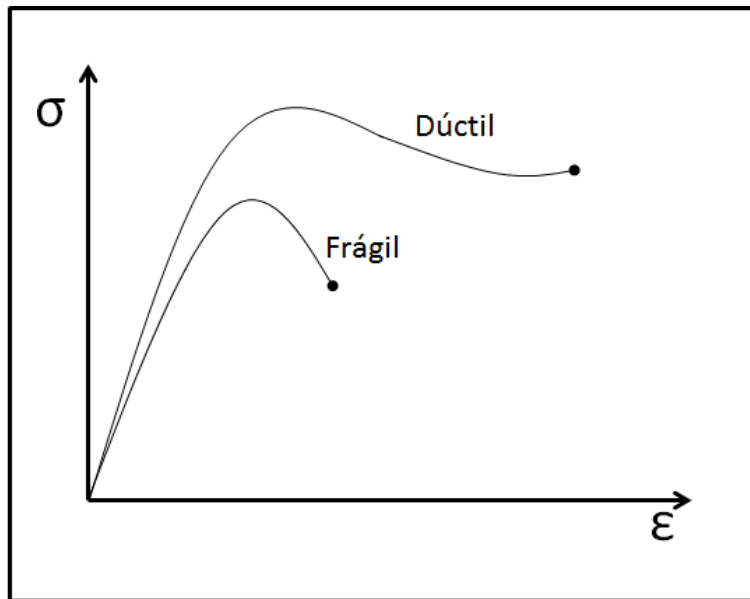
Luego de superar este límite se pasa a un nuevo estado de deformación, que constituye el límite elástico, el cual es el esfuerzo más allá del cual el material no recupera totalmente su forma original al retirarse el esfuerzo aplicado, sino que queda con una deformación residual llamada deformación permanente, avanzando en el diagrama se encuentra el punto de cedencia, que es aquel en el que aparece un considerable alargamiento o cedencia del material sin el correspondiente aumento de carga, un poco más adelante en el diagrama se tiene el esfuerzo último o límite de resistencia, éste es la máxima ordenada o el máximo valor de esfuerzo de la curva de Esfuerzo vs. Deformación y por último el punto de ruptura o esfuerzo en el punto de ruptura, donde el material colapsa. Los parámetros de la gráfica Esfuerzo vs. Deformación son:

σ = Esfuerzo aplicado, en el eje de las ordenadas.

ϵ = Deformación Unitaria, en el eje las abscisas.

Los diagramas de materiales dúctiles se caracterizan por ser capaces de resistir grandes deformaciones antes de ruptura, mientras que los frágiles presentan un alargamiento bajo cuando llegan al punto de ruptura (figura 13). En un diagrama Esfuerzo vs. Deformación se observa un tramo de recta inicial que va hasta un punto denominado límite de proporcionalidad. Este límite tiene gran importancia para la teoría de los sólidos elásticos, ya que esta se basa en el citado límite. Este límite es el superior para un esfuerzo admisible.

Figura 13. Tendencia general en un diagrama Esfuerzo - Deformación para un material dúctil y uno frágil.



Fuente: Modificado de Propiedades Mecánicas de los materiales, Metalografía – Universidad Tecnológica de Pereira, Fig. 16.

1.4 PRUEBAS DE LABORATORIO

Las propiedades mecánicas de una porción de roca dependen de su composición mineral o la disposición de los granos minerales o cualquier grieta que pueda haber inducida en ella durante su larga historia geológica por diagénesis o fuerzas tectónicas. Las propiedades mecánicas de la roca varían no sólo entre diferentes tipos de roca, sino también entre diferentes muestras de la misma roca. Sólo se puede obtener datos estimados de propiedades mecánicas de una roca dada a partir de tablas de ya desarrolladas en manuales. Las mediciones de núcleos también proveen datos vitales para los estudios de la compactación. Una prensa de carga produce esfuerzo o deformación sobre una muestra de núcleo y mide su respuesta, incluyendo los cambios del volumen poroso, los cambios de la presión de poros, la longitud y el diámetro. Estas pruebas también pueden examinar el efecto del cambio de los fluidos o de la temperatura sobre la deformación y la resistencia de las rocas. Se pueden aplicar condiciones de borde relacionadas con el esfuerzo o la deformación, similares a las esperadas en el campo. Dos condiciones de laboratorio comunes son las condiciones de borde relacionadas con el esfuerzo hidrostático y las relacionadas con la deformación uniaxial. En la condición de esfuerzos hidrostáticos, los tres esfuerzos principales son iguales. Ésta es la más simple de las condiciones de compresibilidad a aplicar pero no es representativa de las condiciones de campo reales. La condición de deformación uniaxial mantiene un área constante de sección transversal de la muestra, mientras que el esfuerzo axial cambia ya sea a través de la carga axial o a través de la reducción de la presión de poros en la muestra. En esta sección se describen las pruebas básicas de mediciones de laboratorio que se realizan habitualmente para medir las propiedades mecánicas de las rocas.

1.4.1 Prueba de compresión Uniaxial

El ensayo de compresión uniaxial, es el más antiguo y simple y sigue siendo ampliamente utilizado como prueba de mecánica de rocas, en el cual un cilindro circular recto o un prisma de roca se comprime entre dos placas rígidas paralelas (figura 14). Esta prueba se utiliza para determinar el módulo de Young, E, y también la resistencia a la compresión uniaxial, σ_c . En la versión más simple de esta prueba, se utiliza un núcleo cilíndrico que se comprime entre dos placas de metal paralelas. Se utiliza la presión hidráulica de fluido para aplicar la carga. La intención de esta prueba es inducir un estado de esfuerzo uniaxial en la muestra, es decir, el esfuerzo axial σ es la variable controlada, independiente, y la deformación axial es la variable dependiente. En otras palabras solo se aplicará un esfuerzo en la dirección axial del cilindro, los demás esfuerzos serán igual a cero.

$$\sigma = \tau_{zz}, \tau_{xx} = \tau_{yy} = \tau_{xy} = \tau_{yz} = \tau_{xz} = 0 \quad (1.22)$$

La deformación longitudinal puede ser medida por un medidor de deformación pegado a la superficie lateral de la roca.

Figura 14. Ejemplo del montaje de una prueba uniaxial.



Fuente: Tomado de, <http://www.imp.mx/comunicacion/gaceta/?imp=nota¬a=120328-4esp>.

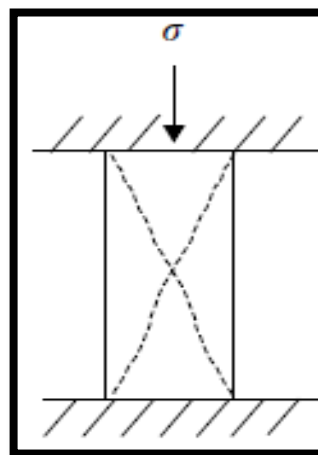
Alternativamente, el acortamiento total del núcleo en la dirección de la carga se puede medir por un extensómetro que monitorea el cambio de la distancia vertical entre las placas. En este caso, la deformación longitudinal se calcula a partir del acortamiento relativo del núcleo, es decir, $\epsilon = -\Delta L / L$. Si el estado de esfuerzo era de hecho uniaxial, entonces, el módulo de Young de la roca se puede estimar a partir de la relación:

$$E = \sigma / \epsilon \quad (1.23)$$

El esfuerzo se incrementa hasta que supera la resistencia de la roca y ésta falla. El esfuerzo a la que la roca falla se conoce como resistencia a la compresión uniaxial o uniaxial de la roca (UCS ó C_0), objetivo principal de la prueba.

Esta prueba es propensa a la aparición de errores, cuando la muestra presenta saturación de fluido durante la prueba, por ello es necesario retirar o drenar completamente el fluido de la muestra. Los resultados serán más exactos en un núcleo seco que en saturados, dado que el fluido al interior del núcleo interactúa con la condición de esfuerzo al interior del espacio poroso de la muestra.

Figura 15. Configuración estándar de una prueba de compresión uniaxial.



Fuente: Tomado de, Fundamentals of Rock Mechanics 4th edition, J. C. Jaeger, N. G.W. Cook, and R. W. Zimmerman, fig. 6.2, p 148-150.

Desafortunadamente el estado de esfuerzos real en el núcleo de roca, en una configuración como la de la figura 15, no será un estado homogéneo de compresión uniaxial. Esto se debe principalmente a la influencia restrictiva de las fuerzas de fricción que actúan a lo largo de la interfaz entre las placas y el núcleo. Un cierto estado de esfuerzo uniaxial llevaría a la expansión lateral asociada con el efecto Poisson.

$$\nu = - \frac{\varepsilon_x}{\varepsilon_y} \quad (1.24)$$

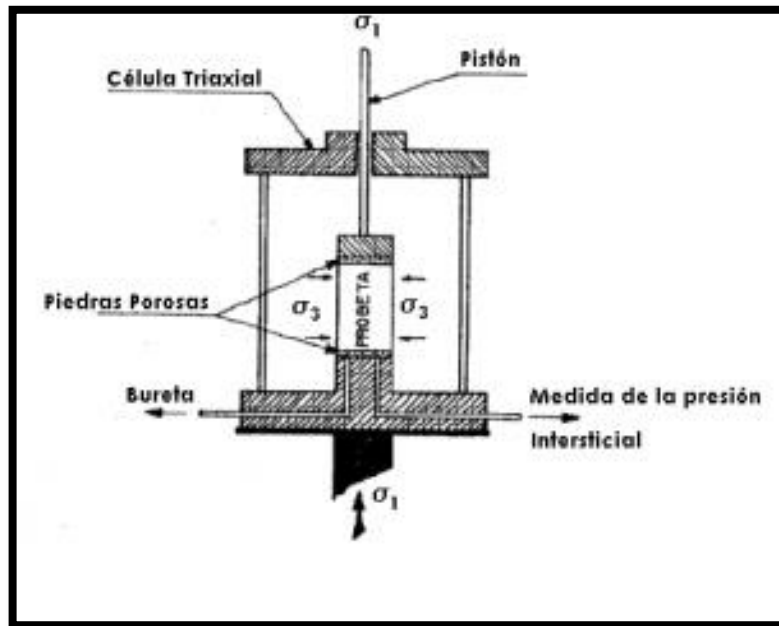
1.4.2 Prueba de compresión triaxial.

El ensayo de compresión triaxial es usado para determinar las características de esfuerzo-deformación y de resistencia al esfuerzo cortante de la roca; permite medir los esfuerzos en las tres direcciones principales (en realidad, son dos direcciones: la axial y la radial, ya que los esfuerzos horizontales o de confinamiento son iguales en cualquier ángulo medido en la horizontal). Para esto, el espécimen (o probeta de ensayo) requiere ser sumergido en una cámara (generalmente de agua o aceite por lo que la muestra debe ser aislada mediante un mecanismo de goma) que permite el confinamiento en la dirección radial, obsérvese en la figura 16 a.

Figura 16. Montaje de prueba triaxial.



a)



b)

Fuente. <http://ingenieriareal.com/tipos-de-pruebas-triaxiales/>

La medición de las deformaciones se hace mediante el uso de medidores de deformación, los cuales se presentan en diferente tipo, resistivos o inductivos; aunque estos medidores requieren de mayor atención debido al encamisado de la probeta y su confinamiento al interior de la cámara llena de fluido.

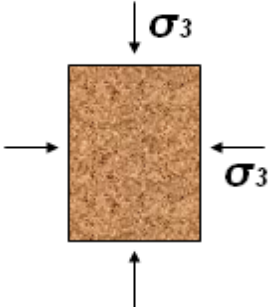
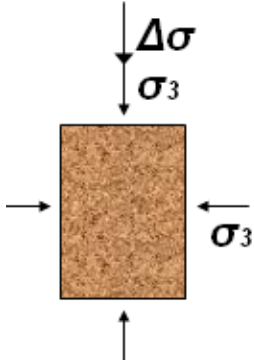
Los ensayos triaxiales constan de dos etapas.

- La primera, en la que la probeta de suelo es sometida a una presión hidrostática de fluido (Figura 16 b), con esfuerzos verticales iguales a los horizontales. Durante esta etapa, se dice que la probeta es "consolidada" si se permite el drenaje del fluido de los poros. Alternativamente, si el drenaje no puede ocurrir se dice que la probeta es "no consolidada".
- En la segunda etapa, llamada de aplicación del *Esfuerzo Deviatorio*, se incrementan los esfuerzos verticales (desviadores) a través del pistón vertical de carga, hasta la falla. En esta etapa el operador tiene también la opción de permitir el drenaje y por lo tanto eliminar la presión neutra o mantener la válvula correspondiente cerrada sin drenaje. Si la presión neutra es disipada se dice que el ensayo es "drenado", en caso contrario se dice que el ensayo es "no drenado".

De la diferencia de procedimientos, los ensayo triaxiales pueden ser clasificados en. Ver la tabla 3.

- No consolidados-no drenados (UU) o rápidos (Q). Se impide el drenaje durante las dos etapas del ensayo.
- Consolidados-no drenados (CU) o consolidados rápidos (RC). Se permite el drenaje durante la primera etapa solamente.
- Consolidados-drenados (CD) o lentos (S). Se permite el drenaje durante todo el ensayo, y no se dejan generar presiones neutras aplicando los incrementos de carga en forma pausada durante le segunda etapa y esperando que el suelo se consolide con cada incremento.

Tabla 3. Descripción de procedimientos en los distintos tipos de pruebas triaxiales.

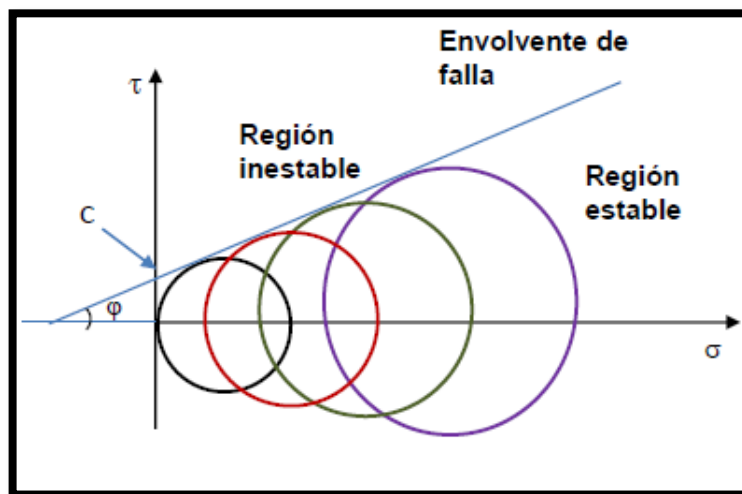
Tipo de Prueba	<p style="text-align: center;">Paso 1.</p> 	<p style="text-align: center;">Paso 2.</p> 
Consolidados - Drenados	<p>Aplique presión de cámara, σ_3. Permita un drenaje total de manera que la presión de poro del agua ($P=P_o$) desarrollada sea cero.</p>	<p>Aplique el esfuerzo desviador, $\Delta\sigma$, lentamente. Permita el drenaje, de manera que la presión de poro del agua ($P=P_d$) desarrollada al aplicar $\Delta\sigma$ sea cero. En la falla, $\Delta\sigma = \Delta\sigma_f$; presión de poro del agua $P_f = P_o + P_d = 0$.</p>
Consolidados - No drenados	<p>Aplique presión de cámara, σ_3. Permita un drenaje total de manera que la presión de poro del agua ($P=P_o$) desarrollada sea cero.</p>	<p>Aplique el esfuerzo desviador, $\Delta\sigma$, lentamente. No permita el drenaje ($P=P_d \neq 0$) desarrollada al aplicar $\Delta\sigma$ sea cero. En la falla, $\Delta\sigma = \Delta\sigma_f$; presión de poro del agua $P_f = P_o + P_d = 0 + P_{d(f)}$ (la presión de poro al final va a ser la desarrollada durante la segunda parte de la prueba).</p>
No Consolidados – No drenados	<p>Aplique presión de cámara, σ_3. No permita el drenaje, de manera que la presión de poro del agua ($P \neq P_o$) desarrollada no sea cero.</p>	<p>Aplique el esfuerzo desviador, $\Delta\sigma$, lentamente. No permita el drenaje ($P=P_d \neq 0$) desarrollada al aplicar $\Delta\sigma$ sea cero. En la falla, $\Delta\sigma = \Delta\sigma_f$; presión de poro del agua $P_f = P_o + P_{d(f)}$ (la presión de poro al final va a ser la adición de la desarrollada durante la toda la prueba).</p>

La Resistencia al Esfuerzo Cortante de un suelo (T_f), en función de los esfuerzos totales, se determina usando la Ley de Coulomb:

$$T_f = c + \sigma \tan \varphi \quad (1.25)$$

Generalmente cada prueba se realiza con tres o cinco probetas de la misma muestra de suelo, bajo esfuerzos confinantes distintos. La representación de los resultados en el diagrama de Mohr (figura 17) está constituida por una serie de círculos, cuya envolvente permite obtener los parámetros del suelo estudiado en el intervalo de esfuerzos considerado.

Figura 17. Criterio de falla de Mohr-Coulomb.



Fuente. Tomado de, diapositivas “*criterios de falla de Zuly Calderón*”.

1.5 ELASTICIDAD

Es una propiedad mecánica de ciertos materiales que pueden sufrir deformaciones reversibles cuando se encuentran sujetos a la acción de

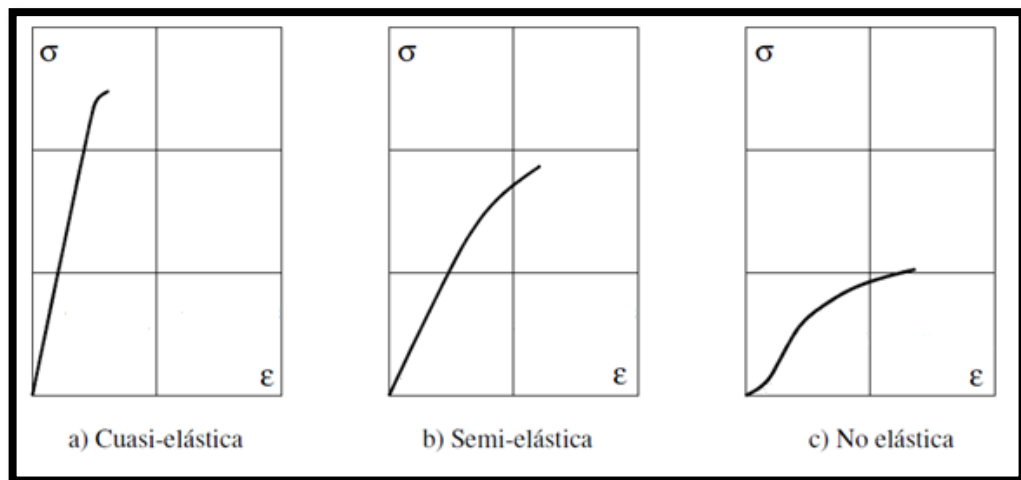
fuerzas externas y de recuperar su forma original si cesa la acción de estas fuerzas. Es una propiedad de un material ideal y se puede vincular con los materiales que se utilizan en ingeniería. En las rocas en mayor o menor grado depende de tres factores principales: homogeneidad, isotropía y continuidad.

- La isotropía es una medida de las propiedades direccionales de un material. Es decir las rocas isotrópicas presentan siempre el mismo comportamiento independientemente de la dirección y conservan sus propiedades físicas y mecánicas. En el caso opuesto la anisotropía las propiedades varían con la dirección. Dado que muchas rocas tienen una orientación determinada en sus clastos o cristales, estas son estrictamente hablando anisótropas y deberá esperarse que reaccionen en forma diferente a aquellos esfuerzos que provienen de distintas direcciones, dependiendo esto del grado de anisotropía.
- La homogeneidad es una medida de la continuidad física de un cuerpo. De esta manera en una roca homogénea sus constituyentes deben preservarse en toda la roca. Puede decirse que están conformadas por un solo componente.
- La continuidad puede ser considerada como una referencia a la porosidad y/o a la cantidad de diaclasas y fallas en un cuerpo rocoso particular.

A partir de las anteriores definiciones se puede inferir que son propiedades muy ideales y teóricas ya que en la práctica las rocas son en alguna medida anisótropas, no homogéneas y discontinuas y por lo tanto no son perfectamente elásticas. De todas maneras, algunas rocas se pueden aproximar en grado variable a algunas propiedades elásticas, particularmente cuando están sometidas a bajas cargas de deformación. Obviamente la mayoría de las rocas elásticas deben ser de grano fino, masivo y compacto; por lo tanto las rocas almacén que tienen buena porosidad se alejan de este comportamiento. Un ejemplo de rocas con propiedades aproximadas a la de un material elástico son las rocas extrusivas

y algunas rocas metamórficas finamente granudas, que tienen una relación cuasi - lineal entre esfuerzo / deformación hasta el punto de ruptura, por lo cual se las puede denominar rocas cuasi - elástica. Rocas de menor elasticidad, son las rocas ígneas de grano grueso y sedimentos compactados de grano fino, con baja porosidad y una razonable cohesión, por lo que se las denomina rocas semi-elásticas. Estas tienen una relación esfuerzo / deformación en la cual la pendiente de la curva (equivalente al módulo de elasticidad bajo condiciones de cargas definidas) decrece con el incremento del esfuerzo.

Figura 18. Relación típica de esfuerzo-deformación para rocas.



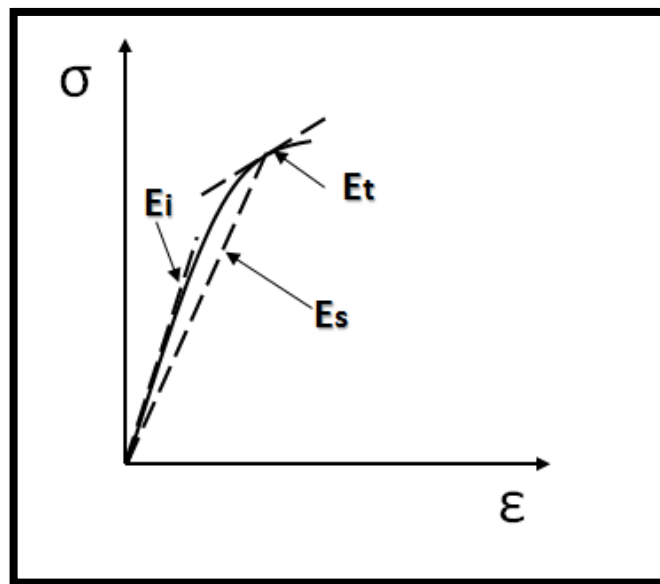
Fuente: Tomado de, Propiedades Elásticas de las rocas, Ing. Carlos A. CANOBA, Lic. Héctor R. FRAGA, 2004, Fig. 1.

Las rocas sedimentarias con alta porosidad se encuentran en la categoría no elásticas, la curva generalmente exhibe una zona inicial de incremento de la pendiente con el incremento de la carga, un rasgo que significa una compactación íntima y el cierre de grietas antes que cualquier deformación asimilable a la proporción lineal. Estas rocas tienden a exhibir características variables en la relación esfuerzo / deformación. Los rasgos principales de la relación esfuerzo / deformación para una roca competente puede ser generalizada en la forma de una curva con una zona aproximadamente lineal de máxima pendiente, que da

paso a una curva de pendiente decreciente con el incremento de la tensión, a medida que el punto de ruptura se alcanza.

En la figura 19 se presenta el comportamiento general de deformación para rocas bajo esfuerzos de compresión uniaxial, con el fin de reconocer la deformación elástica de las mismas más sin embargo se dificulta obtener un único valor para el módulo de elasticidad, debido a que se presentan en la curva tres parámetros de referencia: el módulo secante (E_s) en un punto particular, dando un valor promedio de E por debajo de un límite específico de carga, el módulo tangente (E_t) en un punto particular de la curva, dando un valor aparente de E a un esfuerzo específico o el módulo tangente inicial (E_i) la pendiente de la línea tangente pasando por el origen, dando el valor de E bajo las condiciones de carga 0 (cero), es el máximo valor de E que algunas veces se toma como aquel obtenido bajo condiciones descarga dinámica en una roca sin carga (o esfuerzo).

Figura 19. Parámetros para obtener el módulo de Young



Fuente: Modificado de, Propiedades Elásticas de las rocas, Ing. Carlos A. CANOBA, Lic. Héctor R. FRAGA, 2004, Fig. 2.

El valor de E obtenido en cualquier punto de la curva puede, para la roca promedio, estar estrictamente relacionado (Judd y Huber, 1961) a pesar de que sus valores pueden divergir tanto así como en un 100 %. Por esta razón el valor de E asociado para una roca es E_i , atento a que es el más preciso obtenido bajo las condiciones de ensayo en laboratorio. El E_t para una carga en particular se da entonces, variable desde un 100 a un 50 % de ese valor, dependiendo del tipo de roca y de las condiciones en que se carga y el módulo secante hasta el punto de rotura podrá variar del 90 al 50 % del E_i , dependiendo del tipo de roca. Así para una roca de grano fino cuasi-elástica $E_s = 0,9 E_i$ y para una roca de grano grueso anaelástica $E_t = 0,9 E_i$ para cargas elásticas ligeras, $E_t = 0,8 E_i$ para cercanas a la rotura y $E_s = 0,5 E_i$ en el punto de rotura. A continuación se presentan los rangos de valores para el módulo de Young en varias rocas sedimentarias, Basada en un amplio rango de diferentes fuentes (Hosking, 1955; Blair, 1955, 1956; Nicholls, 1961; Coates y Parsons, 1966; Windes, 1949, 1950), dependiendo el valor real fundamentalmente de la cohesión de la roca, donde el módulo de elasticidad de cualquier roca por medio de ensayos físicos y empíricos simples, con un error de $\pm 20\%$ con relación a su valor real. Esto es suficientemente preciso para la mayoría de los cálculos de diseño que incluyan rocas.

Tabla 4. Módulo de Young en rocas sedimentarias.

Roca	E (psi)
Arenisca	7.11 – 113.8 x 10 ⁵
Lutita	14.22 – 49.78 x 10 ⁵
Arcilla consolidada (Argilita)	28.45 – 71.12 x 10 ⁵
Caliza	14.22 – 113.8 x 10 ⁵
Dolomita	56.89 – 119.5 x 10 ⁵
Carbón	14.22 – 28.45 x 10 ⁵

Fuente: Modificado de, Propiedades Elásticas de las rocas, Ing. Carlos A. CANOBA, Lic. Héctor R. FRAGA, 2004, Tabla 1.

Rango de Elasticidad en rocas

Los tipos de rocas son definidas en términos de su relativa anelasticidad (cuasi, semi y no elásticas) pueden ser también delineadas en términos de su módulo elástico aparente. Así una roca cuasi-elástica tendrá un valor de $E = (8.53 - 15.65) \times 10^6$ psi, una semi-elástica entre $(5.7 - 10) \times 10^6$ psi y una no-elástica menor que (7.11×10^6) psi). Estos valores mencionados en cada caso corresponden al módulo tangente inicial (E_i).

1.5.6 Constantes elásticas y sus relaciones^[8]

Para definir cualquier material elásticamente se requieren dos de las cinco constantes elásticas disponibles para definir cualquier material elásticamente, ya que todos los módulos elásticos de materiales isotrópicos están interrelacionados. De manera que conociendo solo se requieren dos de las siguientes constantes: E (módulo de elasticidad), ν (coeficiente de Poisson), K (módulo de compresibilidad), G (módulo de rigidez) y λ (constante de Lamé). En la teoría elástica las más convenientes son G y λ , pero en los problemas de ingeniería donde la medida de la relación directa de una roca a una fuerza, se requiere una medida directa, E y ν son las más comúnmente citadas. A pesar de ello en la mayoría de las rocas cuasi y semi-elásticas, todas las constantes elásticas pueden ser relacionadas con buen grado de precisión.

Módulo de Young

$$E = \frac{\sigma}{\epsilon} \quad (1.26)$$

^[8] Propiedades elásticas de las rocas (traducción), Ing. Carlos A. CANOBA, Lic. Héctor R. FRAGA, Año 2004.

Independientemente si la roca es Inelástica o no-linealmente elástica, el módulo de Young no es una constante, pero puede ser definido como función del esfuerzo para cualquier roca que se aproxime al comportamiento elástico

Relación de Poisson

$$v = \frac{\epsilon_x}{\epsilon_y} \quad (1.27)$$

Es un parámetro adimensional y relaciona la deformación horizontal con la vertical

Módulo de Rigidez

$$G = \frac{\tau}{\gamma} \quad (1.28)$$

Relaciona el esfuerzo de corte con la deformación de corte

Módulo volumétrico

$$K = \frac{\sigma_p}{\Delta V/V} \quad (1.29)$$

Mide la resistencia a la compresión uniforme, y se obtiene de la prueba de compresión hidrostática.

Constante de Lamé

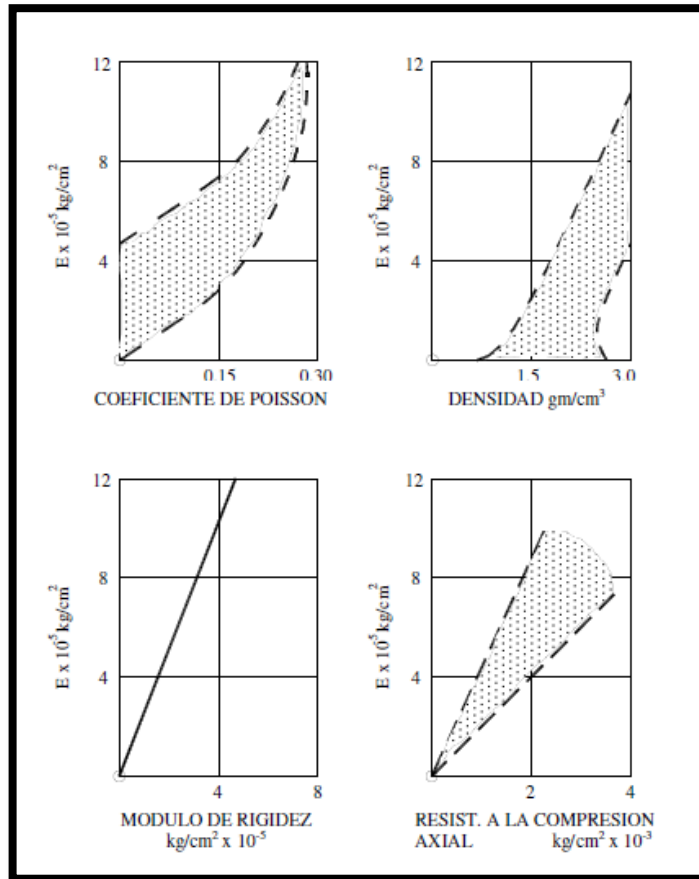
$$\lambda = \frac{Ev}{(1+v)(1-2v)} \quad (1.30)$$

Caracteriza el comportamiento elástico de un material, se obtiene experimentalmente.

Las relaciones entre E y ν y las otras constantes elásticas y físicas de las rocas fueron analizadas estadísticamente por Judd y Huber sobre la base de las observaciones de Blair y Windes, ellos asumen que puede existir una relación lineal directa para todas las rocas ensayadas entre el módulo de elasticidad y el módulo de rigidez y entre E y la resistencia a la compresión de la roca. Cualquier relación entre E / G , E / K o λ/G podría sugerir que si las rocas fuesen elásticas, entonces podría haber un valor constante de ν para todas las rocas, al margen de la magnitud de E .

El gráfico que relaciona E y ν reproducido en la Figura 20 muestra que mientras este ideal puede aproximarse en las rocas que posean un elevado módulo de elasticidad. La estable relación lineal entre G y E (Fig. 3) en esa forma aproximada de $E = 2,5 G$, sugiere que un valor constante de ν igual a 0,25 (3-5 y 3 -12) debe ser considerado seriamente, atento ello que muy bien puede ser que algunas de las discrepancias de la gráfica E / ν son debidas a mediciones erráticas de ν , que en la práctica raramente son satisfactorias. Ciertamente que en cualquier trabajo que involucra el análisis elástico de las rocas, existe suficiente evidencia para sugerir que para el valor de 0,25 para el coeficiente de Poisson, (ν) puede ser asumido aunque exista abrumadora evidencia en contra.

Figura 20. Relación entre el Módulo Elástico y la relación de Poisson, densidad, Módulo de Rigidez y la resistencia de la roca



Fuente: Tomado de Propiedades elásticas de las rocas (traducción), Ing. Carlos A. CANOBA, Lic. Héctor R. FRAGA, Año 2004., p. 9

El significado de la relación lineal entre la resistencia a la compresión de una roca (C_o) y el módulo de elasticidad, tomando la forma aproximada $E = 350 C_o$ y $G = 140 C_o$, recae en la confirmación que la resistencia de la roca está relacionada con la falta de flexibilidad (representada por E) y la falta de rigidez (representada por G) de la estructura interna de la roca. Otras importantes tendencias sugeridas por Judd y Huber relacionan G y E en una forma casi lineal con la densidad aparente de la roca y en una forma curvilínea con respecto a la velocidad de las ondas de tensión longitudinal de las rocas. Los efectos dinámicos pueden ser

considerados posteriormente, pero la relación aproximada entre E y la densidad tiene una importancia inmediata. Esta, por si sola, puede llevar a la conclusión de que la mayoría de los minerales que forman las rocas tienen similares pesos específicos, las propiedades elásticas de las rocas son afectadas en grado sumo por la estructura interna de la roca, representada especialmente por el tamaño del grano y el grado de compactación y la subsecuente presencia de poros en el interior de la roca. Se debe notar, a pesar de ello, que no existen indicadores de una relación correspondiente entre la densidad de la roca y la porosidad aparente. Esto es sorprendente y debe hacer caer algunas dudas sobre la validez de algunos ensayos sobre porosidad aparente como se aplican a las rocas que son diferentes de los suelos. Los ensayos normales de la porosidad aparente, basados en suelos de alta porosidad, saturados a la presión atmosférica, a lo largo de breves periodos de tiempo, son obviamente inapropiados para las rocas. La densidad aparente (ρ_a) de un material puede por lo tanto ser usada como una base para obtener un valor aproximado de E y desde aquí para otras constantes de las rocas por las reglas de estimaciones empíricas ("a ojo"):

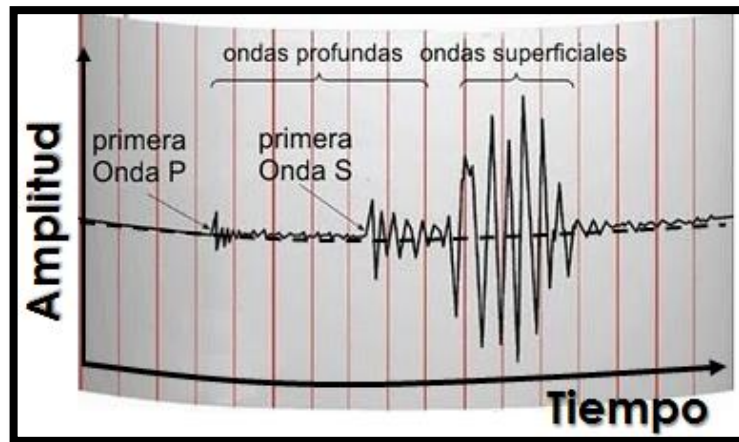
$$E = (12.8 (\rho_a - 2,1) \times 10^6) \text{ psi} \quad (1.31)$$

La precisión de estos valores puede caer en el rango de ± 20 %. Esto es aproximado, y para un cálculo preciso los valores obtenidos experimentalmente de E , provenientes de una amplia cantidad de muestras y tamaños debería ser esencial. A pesar de ello en muchos casos de diseños de obras en rocas han incluido grandes imprecisiones al asumir inicialmente que una roca en particular es inelástica. Por lo tanto se puede concluir que la relación entre las constantes elásticas de las rocas se cumple solo en isotrópicas que se comportan elásticamente lineales

1.5.6 Módulos elásticos dinámicos

Las constantes elásticas dinámicas pueden ser determinadas a partir de mediciones de velocidades de ondas elásticas. Estas velocidades pueden ser determinadas en laboratorio, mediante pruebas de resonancia y de pulso ultrasónico, también pueden ser determinadas en campo, usando el método de propagación de ondas sísmicas. Las ondas elásticas (Figura 21) pueden clasificarse en ondas de superficie e internas, éstas a su vez se dividen en las ondas P y S. Las ondas de superficie sólo pueden viajar a lo largo de la superficie de la roca mientras que las internas viajan a través del interior del cuerpo de la roca.

Figura 21. Ondas Sísmicas.



Fuente: <http://secre.ssn.unam.mx/SSN/Doc/Cuaderno1/ch2.html>

Las partículas de una onda p (Figura 22), longitudinal o de compresión oscilan en la dirección de propagación de la onda. Las ondas p son parecidas a las ondas sonoras ordinarias. Las ondas p son más rápidas que las ondas s o es decir después un temblor en un observatorio primeramente llegan las ondas p, secundariamente las ondas s.

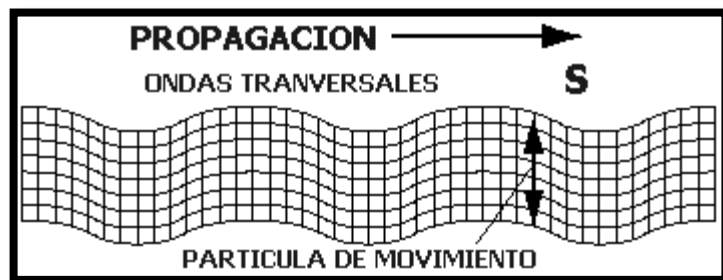
Figura 22. Ondas Longitudinales



Fuente: <http://secre.ssn.unam.mx/SSN/Doc/Cuaderno1/ch2.html>

Las partículas de una onda s (Figura 23), transversal o de cizalla oscilan perpendicularmente a la dirección de propagación. Se distingue las ondas cuyas partículas oscilan en el plano horizontal y perpendicular a la dirección de propagación, y las ondas cuyas partículas oscilan en el plano vertical y perpendicular a la dirección de propagación. En las ondas s polarizadas sus partículas oscilan en un único plano perpendicular a su dirección de propagación.

Figura 23. Ondas transversales



Fuente: <http://secre.ssn.unam.mx/SSN/Doc/Cuaderno1/ch2.html>

A continuación se presentan en la Tabla 5 las ecuaciones de Módulos elásticos en función de las velocidades de ondas elásticas.

Tabla 5. Módulos elásticos y velocidades de onda

Módulos Elásticos	Ecuación
Módulo de Young	$E = \frac{\rho V_s^2 (3V_p^2 - 4V_s^2)}{(V_p^2 - V_s^2)}$
Relación de Poisson	$\nu = \frac{(V_p^2 - 2V_s^2)}{2(V_p^2 - V_s^2)}$
Módulo de Rigidez	$G = \rho V_s^2$
Módulo Volumétrico	$K = \rho V_p^2 - \frac{4}{3} \rho V_s^2$
Constante de Lamé	$\lambda = \rho (V_p^2 - 2V_s^2)$

Fuente. Tomado de, diapositivas “Módulos Elásticos de Zuly Calderón”.

Los parámetros característicos de las rocas, que se determina con los métodos sísmicos son la velocidad de las ondas p y s, el coeficiente de reflexión, la densidad. Propiedades de las rocas, que influyen estos parámetros son entre otros:

- Petrografía, contenido en minerales.
- Estado de compacidad.
- Porosidad
- Saturación de fluidos
- Textura y estructura de la roca.
- Temperatura.
- Presión.

Una variación en una de estas propiedades de la roca puede ser relacionada por ejemplo con un límite entre dos estratos litológicos, con una falla o una zona de fallas, con un cambio en el relleno del espacio poroso de la roca. Velocidades de las ondas p y s de algunas rocas se presentan en la siguiente tabla:

Tabla 6. Valores de velocidad de ondas s y p, para rocas sedimentarias y fluidos

Material	V _p en ft/s (porosidad en %)	V _s en ft/s
Petróleo	3937 - 4593	
Agua	4922	
Lodo	4922 - 5906	
Lutita	5250 (40%) - 13451 (5%)	
Arenisca	6234 (40%) - 16076 (5%)	7052
Caliza	6234 - 11483	4428
Carbón	12795 (20%) - 20013 (0%)	
Sal	14764	
Dolomita	16076(20%) - 23294 (0%)	
Yeso y anhidrita	18700 - 20341	
Granito	17060	9840
Basalto	21000	

Fuente: SHERIFF & GELDART, 1991

1.5.7 Poroelasticidad

Los materiales porosos se asocian generalmente con objetos naturales, tales como rocas y suelos, así como con los tejidos biológicos, espumas, cerámica, y productos de papel. Modelos poroelásticos describen la interacción entre el movimiento del fluido y la deformación en los medios porosos. Por ejemplo, si el bombeo reduce significativamente las presiones de fluido de poro, el material se desplaza debido al aumento de la carga. Un modelo poroelástico implica el acoplamiento entre la ley de Darcy, que describe el flujo de fluido en medios porosos, con las ecuaciones para el desplazamiento estructural. Estas dos leyes de la física se pueden acoplar mediante ecuaciones constitutivas de Biot. Hasta ahora, se ha tratado a las rocas como si fueran materiales homogéneos, sólidos. Sin embargo, las rocas son generalmente materiales compuestos, y por lo tanto no

homogéneas a una escala microscópica. La forma como las rocas se comportan, su respuesta elástica, sus esfuerzos de falla, etc. dependen, en gran medida, en la parte no-sólida de los materiales. En esta sección se va a tener en cuenta el espacio vacío, que no sólo es esencial para el aceite que se produce del yacimiento, sino que también desempeña un papel importante en el comportamiento mecánico de la roca.

Primero se analizará una descripción macroscópica de medios porosos y permeables, lo que permite estudiar las propiedades mecánicas estáticas y dinámicas. Este enfoque se basa en la teoría de Maurice A. Biot. En esta sección se hará un enfoque a la descripción de un material poroso idealizado que es microscópicamente homogéneo e isótropo. Esta aproximación se denomina a veces como el límite Gassmann de la teoría de Biot.

1.6 COMPACTACIÓN

La compactación es una reducción del volumen de un yacimiento resultante de la reducción de la presión y la producción de fluidos (figura 24); en este caso, agua, aceite y gas. Cuando se produce fluido desde un yacimiento, el peso de los estratos de sobrecarga no se reduce pero sí lo hace la presión de poros, lo que incrementa el esfuerzo efectivo que actúa sobre la matriz sólida. El resultado de tener un fluido presurizado en un ambiente sólido es que tanto el fluido como el sólido soportan los esfuerzos sobre el material. De una forma más explícita, la presión de los estratos de sobrecarga al yacimiento debe ser soportada por el sistema roca-fluido. La presión de poro o del fluido corresponde por la ley de acción y reacción, en la parte de la presión litostática que debe soportar el fluido del yacimiento, y la diferencia entre la presión litostática y la presión de poro es la que le corresponde a la roca como tal, denominada esfuerzo efectivo. Como resultado, la roca tendrá que soportar cada vez más un mayor esfuerzo lo cual llevará a un reacomodamiento de los granos de la roca y generando la expulsión

de los fluidos, el movimiento de los granos conducirá a la compactación y a la consecuente subsidencia. El fenómeno de compactación puede aumentar el factor de recobro de hidrocarburos a medida que aumenta su valor y puede aprovecharse como mecanismo de producción. Sin embargo, también puede impactar negativamente produciendo subsidencia o hundimiento de la superficie. La compactación se depende de varios factores como la composición del material y el entorno que le rodea. Un yacimiento es un sistema complejo conformado por la fase roca y la fase fluido y sus alrededores. Entre los factores determinantes en el desarrollo de la compactación en yacimientos se encuentran:

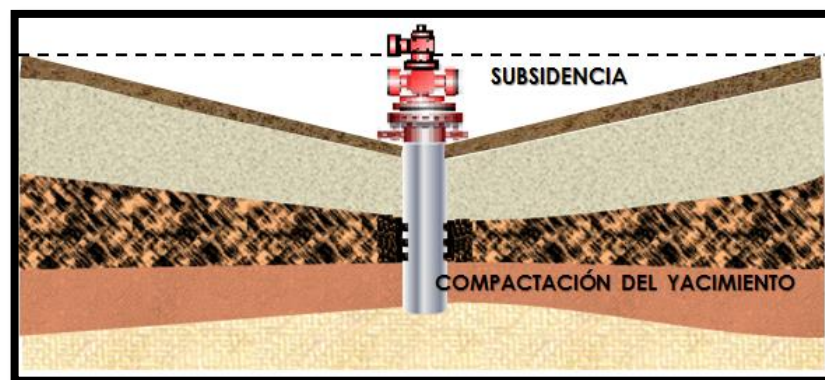
- La termodinámica de la formación.
- La composición química y mineralógica la roca.
- El tamaño de grano que compone la roca.
- El lapso de tiempo de aplicación del esfuerzo.
- La mojabilidad de la roca.
- La presión o esfuerzo aplicado.

Cada uno de ellos contribuye de una manera u otra al desarrollo del fenómeno de la compactación en yacimientos, y cada uno de ellos es más influyente que otro dependiendo del tipo de yacimiento en que se encuentre influenciando el proceso de compactación. Además de los factores anteriores existen otros factores que influyen en el grado de compactación de la roca. Essenfeld, basado en el trabajo de Finol y Farouq Ali, quienes a partir de la teoría de elasticidad lineal y del coeficiente uniaxial de compactación, describieron matemáticamente la reducción del espesor de un yacimiento, y los factores individuales que más afectan la compactación de un yacimiento, entre los cuales se encuentra:

- 1.-La reducción de la presión en los poros.
- 2.-El espesor de la formación.
- 3.-El valor del coeficiente uniaxial (vertical) de compactación.

Del trabajo ya citado de Finol y Farouq Ali se pudo obtener que la magnitud de la subsidencia en la superficie ira aumentando a medida que la profundidad del yacimiento disminuía. El grado de subsidencia también aumenta para yacimientos con mayor área. La compactación de un yacimiento y el consecuente hundimiento de la superficie pueden ser controlados por la inyección de fluidos, para así evitar la caída de presión ocasionada por la producción de hidrocarburos. Dentro de las consecuencias negativas que son generadas por la compactación se encuentra una severa alteración de la permeabilidad de la formación, induce la producción de la arena o afecta la estabilidad del pozo. En yacimientos compactados, el efecto de colapso de poro puede presentarse como resultado del aumento del esfuerzo aplicado y la remota posibilidad del reacomodo de las partículas del medio poroso, y el efecto de colapso de poro puede presentarse como resultado del aumento del esfuerzo aplicado y la remota posibilidad del reacomodo de las partículas del medio poroso. En yacimientos naturalmente fracturados se puede presentar la creación de nuevas fracturas y/o el cierre de algunas ya existentes. Los efectos de la compactación en diferentes ámbitos se ampliarán en el capítulo 3 de este trabajo.

Figura 24. Compactación del yacimiento y subsidencia del terreno

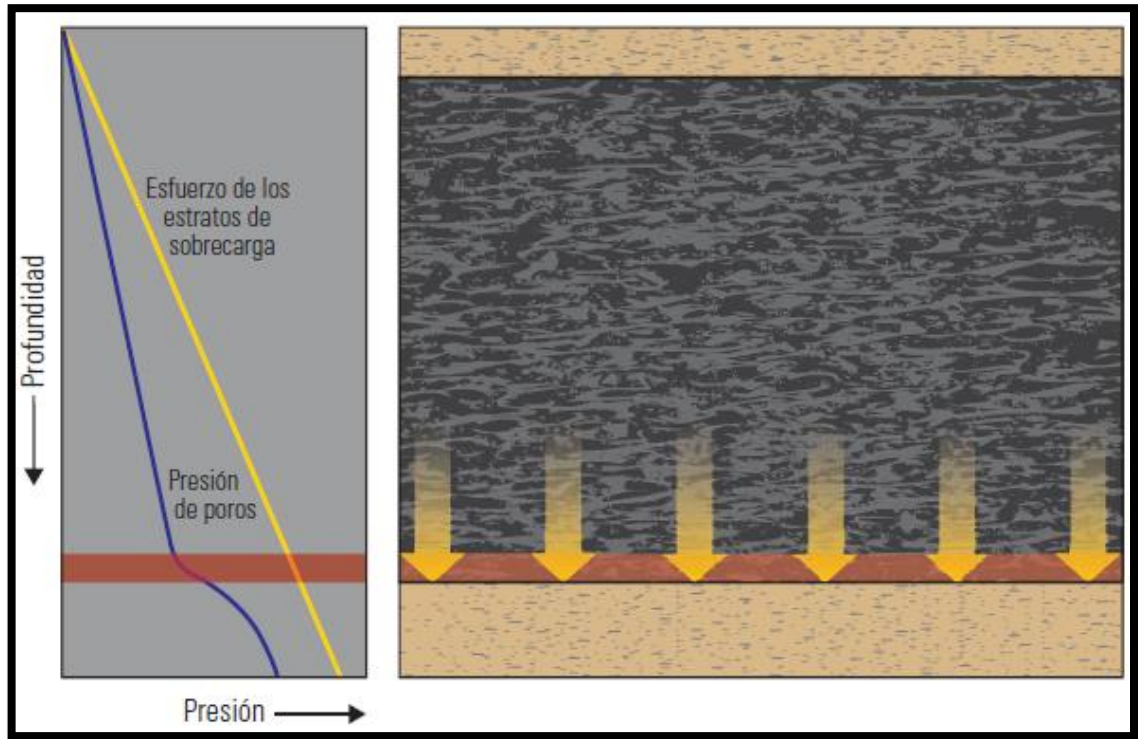


Fuente: Autores

Un medio poroso, tal como una formación productora de hidrocarburos, contiene fluidos dentro de su estructura sólida, durante la sedimentación el sedimento depositado debajo del agua puede exhibir alta porosidad inmediatamente después de la sedimentación y puede comportarse más como un líquido con material sólido en suspensión, que como un material sólido que contiene líquido. Conforme se acumula más sedimento, la capa original debe soportar el peso del material nuevo. Siempre que existan trayectorias para el fluido, parte del líquido será expulsado y la porosidad declinará. Al incrementarse la profundidad de sepultamiento de una capa de sedimentos, el peso de los sedimentos sobreyacentes aumenta, tendiendo a hacer salir fluido de la capa y a reducir su porosidad. La presión del fluido también aumenta con la profundidad. Si los estratos sobreyacentes se vuelven impermeables al flujo y el fluido no puede escapar lateralmente, conforme el proceso de sepultamiento adicional compacta el sedimento, la presión del fluido se incrementa más allá de la presión hidrostática (Figura 25). Esta sobrepresión del fluido también puede producirse cuando las tasas de sedimentación rápidas superan la tasa de expulsión del exceso de fluido proveniente de la formación, generando Geopresión por esfuerzos mecánicos. *“El esfuerzo de los estratos de sobrecarga sobre una formación, se incrementa con la profundidad debido al peso adicional de los estratos de sobre – carga. El esfuerzo ejercido por estos estratos se determina integrando la densidad de los mismos. La presión de poros también se incrementa con la profundidad, con un gradiente determinado por la densidad de la salmuera. Debajo de un estrato impermeable, el fluido intersticial se sobrepreciona a medida que la formación se compacta bajo el peso adicional, sin poder liberar el fluido intersticial”*^[9].

^[9]Dirk D., Tron Golder K., Neal B., Phillip D., Colin S. (Invierno de 2006/2007). COMPACTACION Y SUBSIDENCIA. Oilfield Reviwe #, 50–69.

Figura 25. Esquema del esfuerzo de los estratos de sobrecarga y presión de poros [8].



Fuente: Tomado de Dirk D., Tron Golder K., Neal B., Phillip D., Colin S. (Invierno de 2006/2007). COMPACTACION Y SUBSIDENCIA. Oilfield Review #, p. 52.

Lo anteriormente descrito sobre la sedimentación y su efecto sobre la compactación será ampliado en la siguiente sección.

1.6.1 Historia de la sedimentación

La compactación causa cambios irreversibles en la estructura de la roca. Los granos se reacomodan; las partículas de arcilla se deforman; las adherencias cementadas se rompen; e incluso los granos pueden ser aplastados bajo los efectos de los estratos de sobrecarga. El cambio en la porosidad debida a la compactación depende también del grado de sorting que presenta la roca inicialmente, una roca pobremente sorteada es menos porosa que una roca bien

sorteada, sin embargo la reducción en la porosidad con la profundidad es menos rápida para una roca pobremente sorteada. Una vez los granos más grandes se han reestructurado y cambiado el tipo de contacto entre ellos por el desplazamiento de granos pequeños, llevarán la mayoría de la carga y así protegerán los granos más pequeños de la fuerza externa. Los granos pequeños ocuparán el volumen permitido por el arreglo de los demás granos grandes, y continuará haciéndolo hasta el punto en que el esfuerzo empieza a comprimir los granos. A partir de estudios realizados en núcleos Atwater & Miller 1965, se pudo establecer que la porosidad se reduce siguiendo un comportamiento lineal a profundidades inferiores de los 1050 pies. En 1967 McCulloh por otro lado, define que el cambio de la porosidad con la profundidad no es lineal, este estudio se basó en 4,000 mediciones de porosidad de muestras de núcleos. Con las anteriores contradicciones se pudo determinar que la variación de la porosidad incluye también todos los procesos diagenéticos asociados con el enterramiento de los sedimentos.

1.6.2 Compresibilidad de la roca

La compactación es un cambio volumétrico producido en un yacimiento acompañado con una reducción de la porosidad y/o permeabilidad, la cual se encuentra ligada al concepto de compresibilidad de la roca, ésta relaciona los cambios de volumen con los cambios del esfuerzo aplicado.

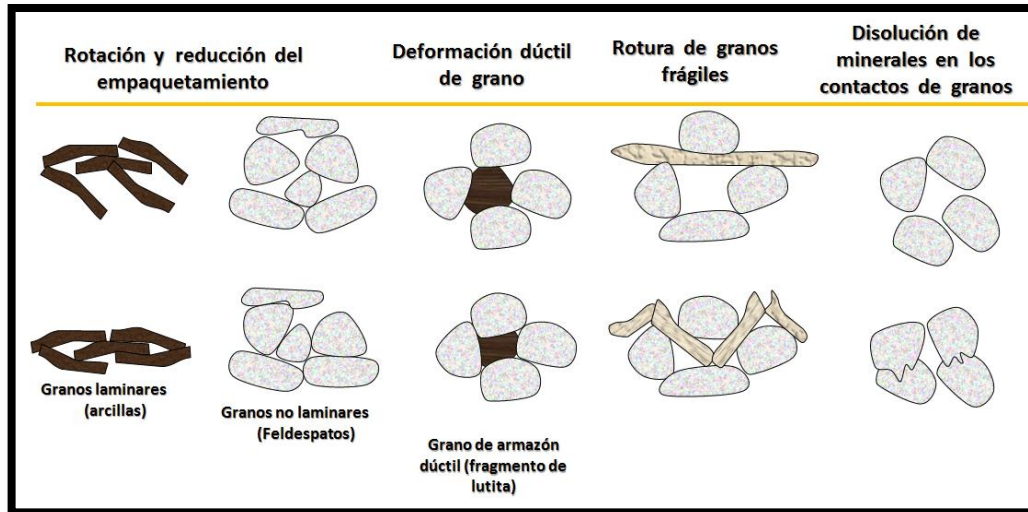
Existen muchas formas de expresar la compresibilidad de un medio poroso, pero comúnmente se utilizan dos:

- La compresibilidad del volumen de poros (C_{pv}): que es una medida del cambio del volumen poroso, causado por un cambio en el esfuerzo aplicado.

- La compresibilidad volumétrica (C_{bv}): es una medida del cambio del volumen aparente debido a un cambio en el esfuerzo aplicado, y es la inversa del módulo de compresibilidad.

El valor de la compresibilidad depende de la composición de la roca y de la historia de sedimentación y puede variar con la composición cambiante del fluido intersticial. Una arenisca granular competente habitualmente posee un valor de C_{pv} de aproximadamente 3×10^{-6} psi⁻¹; sin embargo, para las cretas altamente compresibles del Mar del Norte puede alcanzar los 100×10^{-6} psi⁻¹, esto está asociado a altos valores de porosidad incluso superiores al 40%. El cemento que adhiere los granos tiende a incrementar la rigidez de la roca, reduciendo su compresibilidad. La compactación es denominada como un proceso que reduce el volumen poroso y a su vez reduce el espesor de la formación productora debido a la compresibilidad de la roca (Figura 26). Generalmente, cuando ocurre la compactación de un yacimiento se añade una fuente importante de energía para la explotación de los hidrocarburos en sitio. La reducción del espesor del yacimiento productor es atribuible a la elasticidad de la roca porosa, en la que, por compresibilidad, se reduce el volumen de poros al disminuir la presión de los fluidos remanentes allí. Las formulaciones para las relaciones entre la compresibilidad de la roca y la porosidad de la misma se darán en el siguiente capítulo.

Figura 26. Efectos de la compresión en las rocas.

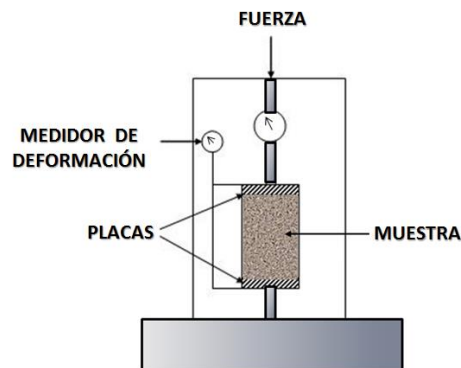


Fuente: Modificado de, <http://www.spec2000.net/09-compress.htm>

1.6.3 Comportamiento elástico de la compactación

Como fue tratado en la sección anterior de conceptos de Geomecánica, la elasticidad de una roca es definida como la capacidad que tiene un material para deformarse y volver a su estado natural después de haber aplicado un esfuerzo externo sobre dicho material. Se considera una muestra cilíndrica de roca y una fuerza F es aplicada sobre los extremos de sus superficies.

Figura 27. Prueba de compresión uniaxial



Fuente: Modificado de, Fundamentals of Rock Mechanics, J. C. Jaeger, N. G.W. Cook, and R. W. Zimmerman, fig. 6.1.

El modelo básico para estudiar lo que ocurre en el yacimiento es el de deformación por compactación uniaxial. En el laboratorio esto puede en un principio ser realizado en una muestra cilíndrica (Figura 27), que es encerrada en una celda rígida cargada verticalmente para simular la presión de sobrecarga. Si se retira el fluido, lo que causa una caída de presión ΔP_f , el efecto de la sobrecarga se incrementará correspondientemente y la muestra se compactará. Para el análisis del problema, se emplea la Ley de Hooke y se introduce el efecto de la presión del fluido, P_f , asumiendo que la constante de Biot (α) será la unidad (lo que significa que toda la presión de poros está contribuyendo a soportar el esfuerzo total).

La compactación uniaxial está caracterizada por movimiento no lateral, y la presión de sobrecarga permanece constante obteniéndose así a la fórmula de compactación:

$$\frac{\Delta h}{h} = \frac{(1 - \nu - 2\nu^2)}{(1 - \nu)E} \Delta P_f \quad (1.32)$$

Dónde:

Δh : Compactación

h : Espesor de la muestra

ν : Constante de Poisson

E : Módulo de Young

ΔP_f : Caída de presión de fluido

De esta fórmula, la compactación Δh puede ser calculada a través de las propiedades elásticas: módulo de Young (E) (medida de la resistencia de la muestra a ser comprimida por un esfuerzo uniaxial) y relación de Poisson (ν) (medida de la extensión lateral relativa a contracción longitudinal). Se puede mencionar de una forma alternativa también:

$$\frac{\Delta h}{h} = C_m \cdot \Delta P_f \quad (1.33)$$

Dónde:

C_m : Es el coeficiente de compactación uniaxial.

Δh : Compactación

h : Espesor de la muestra

ΔP_f : Caída de presión de fluido

Podemos relacionar el coeficiente de compactación uniaxial con la compresibilidad total de la muestra así:

$$C_m = \frac{(1 + \nu)C_b}{3(1 - \nu)} \quad (1.34)$$

Donde

C_m : Es el coeficiente de compactación uniaxial.

ν : Constante de Poisson

C_b : Compresibilidad total

Debería mencionarse que, si el material contiene algún tipo de fluido, la relación de Poisson se aproximará a 0.5 y C_m será igual a C_b . Jaeger y Cook (1979) presentaron argumentos teóricos mostrando que la respuesta volumétrica de un material elástico para la aplicación de 3 esfuerzos diferentes es similar a lo producido por un esfuerzo isotrópico que es nominalmente idéntico a los 3 esfuerzos. Los usuarios de dichas respuestas obtenidas por pruebas hidrostáticas están prevenidos para corregir los resultados de la prueba para “condiciones de carga de elongación uniaxial” sobre la asunción de que la elongación o compactación en el yacimiento es uniaxial, es decir, todo el esfuerzo es vertical y el esfuerzo horizontal es cero.

La fórmula de compactación fue derivada de un simple sistema de laboratorio. Aplicando esto al yacimiento se hacen suposiciones que pueden ser razonables, pero que sin embargo, son aproximaciones:

- Asumiendo que el yacimiento experimentará el esfuerzo de sobrecarga completa. Este puede ser el caso en la parte central del yacimiento, pero como aproxima al plano, las rocas alrededor formarán parte de la carga, y también que parte del esfuerzo se transmite a las rocas adyacentes. La suposición también implica que se desprecia alguna capacidad de carga portante de un domo o forma anticlinal en la roca superior.
- Asumiendo deformación no lateral. Existen, por supuesto, paredes no rígidas alrededor del yacimiento y alguna deformación horizontal puede ser esperada. Sin embargo, se asume que esta deformación será pequeña por dos razones. En una celda de compactación uniaxial, el pistón es empujado hacia abajo por la completa reducción en la presión de poros del fluido ΔP_f .

1.6.4 Compactación en yacimientos no convencionales

En yacimientos convencionales de petróleo y gas puede ser adecuado asumir una deformación elástica en el yacimiento y capas de sobrecarga. Sin embargo, para yacimientos no consolidados es diferente, ya que la deformación irre recuperable contribuye substancialmente con los problemas de compactación en este tipo de yacimientos. En esta sección se hará mención solo a algunos tipos de yacimientos no convencionales y como se ven afectados por el fenómeno de compactación.

Yacimientos Pobrementemente Compactados.

La compactación del yacimiento reduce su permeabilidad, causa la subsidencia de la superficie y genera daños en la tubería y/o en los equipos en superficie. El principal efecto geomecánico asociado con la producción en yacimientos débiles es la compactación del yacimiento y se asocia al mejoramiento del recobro de fluidos. El comportamiento que constituye a los yacimientos débilmente compactados es no-lineal [elástico-(visco)-plástico], incluyendo el mecanismo de

colapso de poro y fuerte dependencia de la orientación del esfuerzo y la temperatura. En el caso de las cretas altamente porosas, el comportamiento puede ser altamente afectado por el mecanismo de la mojabilidad de la roca, el cual es más influyente cuando la roca se encuentra mojada por agua “Dependiendo de las condiciones de overburden, la compactación del yacimiento pueden propagarse hasta la superficie y generar subsidencia” [10].

Yacimientos Apretados.

La producción en yacimientos que se encuentran fuertemente compactados se encuentra asociada a la baja compactación que puede presentar el yacimiento, y los principales efectos geomecánicos inducidos en el yacimiento son un posible fracturamiento y cambios en la conductividad de las fracturas ya presentes causados por efectos termoporo-elástico (Gutierrez and Makurat, 1997). Para estos yacimientos el efecto termo-elásticos predomina gradualmente con el incremento de la rigidez mecánica de la roca (stiffness).

Yacimientos Fracturados.

Los yacimientos fracturados y fallados son generalmente bien compactados y por lo tanto severamente afectados por los cambios inducidos al incrementar el esfuerzo debido a efectos térmicos del yacimiento (por ejemplo en un yacimiento de inyección de agua fría). Como resultado de los cambios del esfuerzo puede aumentar o reducirse la conductividad de las fracturas y crear perfiles de flujo preferencial en alguna dirección. El principal detalle de dichos yacimientos es el complejo comportamiento termoporo-mecánico del sistema de fracturas. Su comportamiento depende de la densidad y la orientación de los grupos de fracturas, el estado inicial de esfuerzos, y la orientación del esfuerzo durante la producción del yacimiento. Debido a la alta dureza de la matriz (roca intacta), la deformación se localiza sobre la fractura y planos de falla alterando su conductividad hidráulica.

¹⁰ Hermansen et al., 2000; Homand, 2000; Matá, 2001

1.7 SUBSIDENCIA

A pesar que es difícil observar la compactación de un yacimiento de hidrocarburos; sin embargo, suele ser fácil visualizar la subsidencia en la superficie. El agua invade la tierra previamente seca; una plataforma marina pierde el despeje que posee entre las olas altas y la cubierta inferior; los cabezales de los pozos y la tubería de revestimiento pueden sobresalir por encima de la superficie; o las estructuras de superficie pueden hundirse. La subsidencia es un hundimiento de una superficie, esa superficie podría ser un tope de formación, la línea de lodo en una zona submarina o una sección de la superficie de la Tierra situada por encima de la formación en proceso de compactación. Se produce naturalmente como resultado de la actividad tectónica de las placas, por encima de las fallas activas y en lugares en los que se expulsa fluido de los sedimentos subyacentes. La expulsión de fluidos es común en los deltas fluviales. La subsidencia ha sido un indicador fundamental de la compactación en los campos petroleros. La reducción de volumen causada por la compactación de una formación sepultada se transmite usualmente a la superficie. La cubeta de subsidencia es, en general, más vasta que la zona compactada. La magnitud de su dispersión depende de las propiedades de los materiales de los estratos de sobrecarga y de la profundidad de la formación en proceso de compactación. Además, si los estratos de sobrecarga no se expanden, el volumen de la cubeta en la superficie es igual al volumen de la compactación en profundidad. Una cubeta de subsidencia tiende a ser aproximadamente simétrica, aunque la compactación en el volumen subyacente no lo sea. Dado que la cubeta es una superposición de la subsidencia que resulta de cada elemento en proceso de compactación, tiende a promediar la variación. La anisotropía de los estratos de sobrecarga proveniente de las fallas o la anisotropía del material pueden restringir o modificar la forma de la cubeta; las fallas pueden permitir el desplazamiento, impidiendo la dispersión de la subsidencia. Los estratos de sobrecarga también se

pueden expandir, aunque su expansión constituye un efecto secundario para la mayoría de sus rocas. No obstante, este cambio de volumen puede producir un efecto dependiente del tiempo a medida que la roca sobreyacente se desliza lentamente, primero en la expansión y luego en la compactación. Cuando una formación se compacta, la carga lateral a menudo no lo hace, ya sea porque es impermeable, porque está separada de la formación en proceso de compactación por una falla que actúa como sello y que en consecuencia no experimenta un incremento del esfuerzo efectivo, o simplemente porque es un material más resistente. El peso de los estratos de sobrecarga que había sido soportado por la formación en proceso de compactación ahora puede ser soportado parcialmente por la carga lateral. Esto crea lo que se conoce como arco de esfuerzos sobre la formación en proceso de compactación. El alcance y efectividad del arco de esfuerzos relacionados con el soporte de los estratos de sobrecarga son funciones de los parámetros de los materiales de los estratos de sobrecarga y la carga lateral, del alcance lateral de la zona de compactación y de la magnitud de la compactación. Si bien el movimiento predominante en una cubeta de subsidencia es vertical, también se producen movimientos horizontales. El movimiento horizontal es nulo en el centro y el borde exterior de la cubeta y alcanza un grado de desplazamiento interior máximo en la región intermedia. Los movimientos horizontales grandes pueden tener efectos devastadores sobre las líneas de conducción y otras estructuras de superficie extensivas, a menos que estén destinados a dar cabida a la deformación.

Cuando el petróleo o gas es producido en yacimientos profundos la presión del fluido generalmente declina. La reducción en la presión de poro en la roca del yacimiento causará que ésta se contraiga y el yacimiento se compacte. Muchos yacimientos de gas y petróleo experimentarán sólo un pequeño grado de compactación y la correspondiente subsidencia en la superficie será imperceptible. Para observar un considerable grado de subsidencia, una o varias condiciones deben estar presentes:

- La caída de presión del yacimiento debe ser considerable. La presencia de un acuífero, por ejemplo, reducirá el efecto de compactación.
- La roca del yacimiento debe ser altamente compresible. La compactación es más probable que se presente en rocas débiles y no consolidadas. El yacimiento debe tener un espesor considerable.
- El yacimiento debe tener una extensión areal comparable con su espesor, para que el cubrimiento de la roca no escude la compactación.

Existe, sin embargo, un aspecto que parece ser típico para el comportamiento de la subsidencia, esto es, la dependencia del tiempo. Debido a que el yacimiento y la sobrecarga no siguen un comportamiento completamente elástico, ya que se observa un cierto tiempo de demora antes que se desarrolle la tasa de subsidencia y esta demora puede estar en el orden de varios años. Existen varios mecanismos que pueden causar esta dependencia del tiempo; los más importantes son:

- Comportamiento visco-plástico o visco-elástico del yacimiento y de la roca suprayacente
- Drenaje de capa o estrato de lutitas y/o arcillas
- Comportamiento transitorio debido a cambios en la rata de carga
- Heterogeneidad y no linealidad en las propiedades mecánicas

El alcance de la compactación para la subsidencia en la superficie dependerá de las rocas suprayacentes y de los factores geométricos, tales como las dimensiones del yacimiento comparadas con la profundidad. En un número de regiones productoras de petróleo en el mundo, el vaciamiento de fluidos ha resultado en la compactación de la formación, dando lugar a la subsidencia de superficie acompañada de problemas ambientales. Las regiones más notables donde la compactación ha sido detectada incluyen la Costa Bolívar en el Oeste de

Venezuela, el área de Long Beach, cerca de Los Ángeles (California), y los yacimientos en el Mar del Norte. Además este fenómeno está asociado con fallas y terremotos. Otras consecuencias debidas al fenómeno de compactación y subsidencia se ven reflejadas tanto en áreas de agricultura, las cuales pueden ser afectadas por alteraciones de patrones de drenaje de aguas de superficie, efectos adversos a pozos de agua, daños a canales de irrigación y disrupción de la vegetación, como en áreas desarrolladas, los daños son ocasionados a casas y edificios, caminos, líneas de potencia, caminos de ferrocarril, cloacas y diques. El primer reporte de subsidencia en tierra es el del campo Goose Creek en Texas, USA, y data de finales de 1910.

Campo Goose Creek

Un indicador fundamental de la compactación en los campos petroleros desde que se observó por primera vez en el Campo Goose Creek en 1918, el informe de ingeniería original referente al fenómeno de subsidencia en el Campo Goose Creek incluyó un análisis detallado de otras causas sospechadas de la subsidencia local. No obstante, el informe indicó que el efecto no se debía a la subsidencia general de la costa del Golfo; tampoco era ocasionado por un cambio del nivel medio del mar; no era provocado por la erosión; ni se trataba de un sumidero causado por la disolución de la caliza, la sal o alguna otra formación soluble. Los mapas de la subsidencia mostraron que una depresión seguía el esquema general del campo. Según el cálculo aproximado de los autores, la cubeta de subsidencia representaba sólo el 20% del petróleo, gas, agua y arena que habían sido removidos del campo. No obstante, en la conclusión del artículo, los mismos autores indican que la compactación se produjo en las arcillas sobreyacentes, más que en la formación productora en sí. A lo largo de las décadas, desde la ejecución del estudio del Campo Goose Creek, la comprensión del fenómeno de subsidencia producido por la extracción de fluido ha avanzado significativamente. Más tarde, en 1920, el campo petrolero Bolívar (Campo

Costanero Bolívar) en el Edo. Zulia, Venezuela, mostró el mismo comportamiento. Otro caso bien conocido es el del campo Wilmington en Long Beach, California, USA, donde fue detectada subsidencia de por lo menos 9 metros. Ejemplos más recientes son el campo de gas Groningen en las afueras de Holanda y el yacimiento Ekofisk en el sector Noruego del Mar del Norte, además de otros campos en Europa y Asia, los cuales se ampliarán cada uno de ellos en el capítulo 3 de este documento.

1.7.1 Causas que generan la Subsidencia

Las causas más comunes de subsidencia son las siguientes:

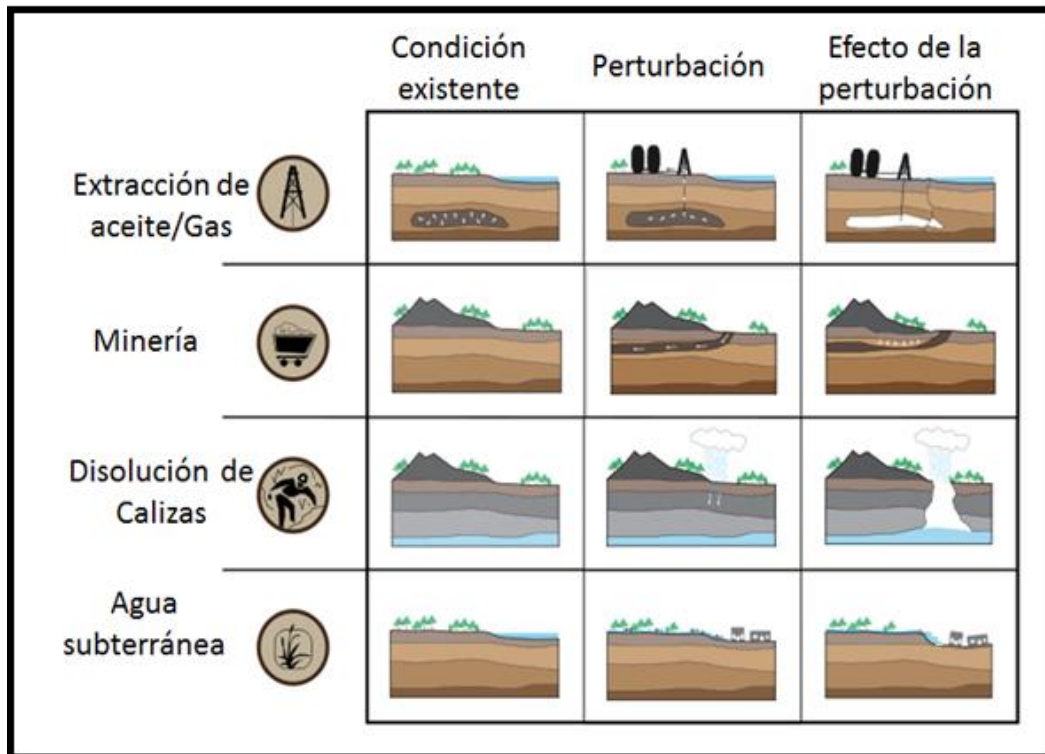
- Daños a los subsuelos causados por el agua que fluye a través de ellos. Esto puede ser de origen natural del agua subterránea o con fugas desagües y cañerías de agua. Cuando un desagüe comienza a filtrarse puede suavizar o lavar el cuerpo de un suelo y crear debilidad. Esto resulta en que el peso de las estructuras cercanas puedan aplastar o compactar el suelo, permitiendo la subsidencia en los alrededores del edificio.
- La descomposición y la degradación de los suelos que contienen un gran contenido orgánico. Cualquiera de los cuales dará lugar a una reducción de su volumen. Esto hará que los edificios apoyados por los suelos a asentarse y fracturarse.
- La inestabilidad de terrenos irregulares. Cuando los suelos descansan en un ángulo respecto a la horizontal, a veces pueden llegar a ser inestables y comienzan a deslizarse. Esto es típico de los acantilados de la costa, en una menor medida esto puede suceder en las pendientes naturales y en zonas de excavación hechas por el hombre donde ha creado grandes diferencias en los niveles de tierra.

- La contracción de los suelos arcillosos. La arcilla al ser altamente impermeable al paso de agua, arcillas se resistirán a la tendencia a secarse y, normalmente, mantener un contenido de humedad constante a lo largo de muchas décadas. Cuando las arcillas se deshidratan estas se contraen. Al remojo se expande por lo tanto da lugar a la contracción estacional y la inflamación que puede causar grietas en los edificios cercanos. Cuando los árboles crecen en suelos arcillosos retráctiles que localmente se secan los suelos y, a menudo pueden causar hundimientos si afectan a los suelos bajo las bases.
- La disolución de la caliza, causa hundimiento, donde la disolución de la piedra caliza por el flujo de fluido en el subsuelo causa la creación de espacios vacíos (por ejemplo, cuevas). Si el techo de estos huecos se vuelve demasiado débil, puede colapsar y la roca suprayacente y la tierra caerá en el espacio, provocando el hundimiento en la superficie. Este tipo de hundimiento puede provocar hundimientos que pueden ser varios cientos de metros de profundidad.
- Minería, existen varios tipos de minería del subsuelo, la subsidencia causada por la minería está casi siempre localizado a la superficie por encima de la zona minada. La magnitud vertical de la propia subsidencia normalmente no causa problemas, sino las deformaciones compresivas y tensionales de la superficie, la curvatura, se inclina y el desplazamiento horizontal, que son la causa de los daños más graves al medio ambiente natural, los edificios y la infraestructura. Cuando se planifica la actividad minera, hundimientos causados por la minería pueden ser controlados con éxito si hay cooperación de todas las partes interesadas.
- La extracción de gas natural, si el gas natural se extrae de un yacimiento de gas natural, la presión inicial del campo caerá en pocos años. Si la presión disminuye, aumenta la presión del peso de los estratos y esto lleva al hundimiento a nivel del suelo. A diferencia de producir un fluido líquido que

es más incompresible que el gas, éste no soporta de igual forma el peso de las capas suprayacentes. Esta causa será la más estudiada y ampliada, debido a su impacto en la industria petrolera.

Algunas de las anteriores causas se encuentran ilustradas en la figura 28.

Figura 28. Causas de la subsidencia



Fuente: http://en.wikipedia.org/wiki/File:Wiki_Image_Rev1.svg

2. ZONAS Y CAMPOS, DONDE SE PRESENTA COMPACTACIÓN Y SUBSIDENCIA, POR LA ACTIVIDAD PRODUCTIVA DE HIDROCARBUROS.

Alrededor del mundo la actividad humana ha seguido aumentando día a día; como consecuencia de esto, se hace necesario el uso de recursos tales como el agua y el petróleo. La producción de estos recursos del subsuelo ha generado en algunas zonas, la aparición del fenómeno denominado compactación; fenómeno que viene acompañado por el hundimiento del terreno en algunos casos.

A continuación se presentaran los lugares y campos de hidrocarburo donde la acción humana les dio lugar:

2.1 HOUSTON, TEXAS (EE.UU) ^[11]

El área de subsidencia de Houston en Texas, es de 3014686 acres; siendo así una de las dos zonas con alta tasa de subsidencia junto con el Valle de San Joaquín. Esta zona posee más de 110 campos de petróleo y gas; de los cuales solo 29 presentan este problema. La razón principal de la subsidencia de esta zona es el descenso de los niveles de agua subterránea, debido al bombeo de esta, para suplir la demanda de la cuarta ciudad más densamente poblada de los EE.UU. (Houston), esta intervención ha generado la compactación de acuíferos. Pero la subsidencia no es el único problema de esta área, también las fallas de superficie causadas por la subsidencia diferencial presente.

De los 29 campos petrolíferos, afectados por la subsidencia en la zona, solo 6 presentan compactación en los estratos productores de hidrocarburos, esto se da por las operaciones de extracción de petróleo y gas, con esto no se indica que en los otros 23 la acción de la extracción no colabore con la subsidencia, sino que en estos 6 la acción de producir hidrocarburos ha ayudado a agravar el problema. Los

¹¹ Tomas L. Holzer y Robert L. Bluntzer: Land Subcidence Near Oil And Gas Fileds, Huston, Texas.

6 campos de los que se habla son; Alco-Mag, Chocolate Bayou, Goose Creek, Hasting, Mykawa y South Houston. En estos campos se presenta la acción de subsidencia diferencial; este concepto se refiere a la aparición de diversas cubetas de subsidencia, donde cada cubeta posee una profundidad diferente; este proceso está relacionado con la compactación diferencial; donde los estratos de roca compactan a una diferente tasa, de manera que los estratos de sobrecarga colapsarán de manera desigual, provocando la aparición de fallas (este concepto se explicará en mayor profundidad en el capítulo 3). La relación entre la compactación por extracción de hidrocarburos y por agua en los 6 campos mencionados anteriormente, comprende una relación de 1 a 2, excepto en el campo Goose Creek donde la relación es de 3 a 1. Debido a la compactación de los acuíferos y a la compactación de los estratos productores y por deformaciones geológicas naturales; en esta zona se presenta un sistema de fallas que posee una extensión de aproximadamente 150 mi, la longitud de este sistema de fallas, se debe principalmente al desplazamiento de estas, desplazamiento causado por la subsidencia diferencial del terreno.

El estudio de la región de subsidencia de Houston, empezó en 1906 donde se realizaron investigaciones para determinar la causa principal de subsidencia en la zona, pues la generación de fallas como consecuencia de la subsidencia diferencial ya era visible; dicho estudio arrojó que la causa principal era la compactación del acuífero. Entre 1943 y 1973 en la zona se presentó un hundimiento generalizado de 0.5 ft. Esto por causa de la actividad petrolífera y de la extracción de agua. Como se enunció anteriormente, el único lugar donde la compactación del acuífero no es causa principal es el Goose Creek, donde la acción de la producción de hidrocarburos es el agravante principal del problema.

2.2 NORTE DEL MAR ADRIÁTICO (ITALIA) ¹²

En esta zona del Mar Adriático, se planea ejecutar el proyecto alto Adriático, proyecto que implica la explotación de 15 campos de gas natural cerca la costa; este proyecto se extiende desde Chioggia hasta el delta del río Po, estimándose reservas de 30 billones de SCF. Alto Adriático es un proyecto con un alto estudio de las condiciones geomecánicas del terreno, dado que las operaciones realizadas en esta zona repercutirán en la tasa de subsidencia de la ciudad de Venecia, ciudad localizada en una cuenca natural de subsidencia, factor que complica la situación del terreno es la extracción de agua subterránea, y la explotación de campos de gas en zonas aledañas; todo esto llevo a las autoridades italianas a replantear la intervención en al terreno, por ello se sigue un programa de represurización de la cuenca.

Con el proyecto Alto Adriático se estudiaron, todas las posibles repercusiones sobre Venecia, una zona muy sensible a la subsidencia. Las zonas de perforación están compuestas por una litología escalonada, la cual posee una base de calizas, seguida por un estrato de margas alteradas y calizas, arenisca, lutitas y arenisca arcillosas; el gas está en una trampa sedimentaria, conformada por areniscas, las cuales son las rocas almacenadoras, como roca sello un estrato de lutitas. En este proyecto se realizaron varios modelamientos para determinar el grado de alteración sobre la cuenca de Venecia, realizándose pruebas de compresión uniaxial y triaxial; y siguiendo modelos como el elástico-plástico y el poro-elástico-plástico; todas estas precauciones se toman, pues la zona es muy sensible a la despresurización de la roca; despresurización que se puede dar por la extracción de aguas subterráneas o por extracción de hidrocarburos. Por estos motivos la tasa de producción en esta área es baja.

¹² G. Cassiani, C. Zoccatelli, ENI S.p.A., Agip Division: Gas Extraction and Risk of Subsidence: the Case of the Northern Adriatic Gas Fields, Technical Issues (1998).

2.3 CAMPOS COSTA AFUERA M1 Y JINTAN (SARAWAK, MALASIA) ^[13]

Los campos costa afuera M1 y Jintan, son campos que extraen gas de la formación de roca carbonatada Luconia, formación que presenta una gran compresibilidad, y como consecuencia de esto, la roca de la formación presenta colapso de los poros. La formación Luconia está sellada por la parte superior e inferior, por pequeñas fallas no conectadas que van desde cerca del área de contacto de la formación con el estrato de sobrecarga hasta por encima de la sobrecarga; estas fallas se generaron debido a la compactación del estrato. En estos campos se tuvo que reevaluar el modelo de subsidencia, pues la subsidencia fue mayor a la estimada; esta falta de prevención dio lugar al desplazamiento de las plataformas. Durante los estudios realizados a estos campos se determinó que el colapso de los poros iniciaba cuando el agotamiento del pozo ya llevara 700 psia. Como efecto de la investigación se determinó un nuevo modelo de subsidencia, a partir de la modificación de las propiedades mecánicas de la roca, ya que estas varían a medida que cambia la condición de esfuerzo de la roca, es por esto que adoptaron un modelo dinámico, teniendo en cuenta la predicción de la depleción. La investigación también arrojó que la subsidencia en la zona es causa de la depleción del yacimiento, y como consecuencia de ello se da el colapso de poro en grandes volúmenes de roca. La importancia del manejo de la subsidencia en este caso se debe al desplazamiento de la plataforma, factor de suma importancia para evitar poner en peligro la estructura, además de esto se presenta daño en el casing para este caso, donde la subsidencia del terreno toma valores altos.

¹³ Khalmanova, D., Dudley, J.W., Oden, E: Geomechanical modeling of subsidence and Compaction in the M1 and Jintan gas fields, offshore Malaysia.

2.4 CAMPO ISLA DE MATAGORDA 623 EN EL GOLFO DE MÉXICO (EE.UU)

[14]

Es uno de grandes yacimiento de gas en el prolífico bajo mioceno; con 3 trillones de pies cúbicos de reservas de gas originales; es una formación conformada por arenas de granos finos que pueden ser desde pobremente consolidadas a muy bien cementadas; este yacimiento presenta sobrepresión debido a la profundidad a la que se encuentra, esta sobrepresión ocasiona fallas las cuales generan daño en el casing y en el pozo. En este campo se presenta daños en el pozo en el casing (avenamiento y sobrepresión en el casing), por los altos esfuerzo in-situ que generan las fracturas y por la compactación de la formación. Además de problemas de pozo y de casing, se presenta compactación de la roca, por la depleción del yacimiento y la sobrepresión ejercida por los estratos de sobrecarga; también se presenta subsidencia pero en menor proporción, en realidad la proporción compactación/subsidencia es de 5. La cubeta de compactación genera desplazamientos laterales del casing en esta formación; estos desplazamiento siguen la trayectoria de la fallas. Es por este motivo que al campo se le realizó un diseño de casing exhaustivo con el fin de resistir todas las condiciones de esfuerzo que se presentan en la zona.

2.5 GOOSE CREEK, HOUSTON – TEXAS (EE.UU) [15]

Goose Creek es un yacimiento con una trampa de domo salino; cuya estrato productor es un estrato de arenisca con intrusiones de arcilla. En 1918 cuando el campo obtuvo su máxima producción, se reportó subsidencia de 3 ft en la zona, esto permitió el hundimiento del terreno, por debajo del nivel del agua, lo que

¹⁴ X. Li, SPE, F. L. Mitchum, SPE, M. Bruno, SPE, and S. M. Wilson, SPE: Compactation, Subsidence, and Associated Casing Damage and Well Failure Assessment for the Gulf of Mexico Shelf Matagorda Island 623 Field.

¹⁵ Theron D. Garcia: Subsidence and Surface Faulting At San Jacinto Monument, Goose Creek Oil Field, And Baytown, Texas.

conllevo a la inundación de estos terrenos, afectando las facilidades del campo; fue en este punto donde se notó el problema que se avecinaba, problema que se trató de solucionar con la construcción de diques de contención. La operación en Goose Creek generó una falla superficial que se ha ido extendiendo; esta falla fue provocada por la subsidencia diferencial en la zona y por las trazas de arcilla (las cuales presentan comportamiento frágil, permitiendo la fácil propagación de los efectos de la compactación); la subsidencia en el campo además de provocar la falla y de permitir el sumergimiento de varios acres de tierra en agua, también empeoró la situación de la falla y la inestabilidad tectónica de la zona, donde se empezaron a presentar pequeños sismos focalizados. El crecimiento de la falla debido al problema de subsidencia del campo destruyó casas, carreteras y de cuanto inmueble cercano a la cubeta de subsidencia hubiese, esto género revuelo en la población; por ese motivo en el campo se tuvieron que iniciar operaciones de inyección de agua y gas para mitigar los efectos de la subsidencia.

2.6 CAMPO LOST HILL, VALLE DE SAN JOAQUÍN – CALIFORNIA (EE.UU) [16]

Lost Hill es un campo de petróleo y gas, donde se produce desde crudo pesado hasta liviano; localizado en el lado este del Valle de San Joaquín, a aproximadamente 42 mi de Bakersfield, California. La formación productora de Lost Hill tiene una severa elongación, la cual se sitúa en una anticlinal asimétrica con sentido NO-SE, debido a la compactación ocurrida después del terciario y a la acción de la falla de San Andrés. La formación productora de Lost Hill es la formación de diatomeas de Belridge; se caracteriza por ser de material suave, altamente poroso (60% de porosidad), por su saturación de petróleo (60%), y por su permeabilidad (0.1 md a 5 md); estos más la poca profundidad de la formación y el amplio espesor que posee, hace que el principal mecanismo de subsidencia

¹⁶ M. S. Bruno & C.A. Bovberg: Reservoir Compaction and Surfaces Subsidence above The Lost Hills Field. California.

para la zona sea el agotamiento de presión debido a la producción de petróleo y gas de la formación. La subsidencia en esta zona es significativa y costosa, dado a que anterior al desarrollo del campo la subsidencia en la zona se media en unidades de pulgadas/año, actualmente se mide en pies/año, lo cual demuestra la aceleración de la subsidencia en la zona por acción de la explotación de hidrocarburos, que a su vez se ha visto ayudada por la depleción de los acuíferos para la actividad agrícola. Con el desarrollo del campo, a través de procesos de fractura hidráulica, aunque la formación es naturalmente fracturada, se realizan estos estímulos para aumentar la rentabilidad económica del campo. La subsidencia en el campo ha generado problemas en cientos de pozos, al igual que alteraciones significativas en la formación. El aplastamiento de las diatomeas por efecto de la compactación ha generado una condición rígida y de falla en estas, dado que el comportamiento mecánico de estas diatomeas es inelástico; esto genera fallas de corte, planos de deslizamiento y posibles movimiento de fallas, que se traducen en daños en los pozos, específicamente en el casing. En la formación se ha presentado una gran pérdida de porosidad en la formación principal del campo, las diatomitas del opal-A de Belridge, donde la porosidad descendió de un 65% a un 35% y la densidad de la roca aumento de 1.5 gr/cc a 2.65 gr/cc, lo cual demuestra la severidad de la compactación en el área, debido al debilitamiento estructural de la roca como consecuencia de la depleción.

2.7 RESERVOIRIO DE BACHAQUERO EN EL CAMPO BOLÍVAR EN LAS COSTAS DE VENEZUELA ^[17]

Es uno de los más grandes yacimientos de petróleo pesado en el campo Bolívar, este reservorio del pos-eoceno posee un OOIP de 18 billones de barriles, pero el aspecto más significativo de este yacimiento es su subsidencia, que logró exceder

¹⁷ H. A. Merle, SPE-AIME. C. J. P. KentieG. H. C. van Opstal, Konirtklijke. G. M, G. Schneide: The Bachaquero Study — A Composite Analysis of the Behavior of a Compaction Drive/Solution Gas Drive Reservoir.

los 12,14 pies desde su desarrollo en 1936 hasta 1970; donde se registró una compactación del 4.5% del volumen poroso, esto por la producción de 1.8 billones de barriles acumulativos. El reservorio es una monoclinas, limitada hacia el oeste por una falla y por el noroeste por una inconformidad tectónica, al norte y al este por acuíferos tectónicos, y por el sur por un acuífero; la formación está compuesta por arenas inconsolidadas con algunos lentes de arcilla, donde el espesor de la arena crece de NE-SO, y el espesor máximo de la misma es de 350 ft hacia el límite de la falla occidental. La formación posee una porosidad que tiende de 30 a 40% con permeabilidades de 500 a 3500 md en las áreas desarrolladas. El mecanismo de producción predominante en el yacimiento es la compactación de la roca y el gas en solución aportando desde un 42 al 48 % del factor de recobro del yacimiento; la compactación de la roca se debe en su mayoría a la depleción del yacimiento, junto con la acción de los estratos de sobrecarga, esta acción genera subsidencia, pero la relación subsidencia/compactación para el yacimiento es de 0.46, indicativo de que la geometría de la formación y los componentes estructurales de la sobrecarga mitiga los efectos de la compactación del yacimiento en la superficie. En la formación la compactación se le atribuye más al colapso de las arenas, que a la compresión de las arcillas.

2.8 YACIMIENTOS NATIH Y SHUAIBA EN OMÁN ^[18]

Los yacimientos de Natih y Shuaiba son yacimientos de gas y petróleo respectivamente; ambos yacimientos son costa afuera. La roca productora para ambos yacimientos es una roca carbonatada altamente porosa, la trampa para ambos es una anticlinal, donde la formación Natih se halla en la parte superior de la trampa y más abajo la formación Shuaiba; esta anticlinal se encuentra limitada por una falla de gran magnitud y otras fallas más pequeñas. El espesor de roca

¹⁸ J.W. Dudley, SPE, and A. van der Linden, Shell Intl. E&P, and G.F. Mueller: Geomechanical Modelling of a Pore Collapsing Carbonate: Compaction and Subsidence of a Field in Oman.

carbonatada para los yacimientos es de aproximadamente 328 ft. El yacimiento petrolífero Shuaiba empezó su producción a finales de los años 60's; en cambio el yacimiento gasífero Natih la inicio en los 70's, la misma época en que se inició el proceso de inyección de agua en el yacimiento de Shuaiba. La compactación en estos yacimiento principalmente se le atribuyó al colapso de poro para ambos casos; mas se demostró que el colapso de poro únicamente intervenía como factor principal de la compactación para el yacimiento Natih, donde la alta porosidad de la formación, la depleción del gas y al ser el menos profundo, permitió las condiciones idóneas para que se presentara compactación. Para la formación Shuaiba la compactación del estrato se debe a la salmuera ácida que se encuentra en el espacio poroso, más que por el colapso de poro, lo que obedece a una compactación química. La subsidencia causadas por estas formaciones entre 1998 y 2003 es de 1,63 a 2,3 ft, la principal causante de esta subsidencia es la compresión por el colapso de poro en el yacimiento de Natih.

2.9 CAMPO SARAWAK, CENTRO DE LUCONIA (ESTE DE MALASIA) ^[19] ^[20]

Es un campo offshore, productor de gas, cuya roca productora es carbonatada. La roca reservorio se generó a partir de la acumulación de carbonatos en el Mioceno. Los carbonatos consisten en estructuras de calizas y dolomitas con unas porosidades del rango de 25-40% para las calizas y de 20-30% para las dolomitas. El problema en esta formación es la compactación de la roca por colapso de poro, debido a las altas porosidades presentes en la roca y al creciente esfuerzo efectivo dado por la depleción del yacimiento. La alta porosidad en la roca se debe a las calizas moldeadas, rocas que presentan alta porosidad debido a la filtración de un agente químico, para el caso de este campo la intrusión de agua que disolvió parte de la matriz de la roca. El problema de compactación ha sido

¹⁹ J.W. Dudley, SPE, and A.J. van der Linden, Shell Intl. E&P, and K.G. Mah, SPE, SARAWAK Shell Berhad: Predicting Accelerating Subcidence above the Highly Compacting Luconia Carbonate Reservoirs, Offshore Sarawak Malaysia.

²⁰ Kok-Gin Mah, SPE, Sarawak Shell Berhad; Awang Draup, Sarawak Shell Berhad: Managing Subsidence Risk in Gas Carbonate Fields Offshore Sarawak.

fuertemente estudiado con el fin de mantener los parámetros de seguridad para la plataforma, dado que al variar el nivel entre la base de la plataforma y el nivel del agua, por acción de la subsidencia, se debe replantear las condiciones de operación de la plataforma, con condiciones de operación se hace referencia al rango de seguridad para la mareas y los vientos.

2.10 CAMPO WILMINGTON, LONG BEACH – CALIFORNIA (EE.UU) ^[21] ^[22]

El campo petrolífero Wilmington, descubierto en 1932, esta sobre el mayor yacimiento de petróleo del área de California, convirtiéndolo en el tercer campo de crudo más grande de los EE.UU. La trampa del hidrocarburo es una anticlinal asimétrica traspasada por una falla normal; las zonas productoras de esta trampa son las de los sedimentos del bajo Plioceno hasta el alto Mioceno; estas zonas productoras tienen una extensión vertical de 4921,26 ft. La litología de los estratos productores es la intercalación de arenas, lutitas y limonitas; la gran parte del petróleo y del gas de este yacimiento es producido de las arenas. Las arenas petrolíferas son pobremente sorteada con un alto porcentaje de finos donde las porosidades varían de un 25% para las arenas profundas y de un 35 a 40% para las someras. En este yacimiento el grado de compactación de los sedimentos va aumentando con respecto a la profundidad de enterramiento, por lo que se tiene que las arenas productoras someras, son poco consolidadas; y en el caso de las arcillas, se tendrán arcillas más suaves. El principal mecanismo de producción en el campo es el gas en solución, aunque el yacimiento cuenta con acuíferos, estos son limitados, por tal motivo el sustento de la presión en el yacimiento no es muy bueno y se despresuriza rápidamente; por la rápida despresurización de los estratos productores, se presenta la compactación de la roca, y dado a los estratos de arcillas pobremente consolidadas, permiten la subsidencia en el

²¹ D.R. ALLEN and M.N. MAYUGA: THE MECHANICS OF COMPACTION AND REBOUND, WILMINGTON OIL FIELD, LONG BEACH, CALIFORNIA, U.S.A.

²² M. N. MAYUGA and D. R. ALLEN: SUBSIDENCE IN THE WILMINGTON OIL FIELD, LONG BEACH, CALIFORNIA, U.S.A.

terreno. En las primeras etapas productivas del campo los efectos de la compactación no se le prestó mucha atención, pues la subsidencia era muy pequeña; 1939-1940 se dio el desarrollo del campo, por ende el aumento de la producción en el mismo, durante este aumento de producción no se presentó subsidencia en la zona, motivo por el cual los estudios de compactación no se realizaron hasta que fue muy tarde; el aumento de la producción fue el factor que ayudó al aumento drástico de la subsidencia en el intervalo de 1940-1941; lapso donde la subsidencia del campo alcanzó la cifra 1.31 ft, no se le prestó mucha atención, hasta que la cubeta de subsidencia reportó un desplazamiento vertical de 9m entre 1926 y 1968; posteriormente se iniciaron los estudios para determinar las causas y mitigar las consecuencias. La cubeta de subsidencia del Wilmington es elíptica, por los esfuerzos verticales y horizontales en la zona; el movimiento de los estratos por la acción de la subsidencia generó muchos problemas en la zona, como el destrozo de propiedades y vías. La cubeta de subsidencia permitió la inundación de predios, esto acarreó la construcción de infraestructura por el monto de más US\$100 millones. El daño causado por la subsidencia en el área de Long Beach no solo fue en obras civiles, el daño en las facilidades de los pozos, la exposición del casing a la superficie, y el problema generado en las plataformas, fueron algunos de los problemas generados por la subsidencia en este lugar; debido a esto se realizaron trabajo de inyección de salmuera que redujeron la subsidencia de 2,46 ft en 1952 a 0 ft en 1968, pero esto solo ocurrió en las áreas donde hubo una fuerte inyección.

La compactación de los estratos productores se debió principalmente a las arenas productoras la cuales fueron responsables de la compactación en un 67.6% y el 32.4% restante corresponde a las arcillas; en ese lapso las arenas se compactaron de un 3 a 4% de su volumen poroso.

Las principales causas de subsidencia en la zona según los estudios fueron: la reducción de la carga hidráulica, por retiro de aguas subterráneas; la

compactación del yacimiento por la extracción de hidrocarburos; la comparación de lutitas y limonitas con las arenas bituminosas; los diversos movimientos tectónicos regionales, como el movimiento de fallas conocidas en el campo; falta de rigidez estructural de la anticlinal y de los sedimentos de sobrecarga; y la falta de pre consolidación de los sedimentos.

2.11 CAMPOS VALHALL EN EL MAR DEL NORTE (NORUEGA) ^[23] ^[24]

El campo costa afuera Valhall se ubica en el centro de la cuenca Noruega del Mar del Norte, localizado a 229,66 ft del fondo marino, con una profundidad de 7874,02 ft; descubierto el 1975 este yacimiento petrolífero no entró en producción sino hasta 1982. Las formaciones productoras son calizas provenientes del alto Cretácico; el campo tiene dos formaciones productoras, la Tor y la Hod. La formación Tor contiene 2/3 del petróleo del campo, y está formado por calizas suaves de alta pureza (95-98% calcita), con una alta porosidad (50%) y saturación de aceite (90% o más). Sobre el yacimiento de calcita del Cretácico, predomina la presencia de arcillolitas y lodolitas del Terciario. El yacimiento era sobrepresionado y las calizas se hallaban subsaturadas; en la formación Tor la presión antes del descubrimiento se hallaba 493,13 psi por debajo de los 7005,32 psi de presión de sobrecarga, lo que implica que hubo poca compactación durante el enterramiento. Con la puesta en producción de la formación Tor, se alteró la condición de equilibrio de la roca, por lo tanto la presión de poro en esta formación empezó a decaer, mientras el esfuerzo efectivo sobre la roca aumentaba; debido al aumento del esfuerzo efectivo y a la debilidad mecánica de las calizas, llevó a la compactación de la roca; esta compactación produjo la aparición de fallas en el reservorio y en los estratos superiores, generando subsidencia en los estratos de

²³ P. D. Pattiño, SPE, Amoco Production Company, and T. G. Kristiansen, SPE, Amoco Norway Oil Company, and G. V. Sund, Amoco Norway Oil Company, and R. M. Kjelstadli, SPE, Amoco Norway Oil Company: Reservoir Compaction and Seafloor Subsidence at Valhall.

²⁴ Kristiansen, Tron Golder, SPE, BP: Drilling Wellbore Stability in the Compaction and Subsiding Valhall Field.

lodolitas y limolitas. La subsidencia en el campo llegó a los 16,4 ft y ha seguido aumentando a una tasa constante de 0,82 ft/año (datos del 2004). La compactación de las calizas ha provocado desplazamiento horizontal en el estrato de lodolitas, lo cual ha generado daño en el casing.

2.12 CAMPO GRONINGEN (PAISES BAJOS) ^[25] ^[26]

Gigantesco campo de gas, descubierto en 1959 con unas reservas originales de gas de 2700 billones m³ de gas, y puesto en producción en 1964. La litología de la formación productora Rotliegend consta de areniscas bien sorteadas, debido a su transporte fluvial y eólico; esta formación presenta buena porosidad (16 a 20%), y una permeabilidad que va de 0.1 md a varios Darcies; como roca sello a la formación están las arcillas del estrato Ten Boer, y remarcado por el estrato salino de Zechstein. El campo está limitado por fallas y algunos cierres causados por estratos orientados respecto al plano horizontal. El campo tiene una extensión de 222394 acres, situado a una profundidad de 9022,31 - 9514,34 ft, con un espesor que varía de 328,8 – 657,17 ft. Al principio no se estudiaron los problemas asociados a la compactación y subsidencia, dado que los campos que frecuentemente presentan este problema son yacimiento de litologías no consolidadas y someros, y para éste su litología se catalogaba como semi-consolidada por lo que la preocupación no era mucha; mas al descubrirse la extensión total del campo se iniciaron los monitoreos, de entre ellos destaca la medición con trazadores radioactivos iniciada en 1974. Dado la extensión del campo se realizaron simulaciones para estimar la compactación de la roca y a cuánto podría llegar la subsidencia total de campo, estos estudios concluyeron que el comportamiento de la roca para el campo es elástico, además de que se estima que una compactación significativa se podría apreciar a futuro cuando el

²⁵ J. B. Schoonbeek Nederlandse Aardolie Maatschappij B.V. Assen, the Netherlands: LAND SUBSIDENCE AS A RESULT OF GAS EXTRACTION IN GRONINGEN, THE NETHERLANDS.

²⁶ E. Mobach & H.J.Gussinklo, Nederlandse Aardolie Maatschappij (NAM), Assen, Netherlands: In-situ reservoir compaction monitoring in the Groningen field.

yacimiento esté más depletado, dado a las propiedades de la matriz de la roca. El yacimiento inició con una presión de 5032,82 psi, para el 2005 la presión del yacimiento se halla en 1812,97 psi; el yacimiento posee un espesor promedio de 577,54 ft, para el 2005 este espesor se ha compactado de 0,49 a 0,92 ft. Para el año 2050 se espera que la subsidencia del campo llegue a 3,28 ft. Un aspecto interesante de este campo es que la zona productora está dividida por una serie de fallas que crean discontinuidad del estrato productor, por ende algunas de estas cámaras compactan y otras no.

2.13 CAMPO EKOFISK EN EL MAR DEL NORTE (NORUEGA) ^[27] ^[28]

Campo de gas y petróleo descubierto en 1969 y puesto en producción en 1971. El yacimiento es una anticlinal elíptica de aproximadamente 6.5 millas de longitud en dirección N-S, y 3 millas en dirección E-O; la zona productora son dos formaciones de calizas una de la edad Maastrichtian y la otra de la edad Danian, el tope del reservorio se halla a 9500ft de profundidad y su verdadera profundidad sub-marina es 10200ft , el espesor total de las formaciones varía de 300 a 1000ft; La presión original del yacimiento cuando se descubrió era de 7150psia, para 1990 ya era de 3600psia. Las calizas del campo poseen un porosidad que varía de 30 a 45% y en la capa de caliza compactada es de 30-60 ft de espesor, este estrato de caliza es el encargado de dividir la formación Maastrichtian y Danian, la porosidad de estas es muy baja; la permeabilidad de las calizas va de 0.1 a 10md y en las zonas extensamente fracturadas presentan una permeabilidad efectiva de 100 a 150md. Antes del desarrollo del campo se pensó que el campo iba a desarrollar compactación de calizas y subsidencia del lecho marino, pero al no presentarse este fenómeno, pensado que la geometría del yacimiento remediaría en cierta forma el problema y que solo se observaría una pequeña subsidencia, no se

²⁷ LEE CHIN; R. R. BOADE; J. H. PREVOST; G. H. LANDA: Numerical Simulation of Shear-induced Compaction in the Ekofisk Reservoir.

²⁸ Vudovich and L.V. Chin, Phillips Petroleum Co., and D.R. Morgan, Phillips Petroleum Co. Norway: Casing Deformation In Ekofisk.

prestó mucho caso al asunto, fue en 1984 cuando la subsidencia en el lecho se presentó, al presentarse la compactación en las calizas era de un 33 a 38% de volumen y se generó daño en el casing. Al realizarse una evaluación a la subsidencia en 1985 se encontró que el lecho había cedido 10.2 ft, esto alarmó a los operarios del campo de forma que en 1987 se realizó un proyecto de levantamiento de plataformas el cual consistió en agregar extensiones de 6m (19.7ft) a las patas de las plataformas, en 1989 otro proyecto para evitar daños por subsidencia fue realizado, el cual consistió en la construcción de una barrera alrededor del tanque del Ekofisk; todas estas operaciones costaron más de 1 billón de dólares. En 1998 la subsidencia en el campo ya era de 24.6 ft. Se empezaron procesos de inyección de agua a finales de 1980, y se aumentó la presión de inyección en 1995 con el fin de poder mitigar de mayor forma el problema de la subsidencia para mantener la presión de poro en las calizas. En 1993 se aprobó la extensión de licencia del campo de 2011 a 2028, con esta se realizaron trabajos de mejora para el campo los cuales consistían en remplazar ciertas instalaciones por unas capaces de sortear el problema de la subsidencia. Al estudiarse la razón de la subsidencia en la zona, se concluyó que la causa principal es la depleción de los estratos, dado a que el peso de los estratos de sobrecarga es alto, y al disminuir la presión de poro en la formación, se deja expuesta la matriz de calizas, la cual entró en comportamiento inelástico ante el esfuerzo efectivo vertical de la zona; dado que la presión en la cresta de la formación es de 8500 psia y en los flancos es de 8700 psia, cifras mucho mayores a las de presión del yacimiento. La compactación en las calcitas trajo consigo la presencia de fallas en los estratos de sobrecarga, lo que produjo el movimiento horizontal de las lutitas que terminaron dañando el casing de los pozos, además de los estragos que la subsidencia generaba en superficie.

2.14 CAMPO BELRIDGE, VALLE DE SAN JOAQUIN – CALIFORNIA (EE.UU)

[29]

Campo petrolífero, cuya formación productora es de diatomeas naturalmente fracturadas, con un espesor de 800 – 1000 ft, una porosidad de 55-60% con una permeabilidad de 0.03-3md, y una saturación de aceite del 45%. El OOIP del yacimiento es de 2 billones de barriles de petróleo. Los estratos de sobrecarga de la formación es una capa de areniscas limpias de un espesor de 200 – 400 ft, seguido por un estrato de arenas y lutitas de 400 - 600 ft. La formación de diatomeas se debe a la mezcla de un sílice de grano fino de origen biogénico en un 40-75% con otros minerales; el sílice se presenta en las diatomeas en forma de píldora, las cuales están incrustadas a la matriz de diatomeas; esta matriz esta fracturada en su mayoría debido a la compactación y a los esfuerzos mecánicos de la roca, pero más por la debilidad mecánica de la roca. Este estrato altamente poroso, con debilidad mecánica en sus rocas y con un espesor considerable de la capa, en una formación somera, son condiciones más que idóneas para que compacten al iniciar la producción. En estas diatomeas el mecanismo de compactación primario es el esfuerzo de corte puesto que la roca tiene que soportar esfuerzos verticales y horizontales desiguales, además de que la roca es relativamente débil, por tanto se presenta el colapso de poro por trituración de granos y la reducción de volumen de la roca a medida que progresa la depleción del campo; razón de estos es la reducción de la porosidad a un 31-35% en algunas zonas de la diatomea. En este campo con el fin de mitigar los efectos de la compactación, lo cual estaba produciendo daños severos en los pozos, por lo que se vio obligada la sustitución y la reparación de los casings. Para reducir los gastos en la reparación de los pozos se recurrió a la inyección de agua, pasando la subsidencia de 0,58 ft/año en 1978 a 0,08 ft/año en 1993.

²⁹ E. DE ROUFFIGNAC y P. L. BONDOR: Land subsidence and well failure in the Belridge Diatomite Oil Field, Kern County, California. Part I. Experiments, model and verification.

2.15 CAMPO DAN, MAR DEL NORTE (DINAMARCA) ^[30]

Puesto en producción en 1972, corresponde a dos formaciones productoras de calizas, una de la edad Danian y otra de la Maastrichtian, estas formaciones de calizas poseen altas porosidades pero bajas permeabilidades; la gran diferencia entre estas dos formaciones es la saturación de gas contenido en cada una de ellas, en la formación del tiempo Danian, la saturación de gas es mucho mayor que la contenida en la del tiempo Maastrichtian. En ambas formaciones se inició un proyecto de inyección de agua en 1988 con el fin de mitigar la compactación; pero debido a que la formación Danian es una formación de gas, la despresurización en esta formación es mayor, por lo tanto fue la primera en presentar indicios de compactación, induciendo la subsidencia de la plataforma. La compactación en este campo es debida a la debilidad mecánica de las calizas y a la depleción de la formación, pero si ambas formaciones, estructural y geológicamente fuesen similares, al igual que la condición de esfuerzos en ambas, todavía la formación Danian compactaría más que la Maastrichtian, dado a que los líquidos al ser menos compresibles que los gases, la presión de poro en la formación Maastrichtian sería mayor y por ende compactaría en menor razón que la Danian.

2.16 CAMPOS LACQ-GAS, AQUITAINE (FRANCIA) ^[31]

Campo que empezó su producción en 1957, con un OOIP de 2.8 trillones de ft³ de gas. La formación consiste de dolomitas del Jurásico, con estratos de baja porosidad (4-6%), alternado de un estrato de muy baja porosidad (<1%), el drenado de la formación está asegurado por un patrón de fracturas de alta

³⁰ P.J. Hatchell, O. Jorgensen, L. Gommessen, J. Stammeijer: Monitoring reservoir compaction from subsidence and time-lapse time shifts in the Dan field.

³¹ V. Maury, Elf Aquitaine; J.R. Grasso, I.R.I.G.M. Domaine U.; and G. Witllinger, I.P.G: Lacq Gas Field (France): Monitoring of Induced Subsidence and Seismicity Consequences on Gas Production and Field Operation.

permeabilidad que conecta las masas de roca. El campo de gas se encuentra en una anticlinal con una extensión de 16Km E-O y de 8-9Km por N-S. La formación tiene un espesor de unos 1640 ft y la parte superior se encuentra a 10629,94 ft bajo la superficie. A comienzos de 1990 se midió la presión en la parte superior del yacimiento, la cual resultó ser de 1305 psi una caída significativa desde la presión inicial de 9282,41 psi. En 1968 se inició la inyección de agua en el campo aumentando la presión del reservorio de 884 a 928 psi, esto muestra la gran despresurización del yacimiento; esta despresurización junto con las fuerzas tectónicas a las que está sometida el yacimiento por su cercanía a la zona de cabalgadura del norte de los Pirineos al igual que la cercanía a la falla activa y somera de la misma zona, hace que la condición de esfuerzos en el yacimiento sea inestable; esta inestabilidad genera esfuerzos de corte al interior de los granos como en la roca, condición que genera compactación y por ende subsidencia. La preocupación por la compactación de este yacimiento está ligada a la falla del norte de los Pirineos, dado que la formación del Lacq-Gas recibe el 10% de la fuerza tectónica de la falla y con la condición del campo esto genera micro sismos en la zona, he ahí la razón de la inyección de agua; ya que ayuda a la roca a resistir la compleja condición de esfuerzos presente en la zona.

3. ASPECTOS PRINCIPALES DE LA COMPACTACIÓN

Antes de tratar los temas principales es de gran importancia conocer los aspectos que están involucrados e influyen en el fenómeno de compactación.

3.1 ASPECTOS GEOLÓGICOS

En los aspectos geológicos se tendrá en cuenta tanto las propiedades que contribuyen y hacen parte de los procesos en que la roca se ve afectada durante el fenómeno de compactación. También se analizará las condiciones iniciales de las rocas antes de la compactación, que pertenecen al origen de la misma, los factores que se ven afectados, y la contribución, las características y propiedades de la roca al fenómeno.

3.1.1 Propiedades de la roca

Antes de abordar los aspectos geológicos que influyen en el fenómeno de compactación y subsidencia, es necesario conocer algunas de las propiedades de la roca que intervienen y hacen parte de estos procesos, por lo tanto no se va a incluir todas las propiedades de la roca, ya que no es el objetivo de estudio del tema principal.

3.1.1.1 Propiedades petrofísicas. La petrofísica se encarga del estudio de las propiedades de la roca y su interacción con los fluidos contenidos. La petrofísica determina la relación existente entre los fluidos y su movimiento a través del medio poroso de la roca de un yacimiento determinado, el petrofísico obtiene información de variadas fuentes, como registros de hueco abierto y pruebas de laboratorio, para poder llegar a una conclusión final que es básicamente el tipo de roca presente en el yacimiento y los volúmenes de fluidos que están dentro de la roca. Las tres características de interés, consideradas en una roca reservorio desde el

punto de vista de ingeniería de yacimientos, son: porosidad, saturaciones de petróleo, gas y agua, y permeabilidades específica (absoluta), efectiva y relativa, pero solo se estudiará la permeabilidad absoluta en ésta tesis.

Las propiedades petrofísicas que se tratan en este texto son:

- Porosidad
- Permeabilidad absoluta
- Saturación
- Características del grano
- Presión de poro

Porosidad

La porosidad se define como la relación entre el volumen poroso y el volumen total de la roca además es un indicador de la capacidad de la roca para almacenar fluidos. Es determinante para los cálculos de los volúmenes de petróleo y/o de gas que pueden estar presentes en un yacimiento petrolífero, y representa el porcentaje del espacio total que puede ser ocupado por líquidos o gases. Dicha propiedad determina la capacidad de acumulación o de depósito de la arena y generalmente se expresa como porcentaje, fracción o decimal.

$$\emptyset = \left(\frac{V_b - V_g}{V_b} \right) * 100\% \quad (3.1)$$

Dónde:

\emptyset : Porosidad

V_b : Volumen total de la roca

V_g : Volumen ocupado por granos

Existen 2 clases de porosidad:

- Primaria
- Secundaria

Existen 2 conceptos de porosidad:

- Absoluta
- Efectiva

- **Porosidad Efectiva**

Relaciona el espacio de poros interconectados con el volumen total de la roca.

- **Porosidad Primaria**

La porosidad primaria es la que se origina cuando los granos se depositan, cuando la roca se forma. Es decir, esta porosidad es la porosidad original de la roca, y depende de algunos factores como la redondez, la esfericidad, la selección de los granos, etc.

- **Porosidad Secundaria**

La porosidad secundaria es la que se origina después de la formación de la roca, debido a factores externos.

Permeabilidad absoluta

Se define como la capacidad que tiene un medio poroso para permitir el paso de los fluidos mediante un gradiente de presión. La permeabilidad absoluta es la permeabilidad del medio cuando está saturado 100% por una sola fase, un líquido no reactivo. La permeabilidad constituye un tema de suma relevancia en la industria petrolera ya que el principal punto de interés es el de la producción de petróleo ya que esta propiedad de las rocas está directamente ligada al tema de la producción, mientras una roca tenga alta capacidad para permitir el movimiento del petróleo a través de sus poros interconectados y el yacimiento cuente con energía para "empujarlo" hacia la superficie, se podrá garantizar la producción del crudo.

Saturación de fluidos

Es la propiedad petrofísica que describe la cantidad de cada tipo de fluido en el espacio de los poros. Se define como la fracción del espacio poroso ocupado por una fase fluida. En función de los fluidos presentes en el yacimiento se define lo siguiente:

- Saturación de aceite (S_o) : fracción porosa ocupada por aceite
- Saturación de gas (S_g) : fracción porosa ocupada por gas
- Saturación de agua (S_w) : fracción porosa ocupada por agua

$$S_g + S_w + S_o = 1 \quad (3.2)$$

La sumatoria por lo tanto de las saturaciones de los fluidos presentes del yacimiento es igual a la unidad del espacio poroso que pueden ocupar.

Características del grano

- Tamaño de grano: es una medida del diámetro del grano, además ésta propiedad permite la clasificación de la roca. Ver la tabla 7.

Tabla 7. Clasificación de las rocas sedimentarias según el tamaño de sus clastos.

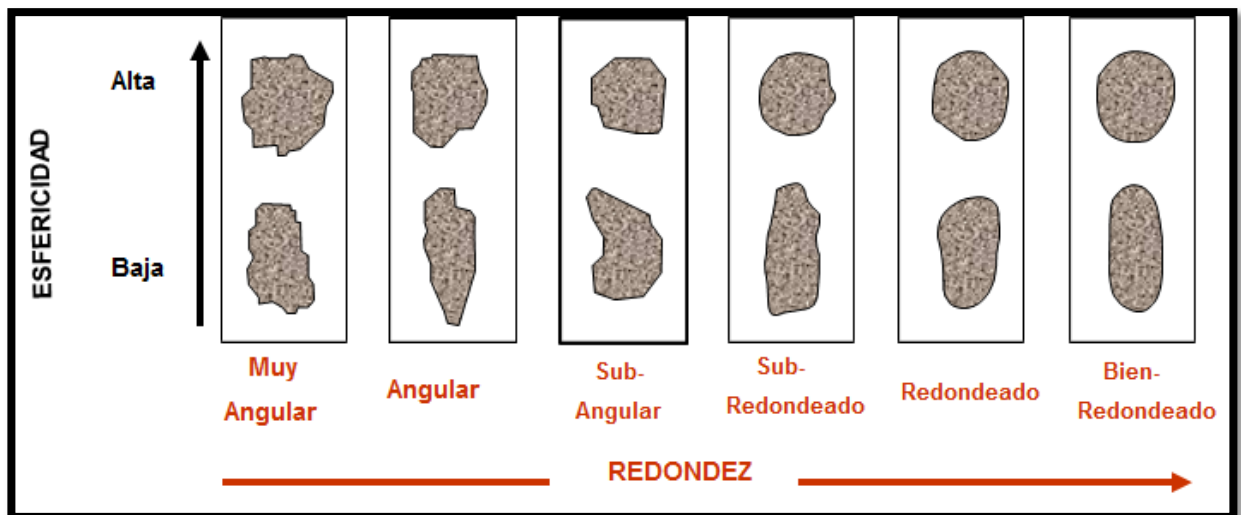
Tamaño mm	Nombre de los individuos	Nombre del sedimento Agregado no consolidado	Nombre de la roca Agregado consolidado			
256	Bloque	Aglomerado	Aglomerado			
64	Canto Rodado	Grava	Conglomerado			
16				Gujón	Gruesa	Psefita
4				Gujarro	Mediana	
2	Guja	Fina				
1	Grano	Arena	Arenisca	Psamita		
1/2					Gruesa	
1/4					Mediana	
1/8					Fina	
1/16	Particula	Limo	Limolita	Pelita		
1/256		Arcilla	Arcilla			

Fuente: Udden & Wentworth 1922.

- Forma del grano:

La forma del grano afecta tanto a la redondez (angularidad de las esquinas) y esfericidad (Figura 29). La esfericidad refiere a la forma de los clastos, siendo la forma ideal comparable a una esfera. La redondez tiene que ver con el grado de angulosidad de las aristas y vértices de un clasto, independientemente de su forma. Esta es una propiedad muy importante pues está relacionada con el transporte, el mayor o menor desgaste indicará mayor o menor transporte. Las partículas poseen formas particulares que reflejan tanto el origen de la partícula, como los procesos de erosión, transporte, deposición y retrabajamiento ocurridos antes o durante su depositación final.

Figura 29. Esfericidad y redondez en los clastos.



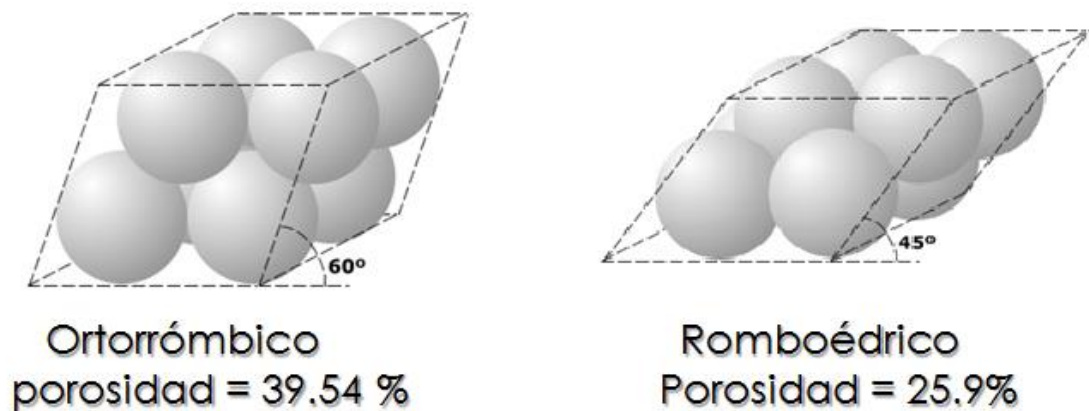
Fuente: Pettijohn et al., 1973.

- Selección: es una medida de la gama de tamaños de grano (distribución de tamaño de grano). Una roca que contiene una amplia gama de tamaños de grano se dice que está mal calibrada, mientras que bien calibrada implica una distribución estrecha. La selección es reflejo directo de la energía de un medio y de su capacidad para seleccionar los tamaños de las partículas que transporta y que deposita.

Empaquetamiento

El empaquetamiento se relaciona con el grado de contacto que presentan los clastos entre sí. De esto dependerá la relación entre volúmenes ocupados por clastos (Figura 30) y por espacios vacíos o rellenos por matriz y cemento, por lo que afecta a la porosidad y la permeabilidad. El empaquetamiento depende tanto del tamaño de grano, la forma y la selección. Granos redondos tendrán un ángulo de rozamiento más pequeño que los granos más angular a una misma porosidad.

Figura 30. Relación de la distribución de granos y la porosidad.



Fuente: Modificado de, <http://www.lacomunidadpetrolera.com/cursos/propiedades-de-la-roca-yacimiento/factores-que-afectan-la-porosidad.php>

Presión de poro

Es la presión ejercida por los fluidos al interior del espacio poroso de un depósito, la presión hidrostática, generalmente se define como la presión ejercida por una columna de agua de profundidad desde la formación hasta el nivel del mar. Cuando las rocas impermeables tales como los shale se forman, los sedimentos se compactan, los fluidos de los poros no siempre se pueden escapar y entonces deben soportar la columna de roca suprayacente, dando lugar a la formación de presiones anormalmente altas. Debido a los cambios de presión del yacimiento a medida que los fluidos son producidos del yacimiento, la presión debe ser descrita

como la medida en un momento específico, tal como la presión inicial del yacimiento.

3.1.1.2 Efecto de la compactación en las propiedades petrofísicas de la roca

Efecto sobre la porosidad y Compresibilidad

La pérdida de porosidad inducida por la caída de presión en una formación productora puede tener un impacto sobre toda la productividad del yacimiento. La reducción del volumen poroso en la formación puede resultar en la expulsión de hidrocarburo y un importante método de recuperación para los yacimientos débiles. Este mecanismo es comúnmente llamado empuje por compactación. Para evaluar el empuje por compactación en la producción histórica del yacimiento, se requiere un buen conocimiento de la compresibilidad de la formación. La compresibilidad de la roca es una propiedad inalterable e intrínseca de la roca del yacimiento. Es una función de un conjunto de parámetros que incluyen: minerales constituyentes de la masa de roca, el grado de sorting, grado de alteración de los minerales, cementación y la porosidad de la roca, la cual es un indicador crítico de la compresibilidad. En la figura 31 se observa que la compresibilidad de la roca puede variar a lo largo de tres a cuatro órdenes de magnitud (Chilingarian et al., 1983). La compresibilidad de la roca al igual que la de los fluidos es un mecanismo de expulsión de hidrocarburos. Al comenzar la explotación de un yacimiento y caer la presión, se expande la roca y los fluidos. La expansión de la roca causa una disminución del espacio poroso interconectado. La expansión de los fluidos tiende a contrarrestar el vaciamiento ocurrido por la producción de fluidos que a su vez causó la caída de presión. Ambos efectos van en la misma dirección, la cual es expulsar fluidos del espacio poroso interconectado. Esto trae como consecuencia el desarrollo de diferentes esfuerzos en la roca dando como resultado un cambio en la parte sólida, en los poros y por consiguiente en la roca total. Desde el punto de vista de ingeniería de yacimientos, el cambio principal es el sufrido por los

poros. La relación entre la compresibilidad de la roca y la porosidad viene dada por la siguiente ecuación:

$$C_{bv} = \phi C_{pv} + (1 - \phi)C_r \quad (2.3)$$

Dónde:

C_{bv} : Compresibilidad de la roca

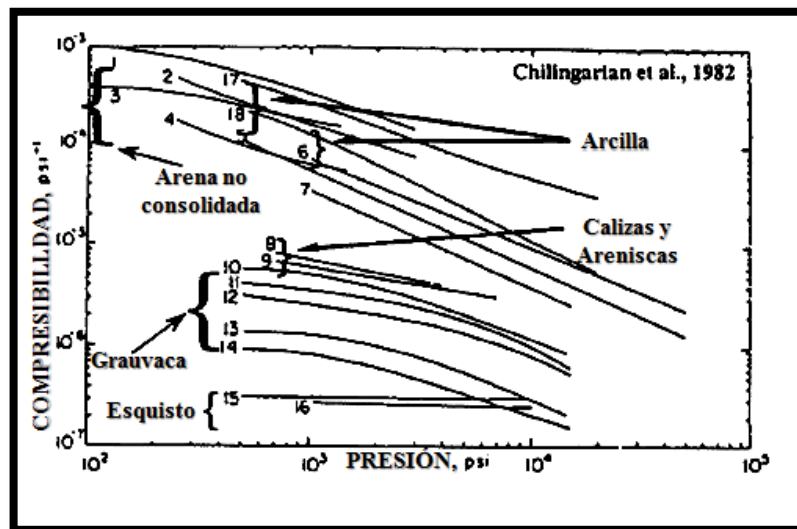
C_{pv} : Compresibilidad de poros

C_r : Compresibilidad de la matriz

ϕ : Porosidad

Las formulaciones matemáticas para los cambios de las propiedades petrofísicas con la compactación, serán desarrolladas en el Capítulo 4, de éste texto.

Figura 31. Compresibilidad de la roca versus presión en diferentes tipos de rocas.



Fuente: Chilingartan et al., 1982

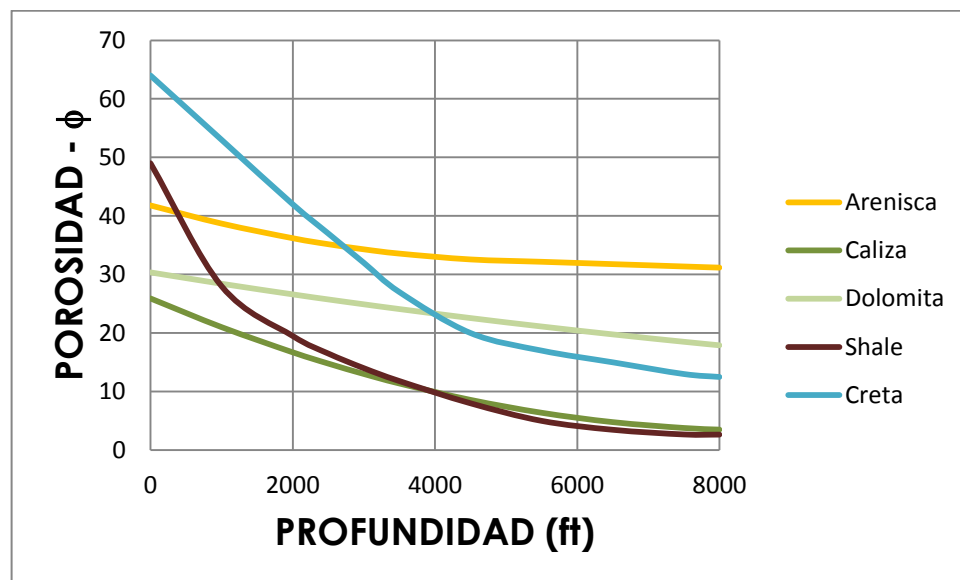
3.1.1.2.1 Etapas de la Compactación y sus efectos en la porosidad de la roca.

La porosidad de rocas sedimentarias ha sido mostrada como una función del

grado de compactación de la roca. Las fuerzas de compactación son una función de la máxima profundidad de enterramiento de la roca. El efecto de la compactación natural sobre la porosidad es causada por el empaque resultante después de la compactación, así los sedimentos que han sido enterrados muy profundamente exhiben menores valores de porosidad que los sedimentos que no han sido enterrados a grandes profundidades.

La siguiente figura presenta la tendencia general de distintas rocas sedimentarias en cuanto al cambio de la porosidad respecto a la profundidad de enterramiento, las curvas se obtuvieron a partir de pruebas de laboratorio de varias muestras, y a los datos obtenidos se les realizaron una regresión con el fin de adquirir una curva promedio que represente la tendencia general.

Figura 32. Efecto de la compactación sobre la porosidad



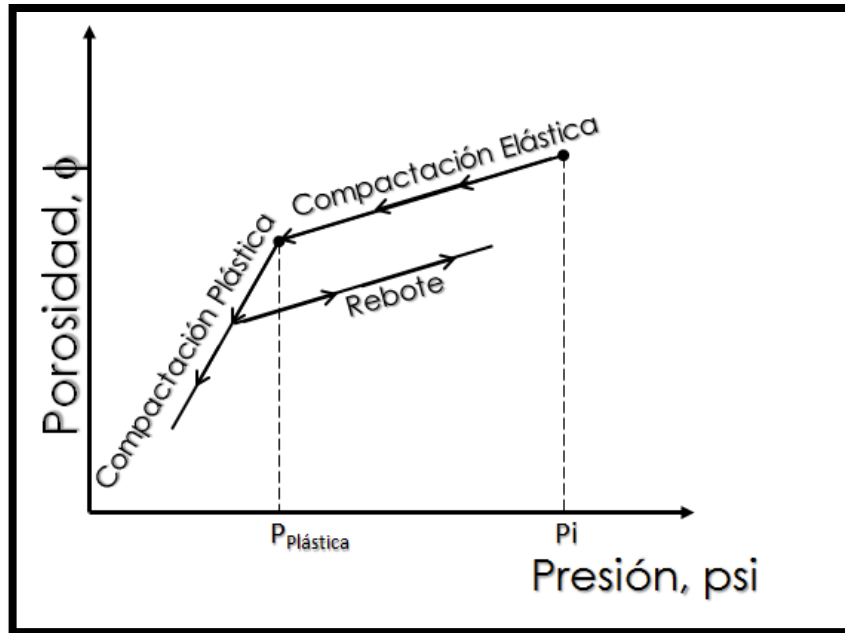
Fuente: autores, a partir de correlaciones.

La curva anterior solo tiene fines cualitativos, no debería usarse para modelamiento ya que las rocas son anisotrópicas y algunas podrían no ajustarse

con exactitud a la curva. Puede analizarse también que la arenisca es la mejor roca reservorio porque es la que conserva mayor porosidad en altas profundidades, la porosidad de la creta y el shale disminuyen drásticamente con la profundidad, mientras que las rocas carbonatadas disminuyen menos su porosidad a causa de la buena cementación que tienen.

La porosidad del yacimiento es sensible a los altos cambios de presión, por eso es de esperarse que varíe durante la etapa de producción hasta el agotamiento y también durante la etapa de inyección, que se presenta en los procesos de compactación y rebote. El efecto de compactación y rebote consiste en un proceso irreversible del encogimiento de la formación debido a la disminución de presión en el agotamiento primario y el rebote debido al aumento de presión a raíz de un posible período de inyección subsiguiente. En la figura 33 se presenta el comportamiento de la porosidad con los cambios de presión. A medida que la presión comienza a disminuir de la condición inicial del yacimiento, la roca se deforma elásticamente y la porosidad decrece debido a la compresibilidad elástica. Si la presión continúa disminuyendo por debajo de la presión crítica (presión plástica), se producirá cierta compactación irrecuperable, modificándose la porosidad a raíz de la compresibilidad de la roca para la compactación plástica. A diferencia del período elástico, la compactación plástica es un proceso irreversible. Además, a medida que sube la presión, la porosidad sigue una curva de rebote que se bifurca de la compactación plástica, en lugar de volver a cruzar la curva original de compactación.

Figura 33. Modelo de Compactación – Rebote de la roca



Fuente: Modificado de, Computer Modelling Group Ltd. “STARS, simulador de procesos avanzados y aplicaciones térmicas para yacimientos”. Guía de usuario, Versión 2002.

Efecto sobre la permeabilidad

Cuando ocurre el mecanismo comúnmente llamado empuje por compactación, el espacio del poro se reduce, algunas rutas de migración de fluido pueden bloquearse resultando en una reducción de la permeabilidad, esto depende del tipo de roca, el contenido de minerales, el grado de endurecimiento, y la configuración tectónica, aunque en algunas rocas puede incrementarse la permeabilidad por la posibilidad de que se generen fracturas, la permeabilidad de la matriz se reduce conforme se colapsan los volúmenes porosos o los granos se rompen.

3.1.1.3 Propiedades mecánicas de las rocas sedimentarias ^[32]. Las propiedades mecánicas son de tipo cuantitativo, permiten predecir el comportamiento mecánico de los macizos rocosos y son directamente aplicable dentro del diseño ingenieril. Estas propiedades alimentan a los modelos de predicción matemática para conocer el comportamiento que tienen las rocas en consecuencia de las perturbaciones hechas por el hombre. Las propiedades mecánicas más importantes son:

- Deformidad
- Permeabilidad
- Resistencia

Como las dos primeras propiedades ya han sido desarrolladas en este trabajo se realizará una breve descripción de las resistencias de las rocas sedimentarias de interés para la industria del petróleo, es decir, areniscas, creta y Esquistos. Estas rocas se clasifican por el tamaño de grano (o poro), que van desde 0,1 hasta 1 mm en las arenas, hasta el rango nanométrico en los shale. Esto afecta a las características petrofísicas, tales como la permeabilidad, la cual tiene una profunda influencia en el comportamiento mecánico, en particular, los fenómenos dependientes del tiempo. También se incluirá una breve descripción de la halita, lo que afecta, entre otras, la interpretación sísmica y la perforación en muchas cuencas sedimentarias.

Arenisca

Los tamaños de grano dominante de la arenisca suelen estar entre 0.01-1 mm. Los tamaños de poro son del mismo orden de magnitud, pero ligeramente más pequeños. Esto da permeabilidades que van desde microDarcy a varios Darcys. El mineral predominante es el cuarzo. El cemento puede ser de cuarzo también puede ser carbonato (especialmente calcita), o minerales de arcilla. El cuarzo

^[32] Petroleum related rock mechanics 2nd edition, chapter 3.

tiene un módulo volumétrico de 5409908 psi y un módulo de corte de 5946547 psi. Una prueba uniaxial con arenisca, típicamente muestra un comportamiento no lineal de esfuerzo-deformación durante la carga inicial, con rigidez a medida que el esfuerzo se incrementa. Esta no linealidad se puede atribuir a pre-existentes microfisuras dentro del núcleo, generados por liberación de esfuerzo durante el corazonamiento o causada por la meteorización. Para areniscas débiles, donde muchos contactos granos no están cementados, el contacto de grano en sí es un elemento no lineal. No es posible establecer cualquier número que caracterice a la resistencia o la rigidez de una típica arenisca, porque sencillamente no existe una arenisca “típica”. El rango de porosidades normal en las areniscas va desde menos de 5% hasta 40%. A partir de experimentos con muestras de núcleos en distintas areniscas se encontró que la resistencia varía con la porosidad, (*Plumb*, 1994) como se ilustra en la figura 34. Plumb encontró una correlación empírica de la resistencia uniaxial de areniscas muy limpias:

$$C_0 = 52000 (1 - 2.8\phi)^2 \quad (3.4)$$

Dónde:

C_0 : Resistencia a la compresión uniaxial

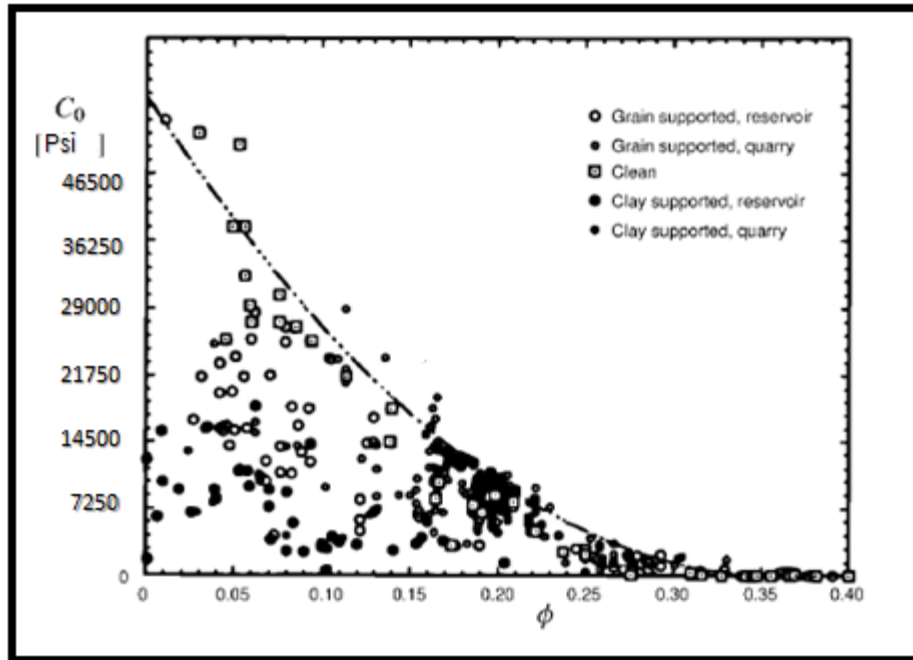
ϕ : Porosidad

Con C_0 dado en psi y ϕ en fracción, para $\phi < 0.357$.

El valor de C_0 representa un límite superior a la resistencia a la compresión uniaxial. Se obtuvo que para areniscas que contienen arcilla, la resistencia cae por debajo de la tendencia sugerida por esta ecuación. La mayoría de los datos presentados por Deere y Miller ^[33] (1966), indican que el Módulo de Young muestra una fuerte correlación con la resistencia C_0 siendo proporcional ésta, pero con dispersión significativa, obteniéndose una relación de proporcionalidad (E/C_0) entre 100 y 400.

^[33] Investigaron 82 Areniscas de 18 locaciones diferentes en Estados Unidos, Deere y Miller (1966).

Figura 34. Resistencia a la compresión uniaxial en las areniscas



Fuente: Petroleum related rock mechanics, p 125.

Debe tenerse en cuenta sin embargo que los datos de pruebas de compresión uniaxial a menudo no son muy confiables, debido a las pre-existentes grietas o fallas en las rocas analizadas. Cuando una arenisca comienza a ceder a la presión de confinamiento baja, el comportamiento que se encuentra a menudo es dilatante. Hay una transición frágil-dúctil: Por encima de una cierta presión de confinamiento, la roca falla en una manera dúctil, y la teoría de la plasticidad es necesaria para describir el comportamiento del material constitutivo. La envolvente de falla a menudo coincide con un criterio lineal, aunque generalmente resulta ser no lineal, con un ángulo de fricción disminuyendo a altos esfuerzos de confinamiento. El ángulo de fricción típico es alrededor de 30° , pero puede variar típicamente entre 20° y 40° . Los ángulos de fricción más altos se encuentran en bajas porosidades y bajos contenidos de arcilla.

Creta

Las partículas de creta se originan como esqueletos de algas, con un tamaño típico inicial de 30 micras. Durante la compactación los esqueletos son aplastados, y la mayoría de las partículas (y poros) de creta presente están en el rango de unas pocas (1-10) micras, con permeabilidades asociadas matriz entre micro-y milidarcy. El mineral predominante es la calcita, que tiene un módulo volumétrico mayor de 11167906 psi y un módulo de corte de 3988538 psi. Además de calcita, la creta contiene minerales de sílice y arcilla. La porosidad puede ser tan alta como 70%. En las zonas normalmente presurizadas, la porosidad es típicamente menor que 10% a profundidades de más de 2000 m. En los yacimientos del Mar del Norte sin embargo, se encontraron porosidades de creta de 15-50% a profundidades de 8203-11483ft debido a la sobrepresión. Estos yacimientos son también naturalmente fracturados, lo que lleva a las altas permeabilidades del yacimiento a gran escala en el rango de 100 milidarcy. La creta del Mar del Norte ha sido ampliamente estudiada debido a los prominentes yacimientos de creta (Ekofisk, Eldfisk, Valhall, Tommeliten y otros). Las tendencias generales que se encuentran (para la creta del Mar del Norte), se puede resumir en las siguientes ecuaciones ^[34]:

$$C_0 = 25237 e^{-7.57\phi} \quad (3.5)$$

$$E = 3263349 e^{-11.2\phi} \quad (3.6)$$

$$C_m = 1972513 e^{-9.29\phi} \quad (3.7)$$

Dónde:

C_0 : Resistencia a la compresión uniaxial

ϕ : Porosidad

E: Módulo de Young

C_m : Módulo de compactación uniaxial

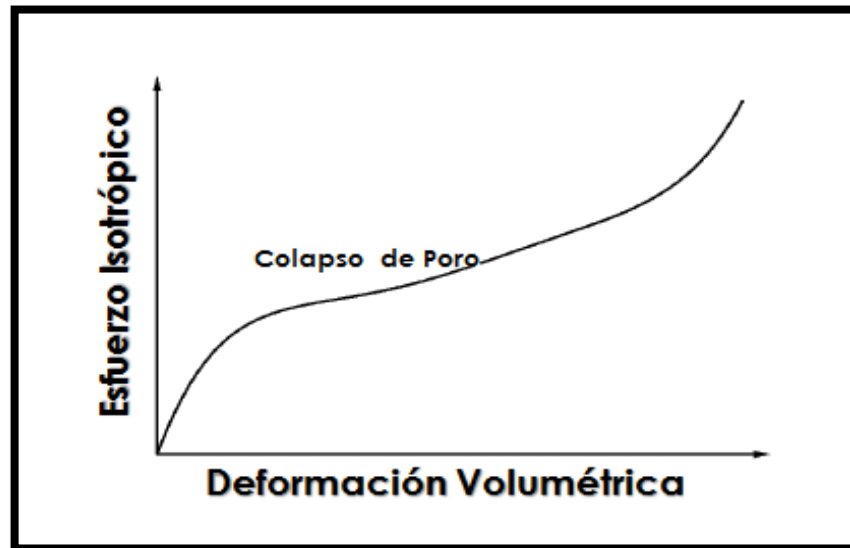
Donde C_0 , MPa, E y C_m se dan en psi y ϕ en fracción.

^[34] Andersen (1995), Havmøller y Foged (1996), Engstrom (1992).

Así como en la arenisca, la creta tiene una superficie de falla con una falla de cizallamiento frágil a bajas presiones de confinamiento, los ángulos de fricción están típicamente entre 10° y 30° .

Un ejemplo de una típica curva tensión-deformación para una creta bajo compresión hidrostática (como por ejemplo dado por Dahou et al., 1995) se muestra en la figura 35.

Figura 35. Curva típica de esfuerzo-deformación bajo compresión hidrostática.



Fuente: Modificado de, Petroleum related rock mechanics p. 127.

El esfuerzo alcanza una porción plana después de una fase inicial elástica. Esta parte horizontal representa el colapso de los poros. Tras el colapso de poro, el material recupera algo de rigidez y continuará deformándose.

Shale

Los shales consisten en gran medida de minerales de arcilla. Desde el punto de vista mecánico de la roca, es natural definir un shale como una roca en el que los minerales de arcilla constituyen una estructura de soporte de carga. Debido a la

abundancia de minerales de arcilla, los tamaños de poro en el shale son muy pequeños, típicamente entre 5 y 25 nm. Además, los minerales de arcilla contienen agua estructuralmente ligada. Esto significa que es difícil de medir, así como para definir las propiedades elásticas del material sólido contenido en el shale. En la práctica esto significa que el contenido de arcilla debe ser mayor que el 40% aproximadamente. La textura del shale es fuertemente anisotrópica. Esto se ve a menudo a través de un plano de debilidad a lo largo del cual el shale se divide fácilmente. Lashkaripour y Dusseault (1993) recogieron un gran conjunto de datos de shale, la mayoría de los shales en ensayos mostraron porosidad por debajo de 20%. Ellos encontraron que la resistencia a la compresión uniaxial aumenta a medida que disminuye la porosidad, y propuso una relación de la siguiente forma:

$$C_0 = 28000\phi^{-1.14} \quad (3.8)$$

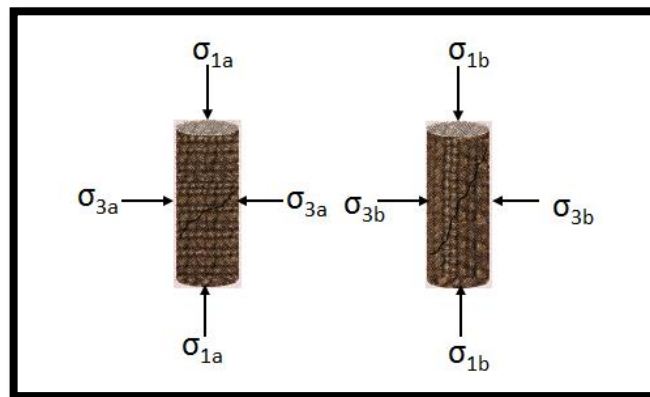
Donde C_0 se da en psi y ϕ se expresa en %. Su conjunto de datos mostró también que la resistencia y rigidez están relacionadas. La relación entre el módulo de Young y la resistencia a la compresión uniaxial (E/C_0) es típicamente alrededor de 200. La resistencia a la compresión es típicamente 10-15 veces mayor que la resistencia a la tensión. Horsrud (2001) estudió los shales del Mar del Norte, la mayoría de ellos con porosidades más altas (30-55%). Se confirmó una proporcionalidad entre el módulo de Young y la resistencia a la compresión uniaxial, con una constante de proporcionalidad de ~ 150 . Estos datos muestran una buena correlación de la resistencia con la porosidad, pero las correlaciones son diferentes de los encontrados para shales de menor porosidad por Lashkaripour y Dusseault. Ambos trabajos demostraron que las mediciones de la velocidad onda P muestran una buena correlación para la resistencia del shale, por lo que es un resultado importante para relacionar la resistencia del shale a mediciones sísmicas sobre cortes de perforación o de datos de registros sísmicos.

Horsrud (2001) encontró la relación:

$$C_0 = 111.7 v_p^{2.93} \quad (3.9)$$

Donde C_0 se da en psi y v_p se da en km / s. Debido a su estructura en forma de placa, una arcilla sin compactar y suave, normalmente tendrá un ángulo de fricción bajo. A medida que tiene lugar la compactación y consolidación, la porosidad y el contenido de fluido disminuye, el shale desarrollará un ángulo de fricción más alto. Horsrud también mostró que el ángulo de fricción en la mayoría de las pruebas con shale de alta porosidad era muy bajo, típicamente de 10° - 20° . Como se ha mencionado anteriormente, la estructura de placa del shale también conduce a la anisotropía. La figura 36 se observa dos muestras cargadas hasta la falla, una con esfuerzo principal mayor en dirección perpendicular a la estratificación (a) y una paralela a la estratificación (b). Las muestras con la carga máxima paralela a la estratificación a menudo tienen un ángulo de falla mayor que las muestras con carga máxima normal a la estratificación.

Figura 36. Muestras de shale cargadas hasta la falla.



Fuente: Modificado de, Petroleum related rock mechanics p 130.

Estando las muestras con iguales presiones de confinamiento, la muestra con carga máxima perpendicular a la estratificación requerirá un esfuerzo máximo más alto con el fin de generar la falla. Esta tendencia general es razonable de esperar, ya que los planos de estratificación posiblemente representarán los planos de debilidad. El grado de anisotropía puede variar significativamente, dependiendo tanto del ambiente de depositación y los procesos post-deposicionales.

Halita

La halita se precipita a partir de agua de mar, la composición mineralógica de la halita natural varía de muy homogénea (99% halita; NaCl) a las asociaciones minerales heterogéneas. En muchas minas de sal se encuentran, por ejemplo debajo del campo de Ekofisk en el Mar del Norte, donde la sal subyacente tiene un fuerte impacto en los esfuerzos del yacimiento. La sal también se puede encontrar por encima de los yacimientos, como en el área del Golfo de México, y el Presal en Brasil. Muy a menudo la sal que se encuentra impone problemas durante perforación. La sal tiene una permeabilidad muy baja y es por lo tanto de interés para el almacenamiento a largo plazo de los residuos peligrosos.

Los granos de sal (o cristales) pueden estar entre 1 y 50 mm de tamaño. La Halita virgen se caracteriza generalmente por una porosidad muy baja (<0,5 a 1,0%) que en algunos casos puede ser inferior a 0,1%. Una porción significativa del volumen de poros puede producirse como huecos cerrados que contienen gas, salmuera o ambos. Los tamaños de poro están en el intervalo de nanómetros a micrómetros. La permeabilidad de la halita virgen en la Tierra está probablemente en el rango nanoDarcys o inferior (Cosenza y Ghoreychi, 1996). La permeabilidad ultra baja de la halita natural intacta le permite a uno mantener esta roca impermeable en muchas situaciones prácticas. El valor del módulo de Young en la halita como la obtenida en un ensayo estático convencional es sensible a la tasa. Para reducir el efecto de la sensibilidad a la tasa, el módulo de Young se mide generalmente

durante el transcurso de la descarga-recarga, produciendo valores E de 1450377-4351132 psi para varios tipos de halita. La relación de Poisson oscila entre 0,15 y 0,4 siendo 0.2-0.3 el rango promedio (Hansen et al., 1984). Algunos tipos de halita tienen cementación apretada y son muy competentes, mientras que otras están más o menos consolidadas y puede ser aplastado por la presión ejercida de la mano. La resistencia a la compresión uniaxial C_0 varía típicamente desde aproximadamente 2176 a 5076 psi. La baja resistencia contra esfuerzos de tensión es uno de los rasgos característicos de la halita. El ángulo de fricción interno varía de 40 ° a 65 °.

La presión de confinamiento notablemente aumenta la deformación progresiva de la halita. La deformación axial medida en falla en el régimen confinado puede alcanzar 10-25% (Lux y Rokahr, 1984). El comportamiento plástico de la halita está ligado al comportamiento muy significativo a la ductilidad, puede ser modelado macroscópicamente en analogía con la plasticidad metálica en función del tiempo. La cantidad de deformación de fluencia aumenta con el creciente esfuerzo deviatorio, y aumenta fuertemente con el aumento de la temperatura.

3.1.2 Historial sedimentológico de la roca.

En esta sección se estudiarán los diferentes procesos sedimentológicos que dan lugar a las rocas sedimentarias, pues de estos procesos depende la capacidad física de la roca para soportar los esfuerzos al interior de la tierra o subsuelo.

Las propiedades que le permiten a la roca sedimentaria actuar ante un campo de esfuerzos vienen dadas desde su formación, debido a los diferentes procesos que dan origen a las rocas sedimentarias como el transporte, del cual depende la redondez, la esfericidad y el tamaño de los granos que conforman la roca; la deposición, la cual provee el grado de selección de los granos que darán génesis a la roca; la diagénesis de la roca, la cual se subdivide en tres procesos; la sindiagénesis, anadiagénesis y la epidiagénesis; procesos que conllevan al

empaquetamiento de los granos, a la cementación de la roca, y a procesos de foliación de la misma, pero para efectos de la compactación y de la subsidencia solo interesan los procesos correspondientes a la anadiagénesis o proceso de litificación, la cual comprende los procesos de compactación, cementación y deshidratación de la roca. Todos estos procesos anteriormente enunciados son valiosos al momento de evaluar las propiedades mecánicas de la roca, ya que dependiendo de la manera en que se formó el estrato de sedimentos así van a ser sus propiedades mecánicas.

A continuación los diversos procesos sedimentarios que permiten evaluar la condición mecánica de la roca.

3.1.2.1 Transporte de los sedimentos.

El transporte de los clastos o dendritos, empieza con la meteorización de rocas preexistentes y/o la erosión de las mismas, luego el material desprendido es transportado, la mayoría de las veces por agua, pero existen otras formas en que los clastos son transportados para su posterior deposición; y pueden ser transportados por gravedad, por aire, por agua, por hielo, o a través de una corriente de turbidez. Cada uno de estos medios, permite el transporte de los clastos, más el tamaño de los dendritos que los mecanismos son capaces de transportar varía según la densidad del medio que los transporta, al igual que la redondez y esfericidad que estos puedan adquirir, también varía según el medio.

Pero antes de hablar de los diferentes mecanismos de transporte de clastos se debe tener en cuenta la clasificación de estos según el concepto de tamaño (Tabla 7), redondez y esfericidad (figura 29), para poder hablar así de los medios de transporte y de la clase de clastos o dendritos que estos son capaces de transportar.

El transporte de los clastos depende ciertos factores.

- La **velocidad** de movimiento del agente geológico. Con esto se refiere que en cuanto mayor sea la velocidad que posee el agente transportador, mayor será la capacidad de transporte.
- La **densidad** del agente geológico. A mayor densidad del agente, mayor capacidad de transporte.
- La **viscosidad** del agente geológico. Cuanto mayor es su viscosidad, mayor cantidad de sedimentos transporta.
- **El tamaño de las partículas.** Existe para cada agente geológico un tamaño límite de sedimento para ser transportado.

Uno de los medios de transporte principales de los clastos o dendritos, es la gravedad, siendo el principal no es el más influyente debido a la baja velocidad de transporte de los fragmentos, por lo tanto los clastos obtenidos de este mecanismo son de tamaño grande, situación similar a la del hielo, donde el transporte es muy lento pues depende de los periodos glaciales, pero el tamaño de clastos que se transportan por este medio es muy variado o surtido; los mecanismos más influyentes son el agua y el aire, donde el agua se permite al transporte de clastos de mayor tamaño en comparación a la del aire, todo por la diferencia de densidades entre medios, en ambos medios se presenta el transporte por rodamiento, saltación o suspensión; pero el agua es el único mecanismo que puede transportar partículas en solución de donde desprenden las rocas químicas, y el material cementante propio de las rocas sedimentarias, en el mecanismo de transporte por agua se presenta el transporte por corriente de turbidez donde la corriente está formada por una mayor cantidad de material en suspensión en relación al agua, por este mecanismo se precipitan rocas de tipo químico y orgánico.

Dependiendo del mecanismo de transporte de los sedimentos, en los lugares de deposición se contara con este material, del cual dependiendo de su calidad, la

roca formada a partir de estos poseerá sus parámetros petrofísicos como roca almacenadora, sello o productora.

3.1.2.2 Deposición de sedimentos.

Después de que los clastos son transportados desde el lugar de meteorización, son depositados; para que este ambiente de deposición pueda tener lugar, la velocidad de flujo de las partículas debe de ser menor a la tasa de sedimentación, y así acontezca el agrupamiento del material, de este agrupamiento de granos pueden salir rocas con muy buena selección de grano y otras no tanto, todo esto depende del tipo clastos que se transportaron a este ambiente de deposición; de aquí parte el concepto de selección de grano. La selección del grano es la propiedad que describe la variabilidad del tamaño del grano en una roca sedimentaria detrítica. Aquellas rocas que muestran solo una clase de granulometría bien definida siendo el tamaño de todas las partículas similares, se dice que están bien seleccionadas. Por oposición, aquellas en que sus constituyentes presentan una gran diversidad de tamaños se denominan mal seleccionadas. La selección de grano es una propiedad que condiciona fuertemente la porosidad, y la permeabilidad de una roca.

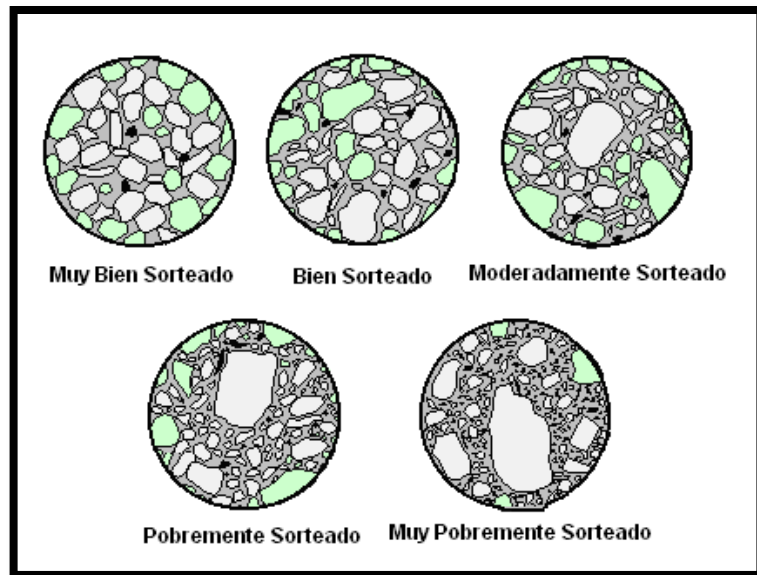
Los ambientes de deposición de los sedimentos se clasifican en 3.

Tabla 8. Ambientes de deposición sedimentaria.

Continental	Desértico Glaciar Aluvial Fluvial Lacustre
De transición	Deltaico Playero Estuarino Isla barrera-lagoon
Marino	Plataforma Talud Llanura abisal

Fuente: Tomado de “diapositivas – Sedimentología, Javier Peña Manosalva, UIS”

Figura 37. Clasificación de la selección de grano.



Fuente: <http://es.scribd.com/doc/118215565/Laboratorio-Rocas-Sedimentarias>

3.1.2.3 **Diagénesis de las rocas sedimentarias.**

La diagénesis es el conjunto de cambios físico-químicos que presenta los sedimentos tras su deposición, lo que también es conocido como litificación o como el conjunto de procesos que transforman los sedimentos en la roca. Sin embargo en la diagénesis existen tres procesos claramente diferenciables:

- a) **Sindiagénesis**, es el proceso donde se da el reordenamiento de las partículas al momento de la sedimentación.
- b) **Anadiagénesis**, corresponde al proceso de litificación de los sedimentos, en este se produce la *compactación*, la *deshidratación* y la *cementación* de la roca poco consolidada.
- c) **Epidiagénesis**, es el conjunto de procesos que intervienen cuando se expone a la superficie una roca originalmente más profunda. En este sentido cabe destacar la descarga litostática, la saturación con aguas subterráneas, procesos de oxidación, etc.

Como se dijo anteriormente, el proceso que más interesa son los procesos referentes a la anadiagénesis o litificación, dado que dicho proceso interviene de manera directa en la capacidad de la roca de resistir los esfuerzos in-situ a la que va a estar sometida. La litificación es el proceso durante el cual los sedimentos experimentan cambios de carácter físico-químicos, antes de estos cambios todas las rocas poseen grandes valores de permeabilidad y porosidad. La litificación de la roca inicia con la compactación, este proceso se da por el enterramiento, donde la deposición de material sedimentario joven cubre al antiguo y lo entierra, de forma que el peso de sobrecarga sobre la roca produce la disminución del espacio poroso de la roca; la compactación es la causante de reorganización de los clastos enterrados; cuando el proceso de compactación se empieza a dar y con esto se refiere a que está en sus fases iniciales ó que la compactación se está presentando relativamente cerca de la superficie; en esta parte del proceso los cambios que se dan en los sedimentos no son de gran magnitud, pero durante esta etapa se produce migración de material molecular al interior de los sedimentos, cabe aclarar que esto se presenta cuando el ambiente sedimentario es acuoso. Cuando el sedimento se encuentra enterrado a grandes profundidades, se presenta una reducción más significativa en la porosidad de los sedimentos; una causa es por la reorganización de los granos por la acción del creciente esfuerzo de sobrecarga.

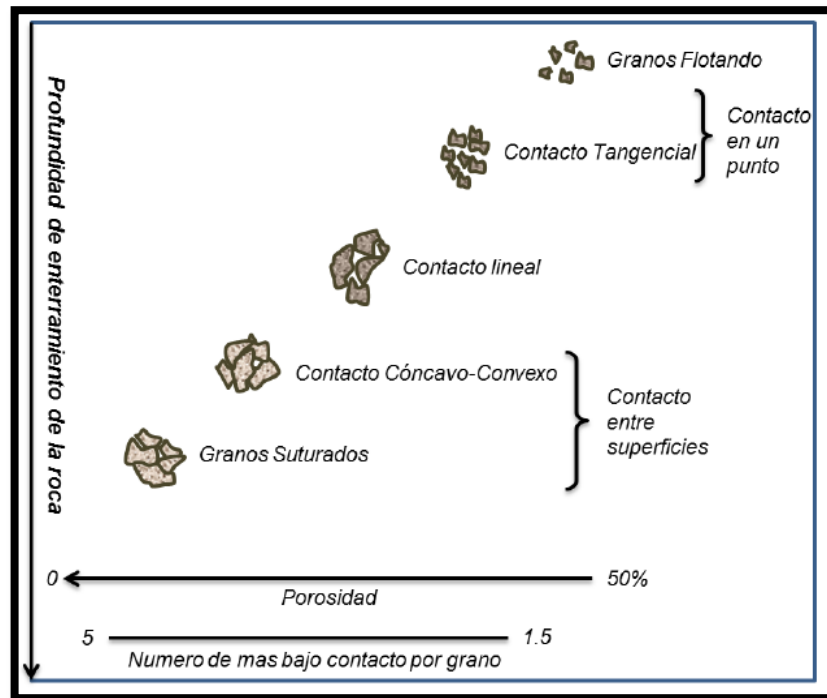
La reorganización de los granos se da cuando los granos se desplazan en la roca, este desplazamiento puede ser por translación de los granos, rotación o por una migración de granos más finos al espacio poroso de los de mayor tamaño, formando así una matriz; la composición de esta matriz de grano fino, suele ser similar a la de los clastos que sustenta, dado que su formación es contemporánea con la sedimentación de los clastos, a excepción de los clastos con tamaño tipo limo u arcilla, donde la matriz es de arcilla y oxhidróxidos de hierro. La abundancia de matriz en la roca, es muy variable, en algunos casos puede ser prácticamente

inexistente, esto implica que las propiedades físicas y mecánicas sean muy variables para un mismo tipo de roca.

La deposición del grano fino que forma la matriz genera más pérdida en la porosidad y en la permeabilidad de la roca, es por esto que la reducción de la porosidad está condicionada según el grado de selección de grano de los sedimentos. En las areniscas se presenta un fenómeno debido a la compactación de sus sedimentos donde los contactos entre los granos de la misma cambian, este fenómeno fue estudiado por Taylor en 1950, de este estudio se concluyó los diferentes tipos de contactos presentes en la roca a medida que esta es enterrada (figura 38); donde la roca a poca profundidad posee un contacto tangencial y a medida que la presión de sobrecarga aumenta cambia a uno lineal, cóncavo o convexo, y de granos suturados. Este fenómeno se ve explicado con el aumento del ángulo de fricción de los granos, al igual que el aumento de la cohesión de la roca.

Una razón de los cambios de contactos en la roca, es porque los granos son afectados por la temperatura y la presión a la que están sometidos, esto por la profundidad de enterramiento; la presencia de estos factores genera un aumento en la solubilidad de los granos del sedimento; en las areniscas por el aumento de la presión entre granos se genera la disolución parcial de los granos de silicato; este fenómeno se conoce como soluciones a presión (Figura 26), donde el aumento de la temperatura produce el aumento de las reacciones químicas en los sedimentos por consiguiente aumenta la solubilidad de la mayoría de los minerales presentes en la roca, lo cual reduce la porosidad y la permeabilidad de los sedimentos. Cabe agregar que los sedimentos se seguirán compactando mientras la condición de esfuerzo lo permita.

Figura 38. Variación del número de contactos y de la porosidad, debido a la profundidad de enterramiento según Taylor (1950).



Fuente: Tomado de “Tesis de evaluación de la compactación de la roca sobre la producción de hidrocarburo mediante simulación numérica de yacimientos del Ing. Jairo Dimaté e Ing. Javier Murcia, p. 42.

Durante la compactación de la roca, se da la deshidratación misma, este proceso donde el agua que estaba presente en el espacio poroso de los sedimentos, es desplazada del mismo. Durante la deshidratación se presentan cambios químicos y físicos al interior de la roca; físicamente la roca pierde parte de porosidad y permeabilidad dado a la expulsión del fluido producto de la fuerza de los estratos de sobrecarga. Los cambios químicos que se dan en la roca durante la deshidratación de estas, son los que le dan lugar a la cementación; donde el agua que se depositó junto con los sedimentos se filtra por el espacio poroso y va depositando ciertos compuestos cristalinos, procedentes de la precipitación de las soluciones iónicas o coloidales que circulan e interactúan con la roca; los

cementos poseen tamaños de granos muy variables que van de ser muy grandes o pequeños que el de los clastos y/o matriz, dependiendo de la naturaleza del cemento y del proceso que lo formó. La presencia de cemento en la roca es significativa de una mayor cohesión entre granos y de una mayor resistencia mecánica, más también es sinónimo de una menor porosidad y de una menor permeabilidad, al final la función del cemento es servir como un consolidante natural para la roca.

Los cementos más abundantes son carbonatados, silíceos, ferruginosos, y los de fracción arcillosa; los cementos silíceos, son los que le imprimen mejores características mecánicas a la roca, al permitirle una mejor resistencia a la deformación; los cementos carbonatados son simplemente aquellos que están formados por calcita; los ferruginosos están compuestos por óxidos y oxhidróxidos de hierro (y algo de manganeso); y los cementos de fracción arcillosa son más considerados como matriz que como cemento en las rocas dendríticas, únicamente es considerado cemento si su origen se da en la diagénesis, este tipo de cementación le imprimen a la roca una mala resistencia mecánica, dado que las rocas que presentan este tipo de cemento son más propensas a la deformación.

Teniendo en cuenta toda la información que anteriormente se dio, está muy claro que la capacidad de la roca sedimentaria de soportar los esfuerzos que están presentes al interior de la tierra, está dado por el historial sedimentológico que estas poseen, ya que cada uno de los procesos a la que esta fue sometida durante su formación, le da las características físicas y mecánicas necesarias para resistir esfuerzo.

3.2 ASPECTOS OPERACIONALES

En esta sección se estudiarán cuáles son los efectos adversos de la compactación y la subsidencia en superficie, en lo que comprende a tuberías y facilidades durante la etapa de la producción de hidrocarburos. Es necesario comprender las posibles consecuencias o resultados que conllevan el desarrollo de la compactación en el yacimiento y la subsecuente subsidencia, con el objetivo de reducir o mitigar ^[35] las pérdidas materiales y humanas, ya sea en una etapa de diseño o la elaboración de un plan de contingencia.

3.2.1 Colapso de Casing

El colapso de casing es uno de los problemas comunes generados en un yacimiento como resultado de la compactación. Varios ejemplos que se han documentado, tal como en los casos de: el Campo Ekofisk el Campo Valhall, Mar del Norte, el campo Belridge y el Campo de Wilmington, California, en donde tuvo lugar este problema. El daño de casing se vuelve un problema operacional debido a que éste se deforma (se forma un dog-leg) tanto que obstruye operaciones de workover y recompletamientos. Por lo que toca recurrir a los sidetracks que resultan muy costosos. Se realizará énfasis a los mecanismos que están presentes en la compactación, en los cuales los esfuerzos presentes son los compresivos y tensionales. Los principales mecanismos que intervienen en el daño de un casing son: deformaciones de compresión, corte, de tensión y de flexión. Los mecanismos se ilustran en la figura 39.

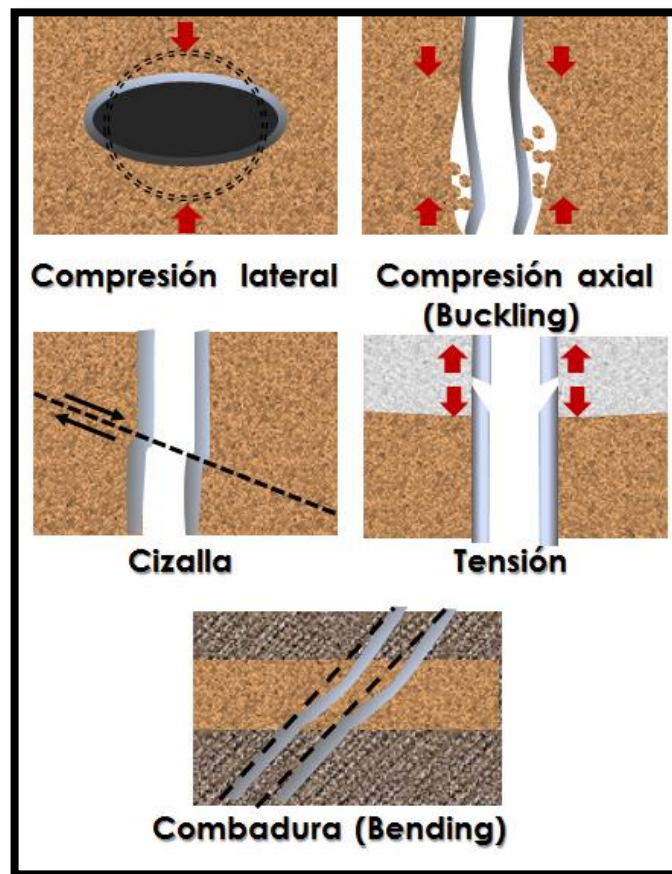
Daños por la Compactación

En una zona de compactación, se supone que la deformación del casing en un pozo vertical es igual a la deformación de la formación. Esto se basa en la hipótesis de no deslizamiento axial, y la compactación uniforme del yacimiento. Si el pozo es desviado, la deformación del casing será igual a la componente de la

^[35] La ampliación de los métodos para mitigar daños operacionales se presentarán en el Capítulo 5.

deformación de la formación a lo largo de la dirección del pozo. El riesgo de pandeo de casing es mayor en intervalos con poco soporte, por ejemplo, cerca de un completamiento que produce arena donde la caída de presión también es más notoria, porque el cemento proporciona un soporte pobre. En la figura 39 se observa distintos mecanismo que causan daños en el casing, además una representación de los esfuerzos y la deformación generada.

Figura 39. Mecanismos de daño de casing



Fuente: Recopilación de, “Casing Shear: Causes, Cases, Cures”, Maurice B. Dusseault, SPE, Porous Media Research Inst., U. of Waterloo, and Michael S. Bruno, SPE, and John Barrera,* Terralog Technologies Inc.

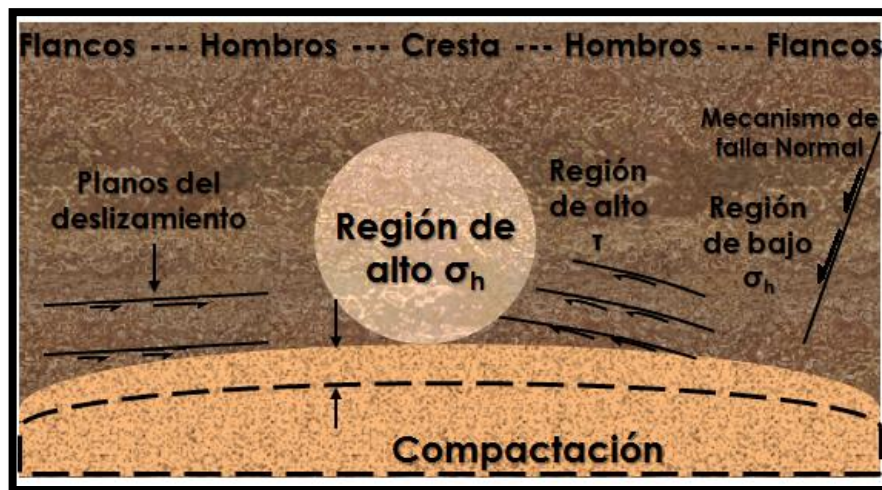
Estudios realizados en un modelado analítico y numérico (1995) ^[36], se encontró que la deformación del casing correspondería al 0,5-0,75% y puede ser considerado como un límite superior para una sección de 10 pies sin soporte. Mientras que Bruno (2002) argumentó que la compactación del casing del 1% o menos, es poco probable que ponga en peligro la integridad del mismo. La deformación de la sección transversal del casing debido a la carga lateral no uniforme se conoce como "trituration". Esto es principalmente un problema en las zonas del yacimiento con gran depleción, y donde la formación es muy suave. Son diferentes los resultados adversos por la compactación en la tubería de revestimiento, donde se presentará a continuación las consecuencias y los factores presentes, mientras que en el Capítulo 5 se analizará las posibles soluciones para contrarrestarlo.

- Fallas por compresión: La compactación puede ocasionar fallas por compresión, que puede ser de tipo axial, como consecuencia genera pandeo, también se puede generar combadura en el casing, como resultado de la compactación no uniforme, por lo tanto, es preferible un pozo desviado a un pozo vertical con el fin de reducir el daño por compresión del casing.
- Cizallamiento del Casing: El cizallamiento que se genera como consecuencia de la compactación del yacimiento puede inducir cizalla en el casing; cuanto mayor sea disminución de volumen en la zona, mayor es el potencial de deterioro del casing en la sobrecarga. La compactación es una disminución del volumen del yacimiento inducida por una reducción en la presión de poro inicial, por lo general asociado con el agotamiento. La disminución de la presión causa un aumento en las fuerzas de grano a grano (esfuerzo efectivo), y se produce la compactación del yacimiento cuando estos contactos se compriman o se aplasten si el yacimiento tiene un comportamiento elástico lineal, pero los yacimientos compresibles son

^[36] Cernocky y Scholibo

granulares y rara vez se comportan de una manera elástica, se requiere de cálculos de compactación ajustados a datos experimentales de compresibilidad. Cuando se empieza a experimentar el agotamiento en el yacimiento, se espera una reducción de la porosidad. Debido a la continuidad de las rocas suprayacentes y si el yacimiento tiene forma lenticular en la sección transversal, la compactación es un movimiento hacia abajo y hacia adentro. Esto conduce a las reacciones en la sobrecarga (Figura 40).

Figura 40^[37]. Regiones de esfuerzo en un yacimiento lenticular que se compacta.



Fuente: “Casing Shear: Causes, Cases, Cures”, Maurice B. Dusseault, SPE, Porous Media Research Inst., U. of Waterloo, and Michael S. Bruno, SPE, and John Barrera,* Terralog Technologies Inc, Fig 5.

La sección de la cresta experimenta un aumento en σ_h ; Los flancos remotos experimentan una caída en σ_h ; Y las rocas por encima de los hombros

^[37]“Casing Shear: Causes, Cases, Cures”, Maurice B. Dusseault, SPE, Porous Media Research Inst., U. of Waterloo, and Michael S. Bruno, SPE, and John Barrera,* Terralog Technologies Inc.

experimentan un aumento en el esfuerzo de cizalla, τ . Si el esfuerzo de corte en cualquier lugar de la sobrecarga supera la resistencia de los planos de estratificación, se puede generar un deslizamiento de bajo ángulo. Si existe un potencial para la reactivación de fallas inversas de bajo ángulo en la región de la cresta, un mecanismo de empuje se puede desarrollar a medida que aumenten los esfuerzos horizontales, lo que lleva a la condición $\sigma_H = \sigma_1 > \sigma_v = \sigma_3$. Por último, existe el potencial para un mecanismo de falla normal de alto ángulo que puede desarrollarse en los flancos, lo que lleva a la condición $\sigma_v = \sigma_1 > \sigma_H = \sigma_3$. En general, la cizalla del casing es más común en los hombros de la estructura en la que es más probable que se concentre los esfuerzos de cizalla.

- Daños por producción de fluidos: La producción de los fluidos del yacimiento conlleva a un aumento del esfuerzo efectivo, lo que provoca una disminución del volumen en el yacimiento. Para un solo pozo (o línea de pozos) en el caso de una zona de agotamiento de distancia limitada, esto conduce a una concentración del esfuerzo de corte similar al caso de presurizar el yacimiento. Si la compresibilidad del yacimiento es sustancial, las deformaciones pueden ser lo suficientemente grandes como para poner en peligro el casing. A medida que se produce un yacimiento, la contracción tiende a causar una descarga lateral en la zona depletada y en el avance del frente de presión. Esto conduce a los mecanismos de falla normal, particularmente en yacimientos en zonas tectónicamente relajadas (pasivas), $\sigma_v > \sigma_h > \sigma_H$ donde los gradientes iniciales de esfuerzos laterales son bajos, y sobre todo si hay fallas preexistentes.

3.3 ASPECTOS GEOMECÁNICOS

El primer fenómeno redundante de la presencia de compactación y subsidencia, se dio en Venecia, la subsidencia natural ha ido hundiéndola desde hace mucho tiempo, pero este hundimiento se vió agravado a principio del siglo XX, por la

extracción de agua para el consumo de la creciente población veneciana y la extracción de gas del subsuelo de la ciudad; actividades que causaron la compactación de los estratos afectados; agravando la situación en la ciudad, puesto que la ciudad ya venía con una subsidencia lenta pero constante de 13cm por siglo, debido a la acción natural del enterramiento de sedimentos, más la acción humana provocó el cambio a 1.7 cm/año; en la actualidad esta situación es diferente; dado que la explotación de recursos del subsuelo ha cesado y se ha controlado en las cercanías de la ciudad para evitar el aumento de la tasa de subsidencia.

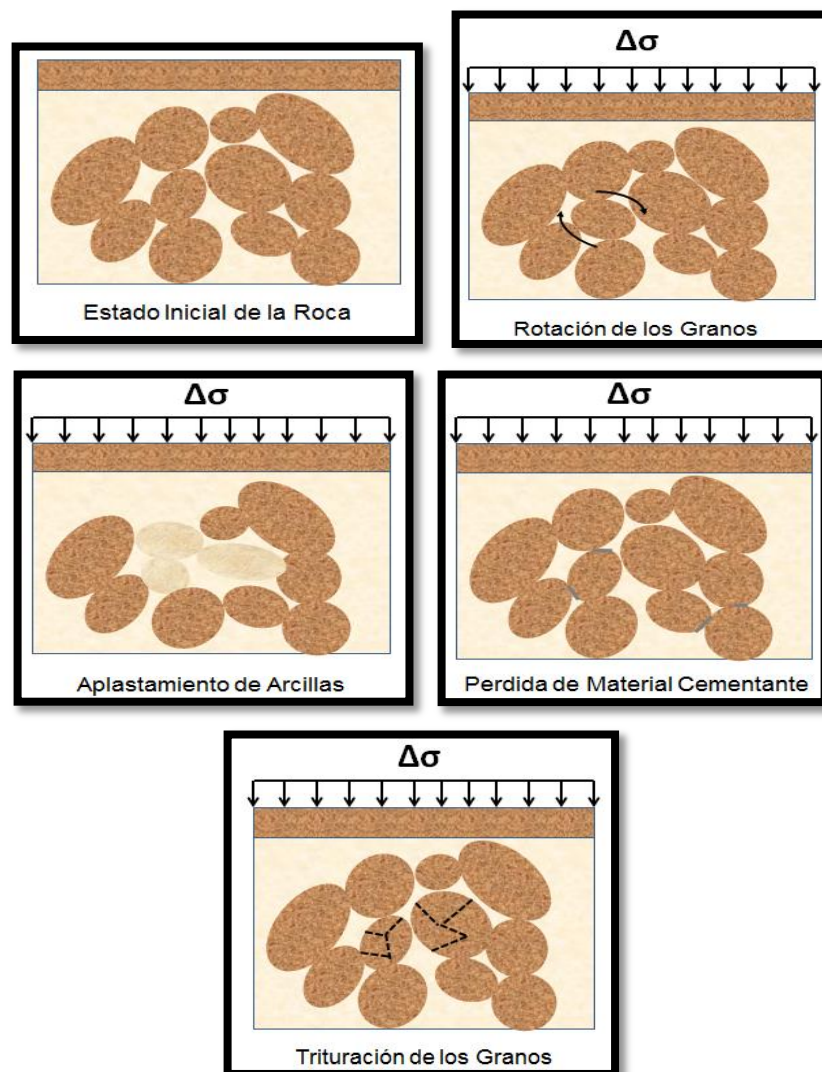
En la industria de los hidrocarburos el fenómeno de compactación y subsidencia se estudió por primera vez en el campo Goose Creek al sur de Houston, en 1918, donde los valores de la subsidencia, alcanzaron valores de 9m (3 pies), sumergiendo así la península de Gaillard, que yace al interior del campo.

La compactación es el fenómeno que da origen a la subsidencia; de manera que para el estudio de la subsidencia, primero hay que conocer las causas o los factores geomecánicos (Figura 41) que dan lugar a la compactación, para luego así poder identificar los que le dan origen a la subsidencia. Los factores principales son:

- La caída de presión. Este efecto puede ser contrarrestado por el mantenimiento de la presión, con la inyección de un fluido.
- La naturaleza de la roca. En las rocas altamente compresibles este fenómeno es más significativo, un ejemplo de este tipo de rocas son las rocas blandas.
- El espesor del yacimiento. El espesor compactado, está relacionado a la subsidencia; si el espesor o el volumen de roca compactada es grande, la subsidencia en superficie tiene altas probabilidades de darse, a la vez que el tamaño resultante de esta va a ser amplio, mientras si el espesor de la formación compactada es poco, pueda que no se presente subsidencia en la superficie, dado a que los estratos de sobrecarga no permitan la propagación de la compactación.

- Para que se produzca subsidencia, la compactación del yacimiento debe ser significativa, y además el yacimiento no deben estar protegido por los estratos de sobrecarga. El grado de protección del yacimiento depende de la profundidad, la geometría del yacimiento, y el contraste de las propiedades mecánicas entre el yacimiento y sus alrededores.

Figura 41. Deformaciones irreversibles a la que es sometida la roca durante la compactación.



Fuente: Autores

3.3.3 Factores que afectan la compactación.

Como se enunció anteriormente la compactación de un yacimiento se debe principalmente al aumento del esfuerzo efectivo vertical, como consecuencia de la producción de fluidos del yacimiento (reducción de la presión de poro). Aunque este es solo uno de los diferentes factores que le dan lugar a este fenómeno, dado que la severidad de este proceso depende también de las propiedades que posea la roca y las condiciones a la que se encuentra sometido el yacimiento.

Un yacimiento está formado por la roca y el fluido que esta contiene; es por esto que los factores que afecta la compactación son los siguientes.

- Historial sedimentológico de la roca. Dado que dependiendo de este la roca tendrá las características mecánicas para resistir a los esfuerzos in-situ.
- La mineralogía del yacimiento. Existen dos tipos de compactación la mecánica, la cual se debe a la presión de los estratos de sobrecarga. La química, que está relacionada a la intrusión de un reactivo, el cual es capaz de disolver los componentes químicos de la roca, debilitándola y permitiendo la compactación mecánica de la misma.
- La termodinámica de la formación. Se ha encontrado que las propiedades de la roca varían a medida que las temperaturas aumentan, de forma que los granos tienden a un comportamiento visco-plástico.
- Espesor de la formación. Dependiendo de volumen compactado, así será la severidad de la subsidencia que se obtendrá en superficie.
- La caída del coeficiente de poro elasticidad. Al poner en producción el yacimiento, se está extrayendo el fluido, el cual ayuda a la roca a resistir a los esfuerzos a la que está siendo sometida; al extraer este fluido, la matriz y el cemento de la roca serían los únicos responsables de evitar la compactación, de manera que el equilibrio de la condición de esfuerzos al interior de la roca se ve perturbado, permitiendo así la compactación o deformación de la misma.

Estos son algunos de los factores más conocidos que dan origen a la compactación de la roca, cada uno de estos tiene cierta influencia en la aparición de este fenómeno sin importar que tan insignificante sea. Estos factores influenciarán en mayor o menor grado, dependiendo el tipo de yacimiento y las condiciones a la que este se vea sometido.

3.3.4 Física de la subsidencia.

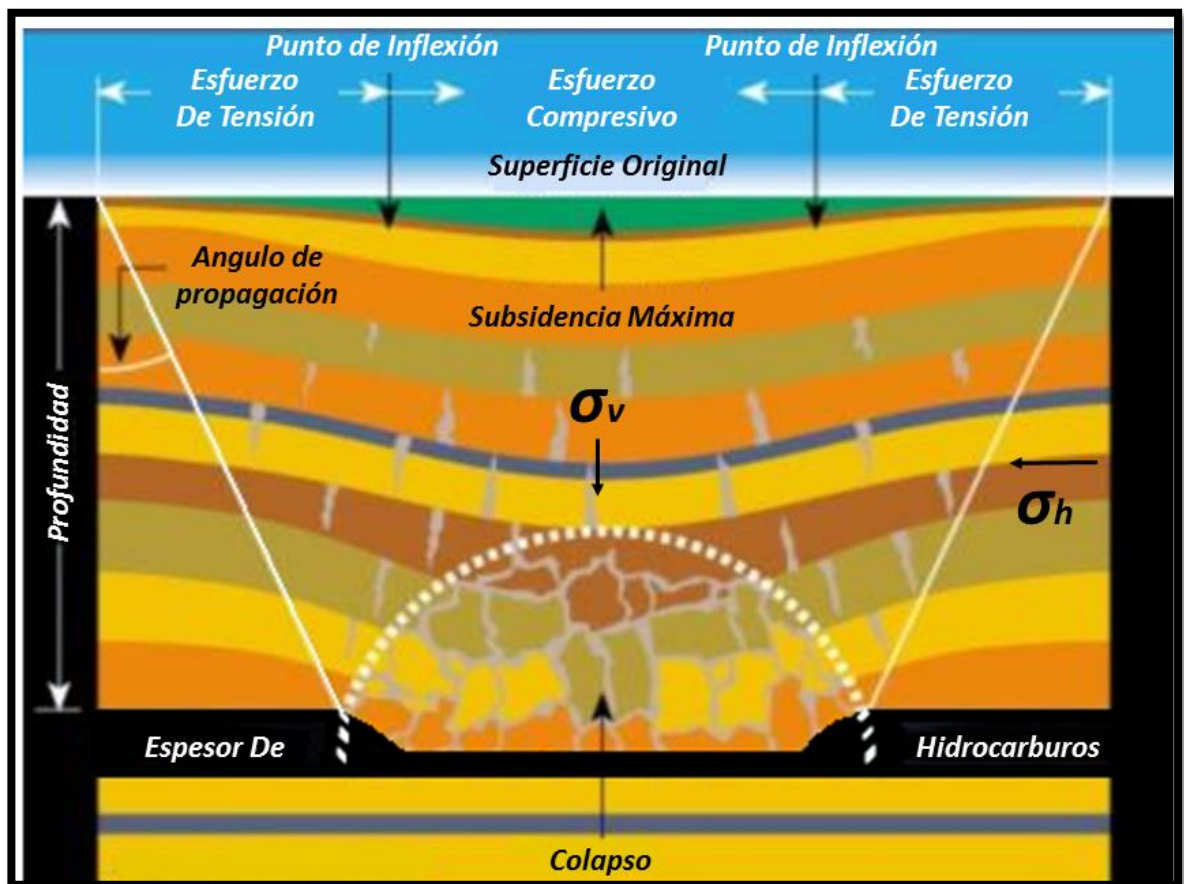
La subsidencia es la representación en superficie de la compactación; la subsidencia es un gran problema en la industria de los hidrocarburos pues puede causar estragos tales como; modificación del relieve, por aparición de fallas relacionadas con el fenómeno, erosión del terreno circundante u hundimiento del terreno, donde esta última es más severa cuando la subsidencia ocurre cerca de grandes cuerpos de agua, pues en algunos casos produce la inundación de los terrenos; en plataformas costa afuera, obliga a el rediseño de la plataforma, según la severidad del desplazamiento vertical que esta sufre; exposición de los cabezales de pozo y casing a la superficie; replanteamiento de la posición de las facilidades, etc. Son por estos motivos la importancia del estudio de la misma ya que esta es el indicador de la presencia de compactación en el yacimiento. Los estratos que intervienen en este proceso son cuatro: el estrato compactado, los estratos de sobrecarga, los estratos de carga lateral, y los estratos de carga subyacentes.

Cuando la formación se compacta, muy a menudo la carga lateral no lo hace, dado a que se encuentre aislada por una falla, porque es un medio impermeable, porque el incremento del esfuerzo efectivo vertical no la afecta, o porque es de un material más resistente. Ahora el peso que está manteniendo la formación, puede también ser sostenido en parte por las cargas laterales, creando un arco de esfuerzo sobre la zona de compactación. El alcance del arco de esfuerzo está relacionado con el soporte de los estratos de sobrecarga, los cuales son

funciones de los parámetros de los materiales de los estratos de sobrecarga y carga lateral; y del alcance lateral de la zona de compactación y de la magnitud de la compactación.

El movimiento predominante de la subsidencia puede que sea el vertical, pero también este puede ser horizontal. Cuando ocurre subsidencia en la superficie, se tiene que en los extremos de la cubeta de subsidencia se tendrán esfuerzos de tensión, en cambio al interior de la cubeta el esfuerzo es compresible.

Figura 43. Representación de la subsidencia.



Fuente: <http://www.uclm.es/users/higueras/mam/MMAM8.htm>

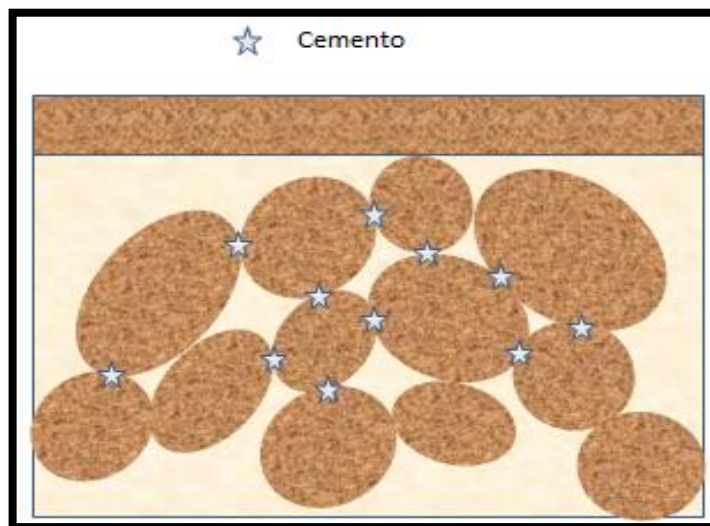
Los factores que propician la subsidencia, están ligados a las propiedades mecánicas de cada uno de los estratos tanto de sobrecarga, como los adyacentes, además de estar condicionado por las diferentes anisotropías del subsuelo y de los estratos.

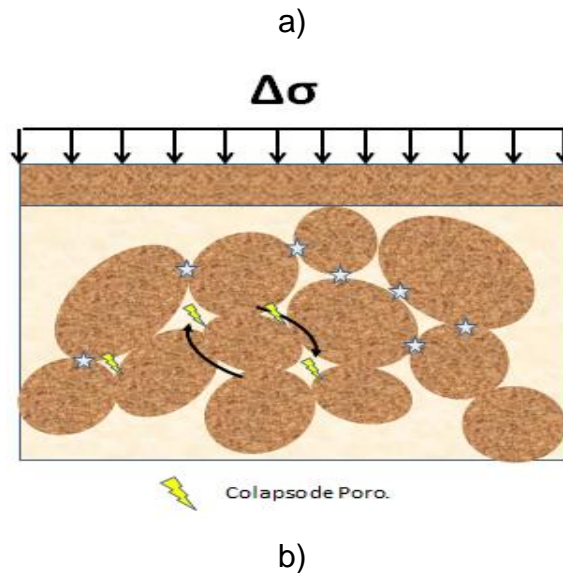
3.3.5 Efectos geomecánicos debido a la compactación y subsidencia.

Con la compactación del yacimiento, suceden cambios que pueden ser perjudiciales para el yacimiento, y que pondrían en jaque la operación, uno de los efectos más notable y perjudiciales es la subsidencia, pero además de ésta, la compactación del yacimiento trae consigo otros perjuicios.

Reducción de la porosidad y de la permeabilidad. La reducción de la porosidad y de la permeabilidad en el yacimiento se debe a la reorganización de granos que ocurre en el mismo, dado a la alteración de los esfuerzos, esta reorganización obedece al colapso de los poros (figura 44). Afectando de manera adversa la porosidad y la permeabilidad del yacimiento, de igual manera el factor de recobro; esto se debe a que ciertas zonas que al comienzo pudieron ser productivas puedan haber quedado aisladas por el colapso de los poros.

Figura 44. Esquema del colapso de poro.



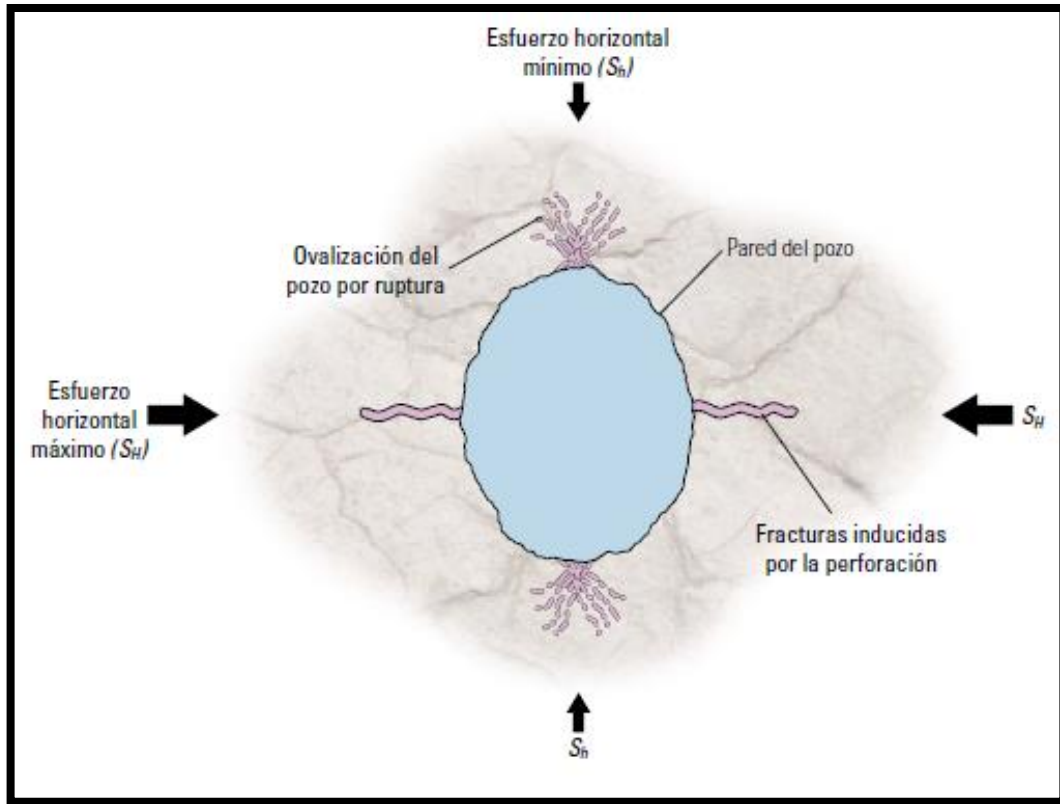


Fuente. Autores.

Problemas de inestabilidad de pozo. Al compactarse la formación el mapa de esfuerzos del subsuelo cambia. No solo el esfuerzo vertical se ve afectado, si no que los esfuerzos horizontales también, ocasionando daños en el casing. Otras afectaciones que generan inestabilidad y ponen en riesgo la operación, son; la ovalización del pozo (Figura 45) por efecto del cambio en la situación de esfuerzo, y la producción de sólidos. La producción de sólidos se debe al desprendimiento de parte del material de la matriz y del cemento, relacionado al colapso de poro; de manera que el material suelto viaja junto con el fluido, hacia la cara del pozo.

Hundimiento del terreno. La subsidencia genera el hundimiento del terreno en superficie, situación que modifica la geografía del terreno, impidiendo el libre funcionamiento de las operaciones en superficie, sea por la pérdida en el nivel entre la cabeza de pozo y el suelo, por la pérdida de nivel entre el lecho marino y la plataforma, o la dificultad de ubicar las facilidades en un terreno irregular, o por la instrucción de agua en las operaciones como consecuencia de la subsidencia (Figura 46).

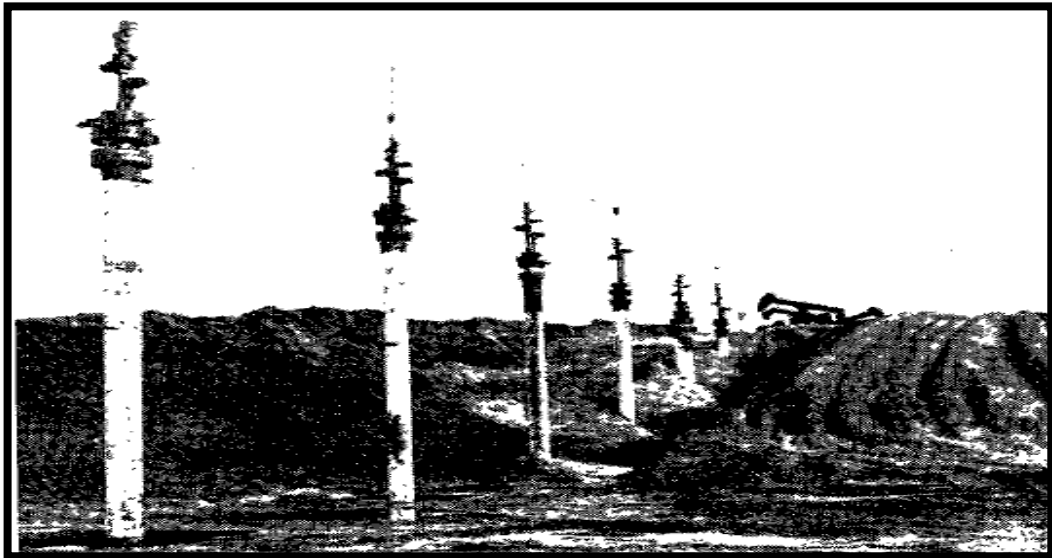
Figura 45. Ovalización de un pozo.



Fuente. http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish02/sum02/p18_33.pdf

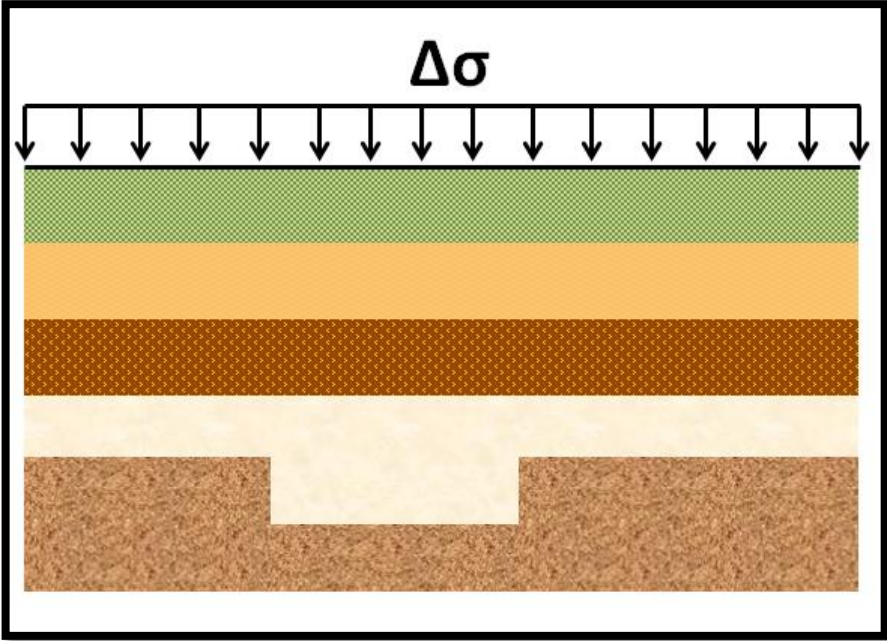
Generación de fallas. La anisotropía de los estratos rocosos, permite que la compactación para cada zona de este sea diferente; se refiere a qué tanto por espesor como por propiedades de la roca y saturación, la compactación puede variar en todo el estrato. La anisotropía del estrato de roca, genera un fenómeno conocido como compactación diferencial, donde a lo largo de un solo yacimiento, los estratos compactan diferente, este fenómeno produce esfuerzos diferenciales en los estratos de sobrecarga (Figura 47 a), esfuerzos que terminan en la generación de fallas, o muy bien permitiendo el desplazamiento de fallas preexistentes (se refiere al alargamiento de la falla), complicando la situación sísmica de la zona (Figura 47 b).

Figura 46. Consecuencia de la subsidencia en los campos de petróleo.

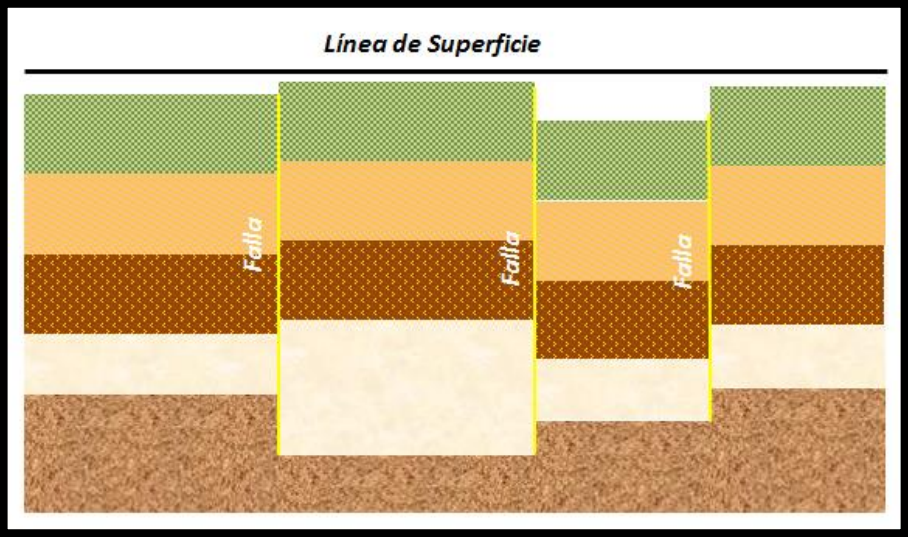


Fuentes. SUBSIDENCE IN THE WILMINGTON OIL FIELD, LONG BEACH, CALIFORNIA, U.S.A. by M. N. MAYUGA and D. R. ALLEN.

Figura 47. Esquema de Compactación diferencial



a)



b)

Fuente. Autores

4. CORRELACIONES EMPÍRICAS Y MÉTODOS MATEMÁTICOS PARA DETERMINAR LA COMPRESIBILIDAD EN LA ROCA.

En los proyectos ingenieriles, los estudios previos a la ejecución, son la diferencia entre un proyecto exitoso y un fracaso. En la ingeniería de petróleos, estos estudios previos corresponden al conocimiento sobre los esfuerzos in-situ y la propiedades de la roca a trabajar; una de las maneras de conocer estas condiciones es a través del estudio de muestras en laboratorio, y la extrapolación de datos de zonas con una similitud geológica. Algunos de los estudios de laboratorio son las pruebas como la uniaxial, triaxial, poliaxial, y la prueba de carga puntual, estas pruebas permiten conocer las propiedades mecánicas de la roca; para estimar el comportamiento mecánico en la roca, las pruebas más empleadas ha sido la uniaxial y la triaxial, pruebas de la cuales se determinan propiedades mecánicas de la roca; como la resistencia compresiva uniaxial o como en sus siglas en inglés *Unconfined compressive strength* (UCS). La UCS es la propiedad que permite conocer la dureza de la roca y su resistencia a los esfuerzos, el conocimiento de esta propiedad, permite estimar la fuerza necesaria para fallar la roca, propiedad a tener en cuenta al momento de la perforación; otro factor que el conocimiento de la UCS permite estudiar es la compactación de la roca, factor crítico durante el periodo productivo de los pozos, dado que la presencia de este fenómeno conlleva a la aparición de la subsidencia, a la vez que a los problemas de fallo de pozo y daño de casing.

El método más efectivo para determinar la compactación de una formación rocosa, es a partir de pruebas de laboratorio, donde se determina una correlación para la roca, de manera experimental, con el fin de que permita abordar un problema geomecánico o de esfuerzos in-situ cuando los datos para el estudio de estos no están disponibles; cabe aclarar que esto es posible para zonas con similitudes geológicas, y aun así es necesario calibrar los modelos con el fin de tener una predicción más acertada. El método numérico es empleado en la simulación, para

el estudio de los comportamientos futuros de los yacimientos, con el fin de predecir los cambios en la formación y poder efectuar acciones preventivas con el fin de evitar la evolución del problema.

4.1 CORRELACIONES EMPÍRICAS PARA EL ESTUDIO DE LAS PROPIEDADES MECÁNICAS DE LA ROCA.

En la actualidad hay un gran número de correlaciones empíricas para el estudio de las propiedades de las rocas, estas están enfocadas en el estudio de la resistencia compresiva uniaxial (UCS). Las correlaciones, relacionan la resistencia compresiva uniaxial (UCS) con otras propiedades; como el módulo de Young (E), el ángulo de fricción (Φ), y la velocidad de la onda P (V_p) o también empleando el tiempo de tránsito de la onda (Δt); propiedades empleadas en la mayoría de estas, pero también se emplean otras como el volumen de arcilla, la relación de Poisson, entre otros. Los datos recolectados para la generación de este tipo de correlaciones provienen de pruebas uniaxiales y triaxiales; de manera que dentro de los equipos usados en estas pruebas, se integran sensores para poder determinar la variación del módulo de Young (E), el ángulo de fricción (Φ), y la velocidad de la onda P (V_p), con relación a la variación del UCS. Con los datos extraídos de estas pruebas, se procede a graficar los datos para determinar la relación entre estos y después a la obtención de la correlación para la respectiva litología.

4.1.1 Determinación del Módulo de Young

Para la determinación del módulo de Young, se necesita de un método que permita la medición de la deformación axial de la muestra, uno de estos métodos es tener en cuenta el movimiento del pistón que se encuentra al interior de la celda triaxial, dado a que los pistones se hallan por fuera de la celda el método debe someterse a calibración; otro método es mediante el uso de transformadores diferenciales de variación lineal o como en su siglas en ingles LVDT's (Linear

Variable Differential Transformers), cuyo principio se basa en la inducción magnética generado por el desplazamiento de una barra con centro ferromagnética a través de un grupo de bobinas (Figura 48).

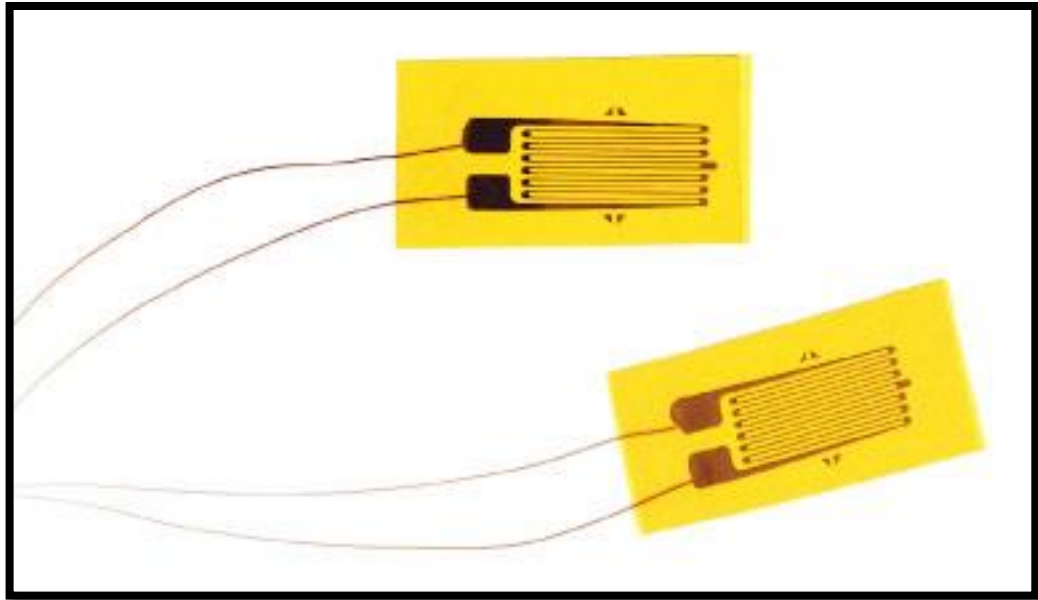
Figura 48. Transformadores diferenciales de variación lineal.



Fuente.[Http://www.sensores-de-medida.es/sensing_sl/SENSORES-Y-RANSDUCTORES_35/Sensores-de-desplazamiento_215/Sensores-de-desplazamiento-nductivos-LVDT_218/](http://www.sensores-de-medida.es/sensing_sl/SENSORES-Y-RANSDUCTORES_35/Sensores-de-desplazamiento_215/Sensores-de-desplazamiento-nductivos-LVDT_218/)

Otro método es el uso de medidores de deformación (strain gauges) (Figura 49) adheridos a la muestra, estos sensores se basan en un principio de cambio de resistividad del material conductor del sensor, al ser sometido a un esfuerzo. Ya con los datos obtenidos, estos pasan a una computadora donde son almacenados y comparados con el esfuerzo, dado que el módulo de Young es la relación entre el esfuerzo y deformación.

Figura 49. Medidores de deformación.



Fuente. <http://www.omega.com/literature/transactions/volume3/strain.html>

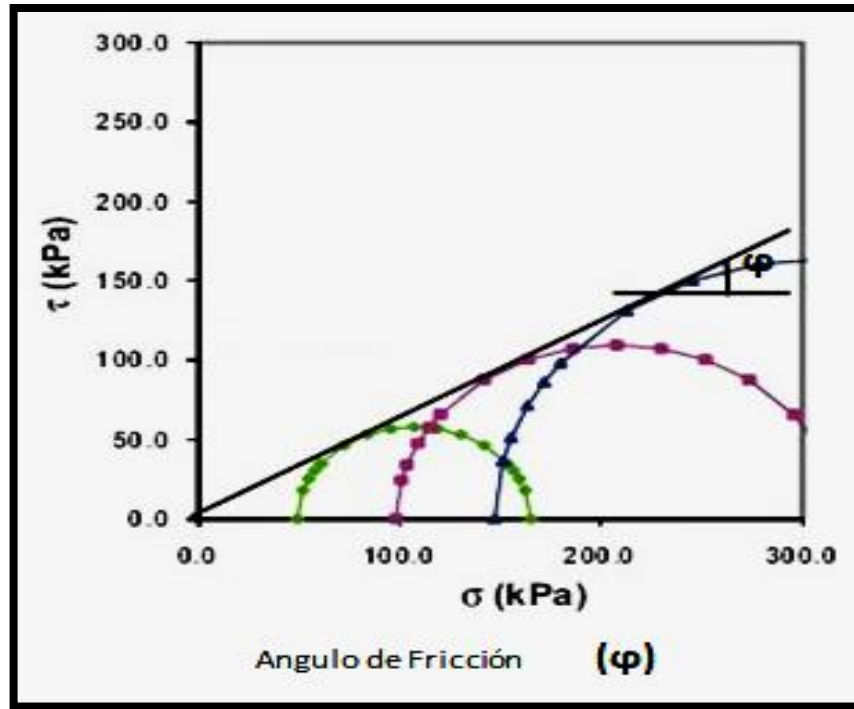
4.1.2 Determinación del ángulo de fricción

Para determinar el ángulo de fricción se determina a la vez que la cohesión de la roca, por ende mientras se practica una prueba triaxial drenada, se van determinando los círculos de Mohr (Figura 50) ya que se tienen los datos de esfuerzos y esfuerzos deviatorio, de manera que se determina la cohesión de la roca por medio de una tangente que corta con el eje vertical y el ángulo de fricción con una horizontal a la tangente y el ángulo obtenido es el de fricción.

De (1.25)

$$T_f = c + \sigma \tan \varphi$$

Figura 50. Círculos de Mohr para la determinación del ángulo de fricción

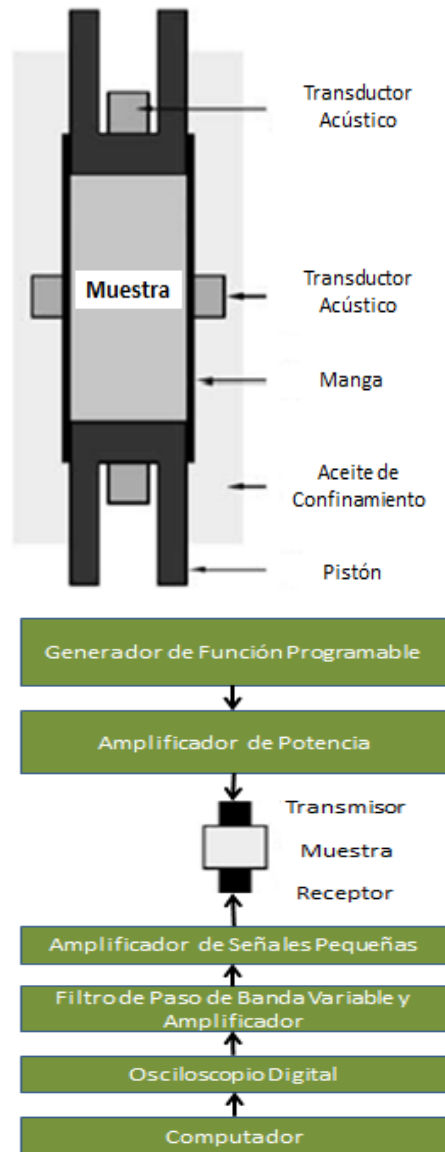


Fuente. http://www.scielo.org.mx/scielo.php?pid=S14057432012000100006&script=sci_arttext

4.1.3 Determinación de la velocidad de Onda P

La velocidad de la onda P se halla, a través de un equipo de medición acústica, donde la frecuencia de la onda a enviar depende del tamaño de la muestra, la velocidad de la onda provee una correlación directa con el esfuerzos en la roca, lo que ayuda a evaluar las diferencias entre el módulo dinámico y estático en la roca, este método permite la obtención de los esfuerzos in-situ. Para tamaños de muestra normales (5-10 cm de área de transmisión) las frecuencias usadas van de 100kHz – 1MHz. Los equipos para esta prueba son:

Figura 51. Equipos correspondientes a un medidor acústico para análisis de rocas.



Fuente. Modificado de “E. Fjaer, Horsrud, A.M.Raaem y R.Risnes: *PETROLEUM RELATED ROCK MECHANICS*”.

Con los equipos anteriormente mencionados, se realizan las pruebas en laboratorio con el fin de obtener la información. Posterior a la obtención de los datos, se deben calibrar los datos, por la desviación obtenida del agua presente en las muestras, las diferencias de porosidades de las muestras, por las anisotropías

presentes, etc. Para las pruebas triaxiales, hay ciertas consideraciones especiales a tener en cuenta, como que el esfuerzo compresivo uniaxial, el cual no se determina directamente de la prueba, pues la muestra en todo momento se encuentra confinada en la cámara, para ello se determina una relación del gráfico de esfuerzo-deformación de manera que permita determinar esta propiedad.

Tabla 9. Variables principales que se pueden estudiar según el tipo de prueba.

Variables Pruebas	E (Módulo de Young)	φ (Angulo de fricción)	V_p (Velocidad de Onda P)
Uniaxial	X		x
Triaxial	X	x	x

Para la realización de una correlación se debe seguir la siguiente metodología.

- A.** Determinar el tipo de prueba para la medición de la resistencia compresiva uniaxial; si se realizara una prueba triaxial o una uniaxial, dado que al tratar con una prueba triaxial, se obtendrán resultados más certeros a la realidad, pero tiene cierta dificultad al momento de normalizar los datos, dado a la complejidad de la misma prueba.
- B.** Escoger los parámetros de estudio; para el caso de las pruebas triaxiales.
- C.** Obtener las muestras; las muestras deben de ser muestra representativas de una misma formación, de manera que las propiedades entre las mismas no varíen demasiado.
- D.** Realizar las pruebas, bajo los parámetros de la ISRM (International Society for Rock Mechanics) y de las normas ASTM;
- E.** Recolectar los datos, donde después de obtener se determina la relación con la variable de estudio principal, para así posteriormente graficar.

F. Normalizar los datos obtenidos; se tiene en cuenta la desviación de los datos, efecto de las anisotropías presentes en las diferentes muestras, en este paso se excluyen los parámetros menos sensibles.

G. Obtener la correlación a partir de los datos obtenidos durante el estudio.

H. Realizar un esquema comparativo entre datos obtenidos por la correlación y los datos obtenidos directamente de laboratorio, para determinar la exactitud de la correlación.

4.1.4 Correlaciones Empíricas para determinar el UCS en rocas sedimentarias

Ejemplo de un modelamiento de correlación empírica tomado del artículo "***Influence of Porosity and Elastic Modulus on Uniaxial Compressive Strength in Soft Brittle Porous Sandstones*** By Dr. V. Palchik".

El estudio realizado por Dr. V. Palchik, se basó en las suposiciones de Olsson, 1974; Fredrich et al, 1990; Wong et al, 1996; donde plantean que para litologías de mármol y caliza existe una relación lineal creciente entre el UCS y la inversa de la raíz cuadrada del tamaño de grano predominante; en el estudio de Hatzor y Palchik (1998); determinaron una correlación entre la porosidad, el módulo de Young (E) y el tamaño de grano con respecto el UCS, para dolomitas heterogéneas intactas, donde la porosidad para estas dolomitas variaban de 4% a 20%.

Correlación para arenas no consolidadas

El estudio del Dr. V. Palchik busca determinar el comportamiento compresivo uniaxial para las areniscas porosas y frágiles de la formación Donetsk, en Ucrania, empleando la influencia de la porosidad, tamaño de grano y módulo de Young. Las areniscas de la formación Donetsk, son blandas y con altas porosidades (27 - 47%). La finalidad de la investigación es predecir la UCS y determinar la influencia de los parámetros microestructurales en la resistencia mecánica de las areniscas

blandas. Para esto él realizó una prueba de compresión uniaxial a 16 muestras de areniscas extraídas de la formación a la profundidad de 55m, las cuales presentaron una resistencia a la tensión de 50 MPa; para la medición de esfuerzos y deformaciones, el empleo de medidores de deformación (strain gauges).

Después de testear las 16 muestras él obtuvo los siguientes datos.

Tabla 10. Resultados de experimentos en areniscas no consolidadas

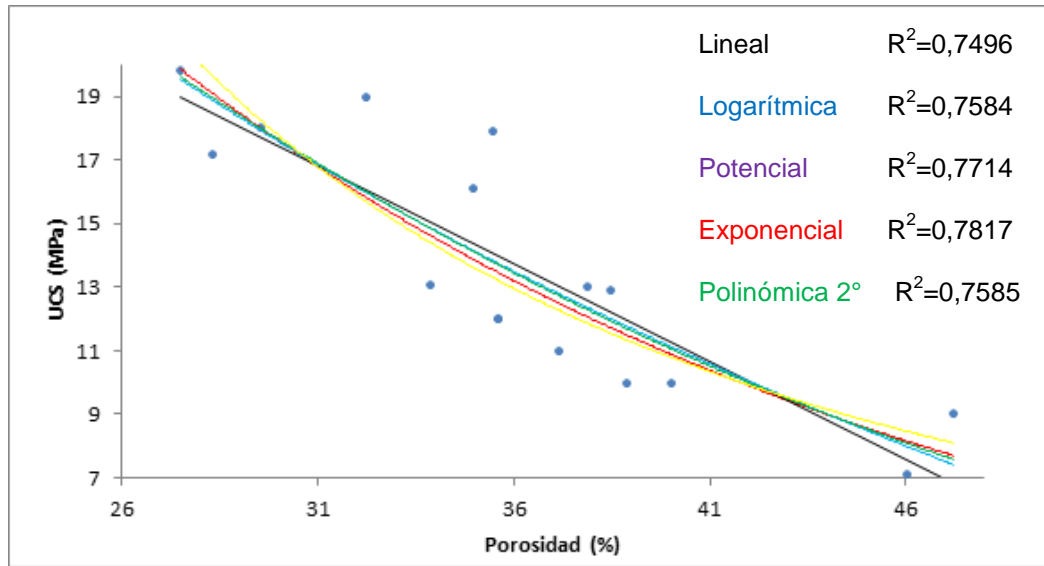
<i>Muestras</i>	ρ , g/cm ³ (Densidad)	d_m (Diámetro predominante de grano)	<i>Porosidad</i>	<i>E</i> , MPa (Módulo de Elasticidad)	<i>Co</i> , MPa (UCS)
SD-1	1,46	0,26	46,01	1400	7,1
SD-10	1,66	0,2	38,46	1780	12,9
SD-12	1,62	0,25	40	1680	10
SD-13	1,68	0,26	37,88	1700	13
SD-14	1,7	0,2	37,16	1610	11
SD-18	1,74	0,197	35,62	1690	12
SD-20	1,74	0,19	35,62	1690	12
SD-22	1,74	0,22	35,48	2500	17,9
SD-26	1,76	0,2	34,95	2310	16,1
SD-37	1,83	0,19	32,22	2410	19
SD-39	1,79	0,23	33,89	2100	13,1
SD-51	1,9	0,206	29,54	2500	18
SD-58	1,94	0,23	28,31	1950	17,2
SD-6 ^a	1,43	0,23	47,22	1400	9
SD-60	1,96	0,19	27,49	2060	19,8
SD-9 ^a	1,65	0,205	38,89	1750	10
Max.	1,96	0,26	47,22	2500	19,8
Min.	1,43	0,19	27,49	1400	7,1
Promedio	1,72	0,22	36,16	1790	13,61

Fuente: Tomado de “*Influence of Porosity and Elastic Modulus on Uniaxial Compressive Strength in Soft Brittle Porous Sandstones By Dr. V. Palchik*”

Después de obtener los datos se grafica la relación entre la UCS con cada uno de los parámetros, con el fin de determinar la relación de cada variable con la UCS

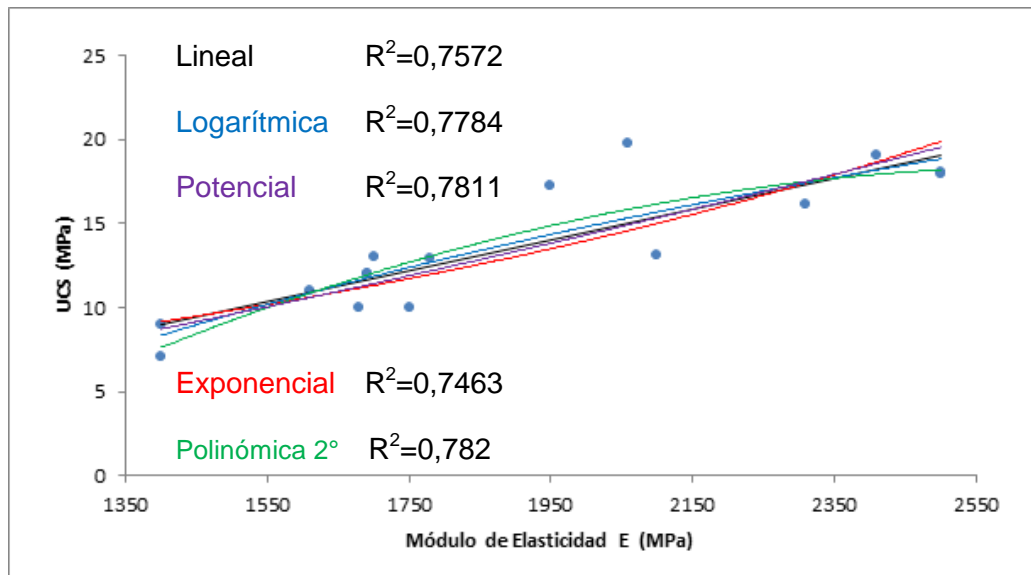
Resultados

Figura 52. UCS vs Porosidad



Fuente: Tomado de “*Influence of Porosity and Elastic Modulus on Uniaxial Compressive Strength in Soft Brittle Porous Sandstones* By Dr. V. Palchik”

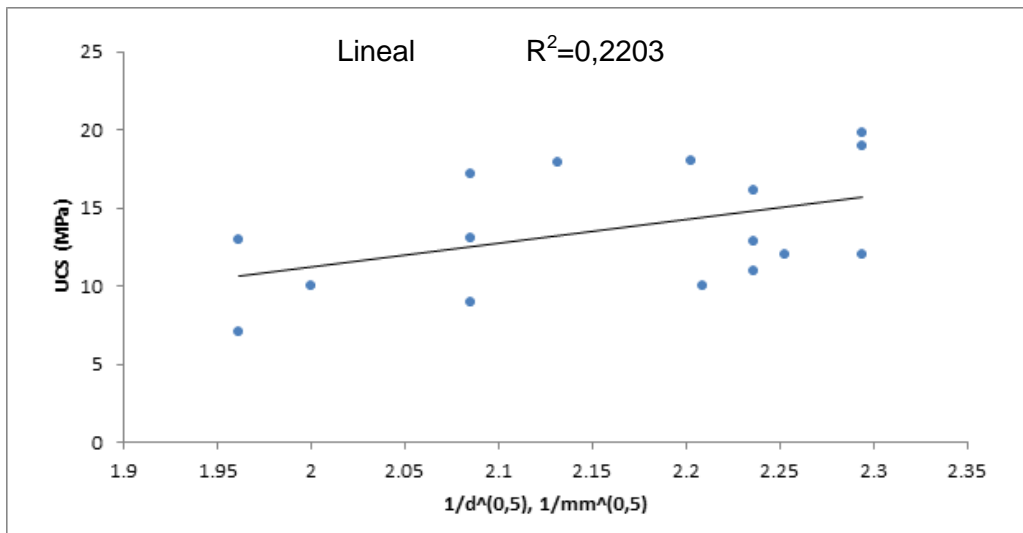
Figura 53. UCS vs Módulo de Elasticidad



Fuente: Tomado de “*Influence of Porosity and Elastic Modulus on Uniaxial Compressive Strength in Soft Brittle Porous Sandstones* By Dr. V. Palchik”

Como se enunció, el Dr. V. Palchik se basó en las experiencias de Olsson, 1974; Fredrich, 1990; Wong, 1996, experiencias que dieron con la relación lineal incremental entre el UCS y $1/d^{0,5}$, por ello él tomo la misma relación.

Figura 54. Relación lineal incremental

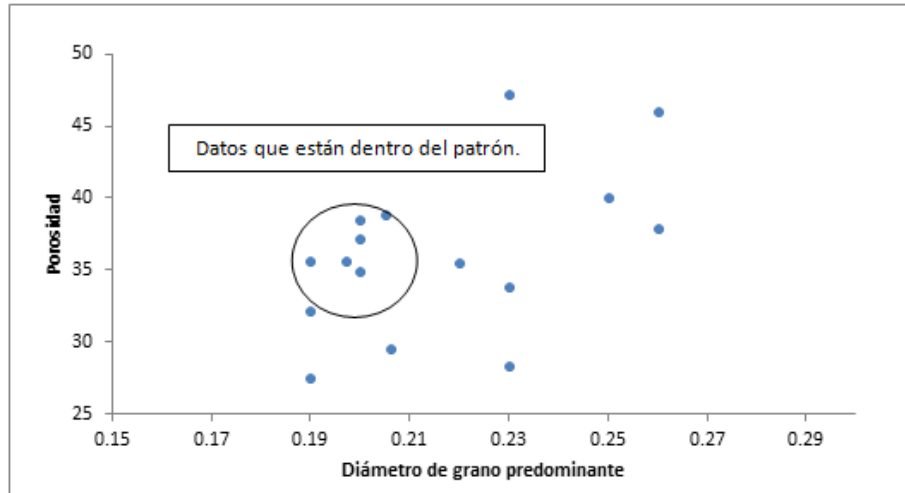


Fuente: Tomado de “*Influence of Porosity and Elastic Modulus on Uniaxial Compressive Strength in Soft Brittle Porous Sandstones By Dr. V. Palchik*”

Por el bajo factor de regresión, entre la relación del UCS y el tamaño de grano este no es considerado un parametro fundamental en el estudio de la resistencia compresiva uniaxial de la roca, de manera que solo tomó a la porosidad y al módulo de elasticidad E, como los parametros que me definen la UCS; donde la porosidad es indirectamente proporcional y el módulo de elasticidad es directamente proporcional a la UCS.

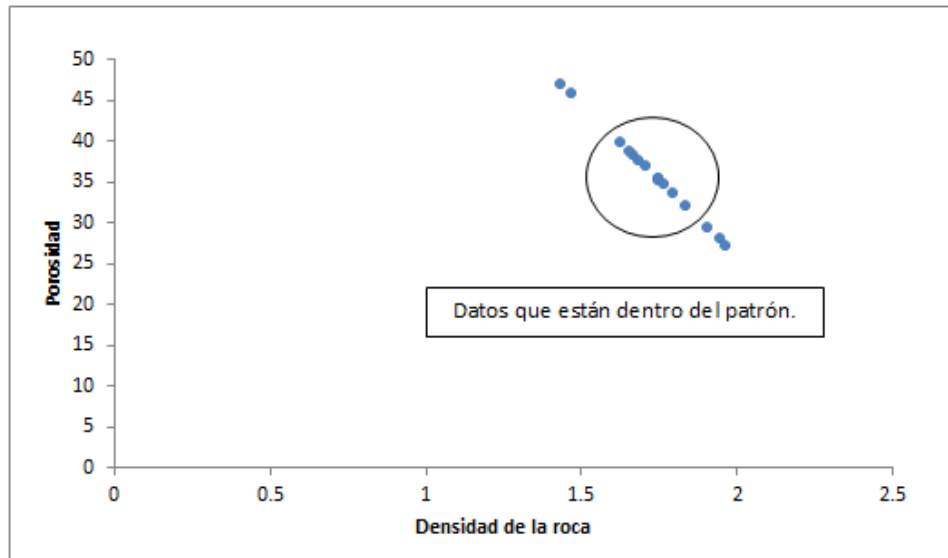
La dispersión de los datos en las gráficas, se debe a las pequeñas diferencias estructurales en las muestras, donde algunas muestras presentan un patrón por fuera de las del resto, un ejemplo de esto es la relación entre tamaño de grano predominante y porosidad donde los datos presenta un patrón disperso para algunos datos (figura 55), la dispersión de los datos se presentan en todas las propiedades.

Figura 55. Relación entre porosidad y diámetro de grano predominante.



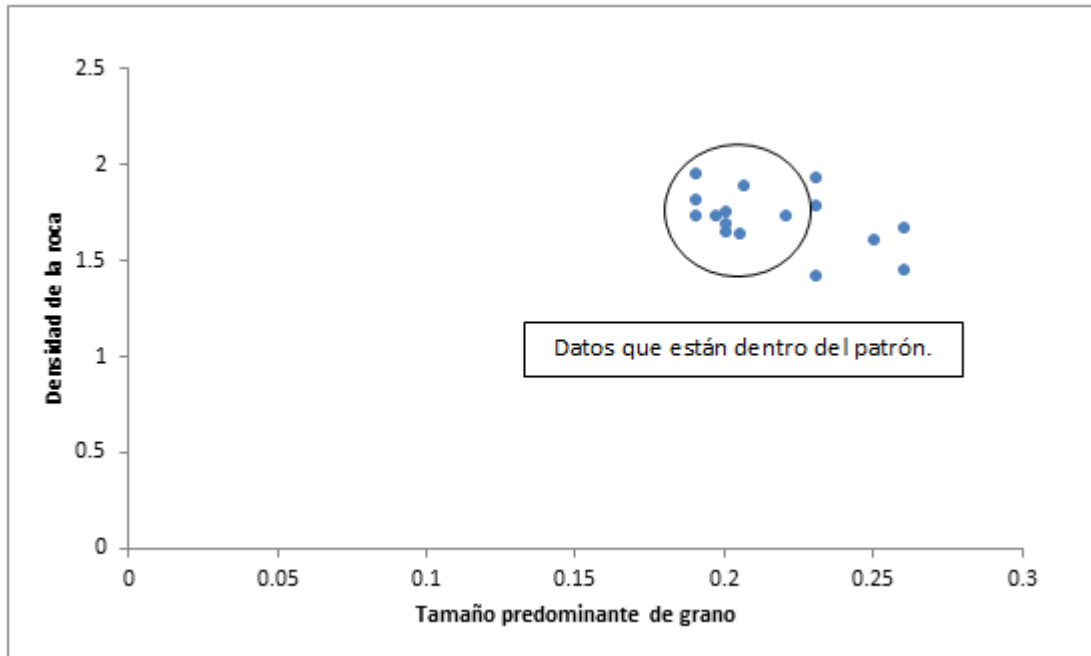
Fuente: Tomado de *"Influence of Porosity and Elastic Modulus on Uniaxial Compressive Strength in Soft Brittle Porous Sandstones By Dr. V. Palchik"*

Figura 56. Relación entre porosidad y densidad de la roca.



Fuente: Tomado de *"Influence of Porosity and Elastic Modulus on Uniaxial Compressive Strength in Soft Brittle Porous Sandstones By Dr. V. Palchik"*

Figura 57. Relación entre densidad de la roca y tamaño de grano



Fuente: Tomado de “*Influence of Porosity and Elastic Modulus on Uniaxial Compressive Strength in Soft Brittle Porous Sandstones By Dr. V. Palchik*”

Con las gráficas presentadas anteriormente, fácilmente se puede ver que la causante de la dispersión de los datos, son los parámetros microestructurales de las muestras, que aunque sean de la misma formación se denotan las diferencias (figura 55, 56 y 57).

Ya conociendo los parámetros que se pueden utilizar y su relación, se puede realizar una correlación, la cual según los parámetros de regresión empleados puede ser lineal, logarítmica, potencial, exponencial, o polinómica de 2° orden; pero por simplicidad él eligió la lineal. Siguiendo las relaciones se tienen.

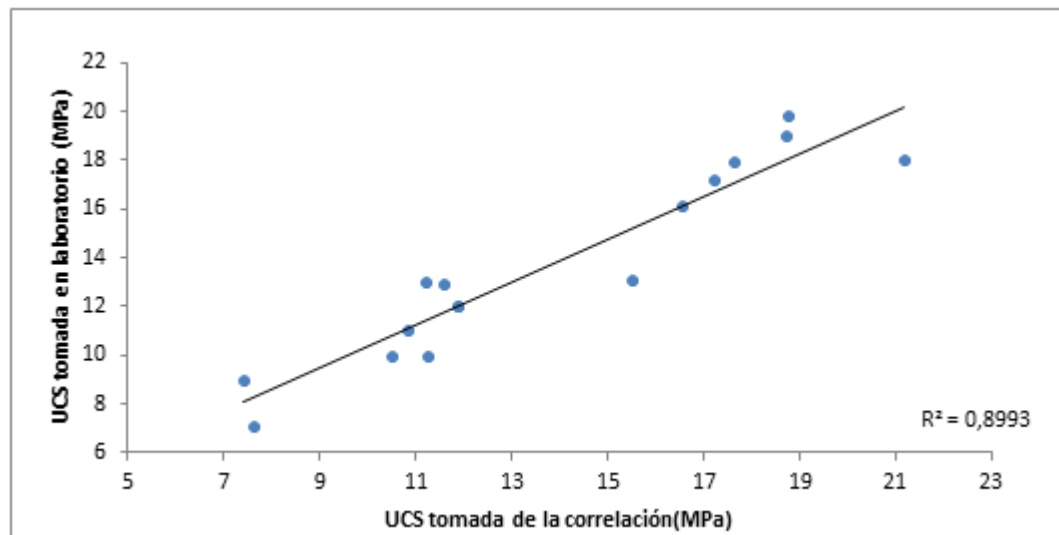
$$UCS = a * \frac{E}{Porosidad} \quad (4.1)$$

La relación en la roca está dada por el módulo de elasticidad y la porosidad, pero para el ajuste en los datos hacen falta cierta constante, haciendo alusión al factor **a** que es un coeficiente empírico para la roca, el cual en este caso es 0,25.

$$UCS = 0,25 * \frac{E}{Porosidad} \quad (4.2)$$

Ya obtenida la correlación, que permite determinar la resistencia compresiva uniaxial, tomando los parámetros de módulo de elasticidad y porosidad de la roca; ahora para determinar si la correlación esta bien realizada, se hace una comparación entre los resultados obtenidos en prueba de laboratorio y la correlación.

Figura 58. Comparación entre los datos reales y la correlación



Fuente: Tomado de *“Influence of Porosity and Elastic Modulus on Uniaxial Compressive Strength in Soft Brittle Porous Sandstones By Dr. V. Palchik”*

Como el factor de regresión de 0,8993, él afirmó que la correlación para los 16 tipos de muestras es efectiva.

Este es un ejemplo de cómo se obtiene algunas correlaciones empíricas, hay otras más complejas donde se tienen en cuenta más factores donde para la obtención se realizaron estudios multicriterio o donde la complejidad de los equipos y pruebas realizadas a la muestra le permiten el estudio de más variables.

Correlaciones para Areniscas

Las correlaciones determinadas en estas litologías son sencillas de obtener, debido al fácil manejo de la muestra y a que su comportamiento al testearse no genera mayor fuente de error.

Tabla 11. Correlaciones para Areniscas

UCS (MPa)	Regiones donde fueron desarrolladas	Comentario generales	Referencias
$0,035V_p - 31,5$	Thuringia, Alemania	-	Freyburg (1972)
$1200\exp(-0,036\Delta t)$	Bowen Basin, Australia	Grano fino, areniscas consolidadas e inconsolidada, dentro de todos los rangos de porosidades	Mc Nally (1987)
$1,4138 \times 10^7 \Delta t^{-3}$	Costas del Golfo	Areniscas debiles no consolidadas	-
$3,3 \times 10^{-20} \rho^2 V_p^4 [(1+v)/(1-v)]^2 (1-2v) [1+0,78V_{arcilla}]$	Costas del Golfo	Aplicable para areniscas con UCS > 30 Mpa	Fjaer et al, (1992)
$1,745 \times 10^{-9} \rho V_p^2 - 21$	Cook Inlet, Alaska	Areniscas de grano grueso y conglomerados	Moos et al, (1999)
$42,1 \exp(1,9 \times 10^{-11} \rho V_p^2)$	Australia	Areniscas consolidadas con $0,05 < \Phi < 0,12$ y UCS > 80 MPa	-
$3,87 \exp(1,14 \times 10^{-10} \rho V_p^2)$	Golfo de Mexico	-	-
$46,2 \exp(0,027E)$	-	-	-
$2,28 + 4,1089E$	En todo el mundo	-	Bradford et al. (1998)
$254(1-2,7\Phi)^2$	Cuencas sedimentarias en todo el mundo	Para areniscas limpias bien consolidadas, con $\Phi < 0,3$	Vernik et al. (1993)
$277 \exp(-10\Phi)$	-	Areniscas con $2 < UCS < 360$ MPa y $0,002 < \Phi < 0,33$	-

Tabla 12. Correlaciones empleadas para arcillas.

UCS (MPa)	Regiones donde fueron desarrolladas	Comentario generales	Referencias
$0,77(304,8/\Delta t)^{2,93}$	Mar del Norte	Mayoritariamente arcillas porosas del Terciario	Horsrud (2001)
$0,43(304,8/\Delta t)^{3,2}$	Golfo de Mexico	Arcillas del Plioceno y juvenes	-
$1,35(304,8/\Delta t)^{2,6}$	Globalmente	-	-
$0,5((304,8/\Delta t)^3)$	Golfo de Mexico	-	-
$10(304,8/\Delta t-1)$	Mar del Norte	Mayoritariamente arcillas porosas del Terciario	Lal (1999)
$7,97E^{0,91}$	Mar del Norte	Mayoritariamente arcillas porosas del Terciario	Horsrud (2001)
$7,22E^{0,712}$	-	Arcillas fuertes y compactadas	-
$1,001\Phi^{-1,143}$	-	Arcillas con baja porosidad ($\Phi < 0,1$) y fuertes (promedio 79MPa)	Lashkaripour y Dusseault (1993)
$2,922\Phi^{-0,96}$	Mar del Norte	Mayoritariamente arcillas porosas del Terciario	Horsrud (2001)
$0,286\Phi^{-1,762}$	-	Arcillas altamente porosas	-

Correlaciones para rocas Carbonatadas

Las correlaciones a continuación son empleadas para calizas y dolomitas; dado a que ambas se obtienen de formaciones carbonatadas, la distinción entre la una y la otra es poca, por lo cual las correlaciones se trabaja como una para ambos tipos de litología.

Tabla 13. Correlaciones para Calizas y Dolomitas

UCS (MPa)	Regiones donde fueron desarrolladas	Comentario generales	Referencias
$(7682/\Delta t)^{1,82}/145$	-	-	Militzer y Stoll (1973)
$10^{(2,44+109,14/\Delta t)}/145$	-	-	Golubev y Rabinovich (1976)
$13,8E^{0,51}$	-	Calizas con $10 < UCS < 300 \text{MPa}$	
$25,1E^{0,34}$	-	Dolomitas con $10 < UCS < 300 \text{MPa}$	
$276(1-3\Phi)^2$	Depósito de Korobcheyev, Russia	-	Rzhevsky and Novick (1971)
$143,8 \exp(-6,95\Phi)$	Medio Orinete	Porosidades bajas a moderadas ($0,05 < \Phi < 0,2$) y alta UCS ($30 < UCS < 150 \text{MPa}$)	
$135,9 \exp(-4,8\Phi)$	-	Porosidades bajas a moderadas ($0,05 < \Phi < 0,2$) y alta UCS ($30 < UCS < 150 \text{MPa}$)	

Nomenclatura.

- UCS. Resistencia compresiva uniaxial, MPa.
- V_p . Velocidad de tránsito de la onda P, m/s.
- Δt . Tiempo de tránsito de la onda, $\mu\text{s}/\text{ft}$.
- ν . Relación de Poisson.
- ρ . Densidad de la roca, kg/m^3 .
- V_{arcilla} . Fracción volumétrica de arcilla presente en la roca.
- E. Módulo de Young, GPa.
- Φ . Ángulo de fricción interna, grados.

Las tablas que reúnen ciertas correlaciones empíricas, desarrolladas alrededor del mundo, fueron extraídas del artículo, “**Empirical relations between rock strength**

and physical properties in sedimentary rocks By Chandong Chang , Mark D. Zoback, Abbas Khaksar”.

4.2 MÉTODOS DE PREDICCIÓN DE LA COMPACTACIÓN

En esta sección se desarrollará varios modelos tanto matemáticos como numéricos para determinar cuál será la compactación del yacimiento, más específicamente de la formación productora en el tiempo, se considerarán las variables que intervienen en el proceso, el modelo geométrico, el fundamento físico de la compactación, las suposiciones tomadas en cuenta y el uso de correlaciones para aproximar valores que se desconocen con el cambio de presión en el tiempo. El modelo fue ajustado a un trabajo realizado por Ta Quoc Dung^[38] a partir de un modelo acoplado de flujo de fluidos y Geomecánico. El objetivo es comprobar los distintos modelos propuestos en este trabajo y comparar el comportamiento de los mismos con los resultados del modelo acoplado.

4.2.1 Modelo geométrico

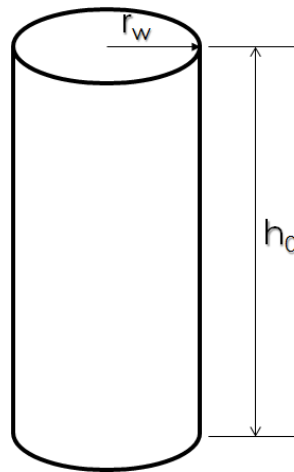
Se considera un yacimiento de aceite con una geometría radial con un pozo vertical en el centro que produce a una tasa constante. Para este trabajo se considerará la porción donde la compactación es más crítica debido a las altas caídas de presión, la cual corresponde a la cara de la formación, ya que en ésta es donde se presentan los problemas más graves, tales como cizalla de casing, que fueron expuestos en el capítulo 2.

El cilindro entonces corresponde a la porción alrededor del pozo, tiene una altura inicial h_0 que corresponde al espesor de la zona cañoneada, y radio de longitud igual al del pozo r_w (Figura 59). Las fuerzas presentes en objeto de estudio son: la

^[38] Ta Quoc Dung, “*Coupled fluid flow-geomechanics simulations applied to compaction and subsidence estimation in stress sensitive & heterogeneous reservoirs*”, Australian School of Petroleum, south Australia, 2007.

fuerza del peso de la columna litostática y de fluido, las fuerzas internas entre granos y la fuerza ejercida por los fluidos en contrapresión a la de sobrecarga. Es de importancia aclarar que el radio de pozo se mantendrá constante, por lo tanto a pesar que se considera la geometría del yacimiento radial, en el modelo se trabajará una geometría lineal prácticamente porque se estudia sólo una dimensión; la longitud del espesor.

Figura 59. Modelo geométrico



Fuente: autores

4.2.2 Fundamento Físico

“Cuando petróleo o gas es producido en yacimientos profundos bajo la tierra, la presión del fluido generalmente declina. La reducida presión de poros en la roca del yacimiento, causará que esta se contraiga y el yacimiento se compacte. La compactación del yacimiento puede entonces ocasionar subsidencia en la superficie”. ^[39]

El principio físico se fundamenta en que el aumento del esfuerzo efectivo induce a una reducción del espacio poroso que anteriormente era ocupado por los fluidos

^[39] VÁSQUEZ, A., SÁNCHEZ, M.: “Introducción a la Geomecánica Petrolera”. V.V.A. Consultores, C.A. pp 22-1

producidos, lo que genera una caída de presión de poros, al asumirse la sobrecarga constante, el esfuerzo efectivo se incrementará hasta que se presenten los distintos fenómenos en la roca.

Para tener una idea de cómo expresar la compactación y subsidencia de forma cuantitativa se requiere conocer cuáles son las variables que hacen parte de los anteriores fenómenos.

- Variables independientes

La principal variable independiente es la que está implícita en los cambios que se producen en la formación, y corresponde al tiempo, todos los procesos cambian y tienen lugar precisamente en el tiempo. La caída de presión como se había mencionado anteriormente es la que causa la contracción de la roca, por lo tanto debe considerarse como independiente, y por último las propiedades de la roca como la porosidad y la permeabilidad disminuyen permitiendo la reducción del espacio poroso y finalmente el espesor.

- Variable dependiente

La variable dependiente objeto de estudio es la compactación, es la que se busca analizar y conocer como varía con las variables independientes. La subsidencia se analizará más adelante como una porción de la compactación.

- Constantes

Se considerará constante la producción con el tiempo, las propiedades del fluido, que en este caso corresponde a aceite en una fase. También se consideran las constantes elásticas de la roca tales como: el módulo de Young y la relación de Poisson. Por último se considerará constante la compresibilidad total de la roca. El radio de pozo no podrá cambiar.

Por el momento la representación del modelo físico sería abarcada por la siguiente expresión:

Compactación = F(ΔP , k , ϕ , t , constantes)

4.2.3 Modelo Matemático

Geertsma^[40] desarrolló una ecuación que permite conocer la compactación del yacimiento con el cambio de la presión de la formación, además conociendo las constantes elásticas anteriormente referidas.

$$\frac{\Delta h}{h_0} = \frac{(1 - \nu - 2\nu^2)}{(1 - \nu)E} \cdot \Delta P \quad (4.3)$$

Para obtener resultados más aproximados es necesario que los datos de constantes elásticas sean obtenidos de muestras de núcleo de la formación productora, Las constantes elásticas pueden ser encerradas en una sola para facilitar el desarrollo del modelo a ser propuesto, así:

$$\Delta h = h_0 C_m \Delta P \quad (4.4)$$

Donde C_m , es el coeficiente de compactación uniaxial de la formación.

Utilizando la solución de la ecuación de difusividad para conocer la caída de presión en la cara del pozo con el tiempo:

$$\Delta P = \left(\frac{-70.6q\beta\mu}{kh} \left[\ln \left(\frac{1688\phi\mu C_t r_w^2}{kt} \right) - 2s \right] \right) \quad (4.5)$$

Para los cálculos y el desarrollo de la ecuación se asumirá lo siguiente:

^[40] (Problems of Rock Mechanics in petroleum production Engineering", Proc., 1st Internatl. Cong. Rock Mech., Lisbon (1966).

- Flujo radial en el pozo, el cual está produciendo a través de toda la formación
- Medio poroso homogéneo e isotrópico
- Espesor uniforme, pero no constante
- Propiedades de los fluidos constantes
- Fluido de compresibilidad pequeña y constante
- Efectos gravitacionales y térmicos despreciables
- Flujo monofásico, (Aceite)

4.2.4 Caso 1: Propiedades de la roca constantes

Como la anterior ecuación que fue obtenida como una solución de la ecuación de difusividad, en la que se consideró las propiedades de la roca constantes, se asumirá que el modelo que se va a proponer a continuación, las propiedades si cambian, pero el cambio es tan pequeño que sería una buena aproximación asumir que no ocurre cambio. Por lo tanto el modelo propuesto quedaría así:

$$\Delta h = h_0 C_m \left(\frac{-70.6q\beta\mu}{kh} \left[\ln \left(\frac{1688\phi\mu C_t r_w^2}{kt} \right) - 2s \right] \right) \quad (4.6)$$

Pero como h es la variable dependiente se multiplica a ambos lados por la variable.

$$(\Delta h)h = h_0 C_m \left(\frac{-70.6q\beta\mu}{k} \left[\ln \left(\frac{1688\phi\mu C_t r_w^2}{kt} \right) - 2s \right] \right) \quad (4.7)$$

Como se conoce que la compactación es la diferencia del espesor inicial con el espesor actual entonces:

$$h(h_0 - h) = h_0 C_m \left(\frac{-70.6q\beta\mu}{k} \left[\ln \left(\frac{1688\phi\mu C_t r_w^2}{kt} \right) - 2s \right] \right) \quad (4.8)$$

Reorganizando términos:

$$h_0h - h^2 = h_0C_m \left(\frac{-70.6q\beta\mu}{k} \left[\ln \left(\frac{1688\phi\mu C_t r_w^2}{ke^{2s}} \right) - \ln(t) \right] \right) \quad (4.9)$$

Para facilidad y manejo del modelo se reunirán las constantes en una sola de la siguiente manera:

$$C_1 = \frac{-70.6q\beta\mu h_0 C_m}{k} \quad (4.10)$$

$$C_2 = \frac{1688\phi\mu C_t r_w^2}{ke^{2s}} \quad (4.11)$$

Finalmente se obtiene una ecuación cuadrática:

$$h_0h - h^2 = C_1(\ln(C_2) - \ln(t)) \quad (4.12)$$

Organizando la ecuación de la forma $Ax^2 + Bx + C = 0$:

$$\begin{array}{ccc} A=1 & B & C \\ \uparrow & \uparrow & \uparrow \\ h^2 - h_0h + C_1(\ln(C_2) - \ln(t)) = 0 \end{array}$$

Por lo tanto la solución de la anterior ecuación sería la siguiente:

$$h = \frac{h_0 \pm \sqrt{h_0^2 - 4C_1(\ln(C_2) - \ln(t))}}{2} \quad (4.13)$$

Como el signo negativo genera cambios exagerados de espesor en tiempos cortos, lo cual es físicamente imposible, lo cual sugiere que con el signo negativo se está obteniendo es la compactación, la ecuación quedaría así:

$$h = \frac{h_0 + \sqrt{h_0^2 - 4C_1(\ln(C_2) - \ln(t))}}{2} \quad (4.14)$$

La tasa de compactación se obtiene aplicando a ambos lados de la ecuación el operador derivada con respecto al tiempo D_t .

$$D_t[h] = D_t \left[\frac{h_0 + \sqrt{h_0^2 - 4C_1(\ln(C_2) - \ln(t))}}{2} \right]$$

Se obtiene entonces la tasa de compactación

$$\frac{dh}{dt} = \frac{C_1}{t \left(\sqrt{h_0^2 - 4C_1(\ln(C_2) - \ln(t))} \right)} \quad (4.15)$$

Por tanto la ecuación diferencial que predice el comportamiento de la compactación de un yacimiento es:

$$t \frac{dh}{dt} = \frac{C_1}{\left(\sqrt{h_0^2 - 4C_1(\ln(C_2) - \ln(t))} \right)} \quad (4.16)$$

Debido a que las ecuaciones anteriores el tiempo está dado en horas se modificó las ecuaciones para trabajarlas en años, luego reemplazando todas las constantes nuevamente se obtiene las siguientes ecuaciones:

$$h = \frac{h_0 + \sqrt{h_0^2 + \left(\frac{282.4q\beta\mu h_0 C_m}{k}\right) \left(\ln\left(\frac{1688\mu\phi_0 C_t r_w^2}{ke^{2s}}\right) - \ln(8760t)\right)}}{2} \quad (4.17)$$

$$t \frac{dh}{dt} = \left(\frac{-0.00806q\beta\mu h_0 C_m}{k}\right) \left(\sqrt{h_0^2 + \left(\frac{282.4q\beta\mu h_0 C_m}{k}\right) \left(\ln\left(\frac{1688\mu\phi_0 C_t r_w^2}{ke^{2s}}\right) - \ln(8760t)\right)}\right)^{-1}$$

(4.18)

Si la deformación es elástica se puede reemplazar el coeficiente de compactación uniaxial por la compresibilidad total de la roca y asumiendo una compresibilidad total del sistema cercana a la de la roca:

$$\Delta h = h_0 C_b \Delta P \quad (4.19)$$

Para obtener:

La ecuación que predice el espesor

$$h = \frac{h_0 + \sqrt{h_0^2 + \left(\frac{282.4q\beta\mu h_0 C_b}{k}\right) \left(\ln\left(\frac{1688\mu\phi_0 C_b r_w^2}{ke^{2s}}\right) - \ln(8760t)\right)}}{2} \quad (4.20)$$

La ecuación que predice la compactación en el tiempo:

$$\Delta h = \frac{h_0 - \sqrt{h_0^2 + \left(\frac{282.4q\beta\mu h_0 C_b}{k}\right) \left(\ln\left(\frac{1688\mu\phi_0 C_b r_w^2}{ke^{2s}}\right) - \ln(8760t)\right)}}{2} \quad (4.21)$$

Finalmente la ecuación diferencial que describe el fenómeno físico:

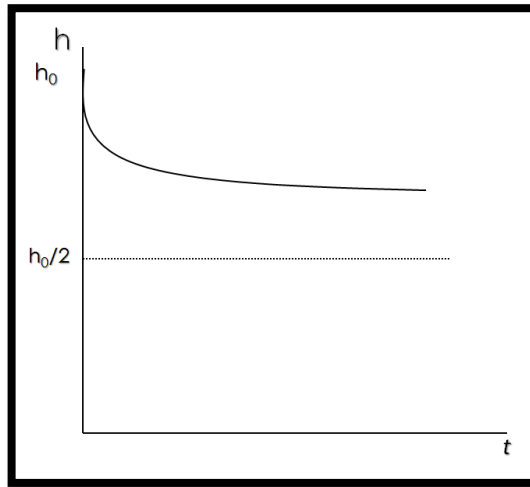
$$t \frac{dh}{dt} = \left(\frac{-0.00806q\beta\mu h_0 C_b}{k} \right) \left(\sqrt{h_0^2 + \left(\frac{282.4q\beta\mu h_0 C_b}{k} \right) \left(\ln \left(\frac{1688\mu\phi_0 C_b r_w^2}{k e^{2s}} \right) - \ln(8760t) \right)} \right)^{-}$$

(4.22)

Curva típica del modelo

En tiempos iniciales la compactación es más marcada debido a que se contrae la roca por el efecto de la caída de presión inicial, la cual no ocurre instantáneamente, sino desde el inicio de la producción, y la compresibilidad de la misma, el espesor disminuye con el tiempo pero lo hace de forma asintótica tendiendo al infinito a un mismo valor, esto corresponde a que la roca se va a compactar hasta que se lo permita la compresibilidad de la misma y los fluidos, llegará un punto en que no permitirá en un mayor grado la compactación, hasta que la roca se encuentre en el límite elástico a partir de allí el comportamiento será diferente, porque puede generarse distintos fenómenos en la roca como por ejemplo, colapso de poros, microfracturas, entre otros. El valor crítico de compactación corresponde a la reducción del 50% del espesor, porque la raíz toma un valor mínimo de 0, el cual no será físicamente posible.

Figura 60. Curva típica para deformación elástica con propiedades de roca constantes.

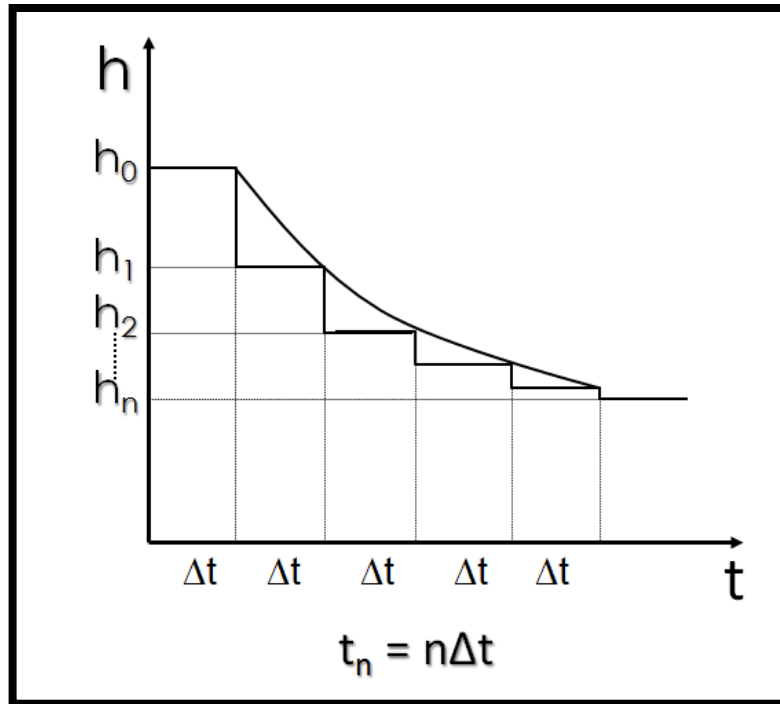


Fuente: autores

4.2.5 Caso 2: Propiedades de la roca variables en el tiempo

Como se expuso con anterioridad, la ecuación que fue obtenida como una solución de la ecuación de difusividad, considera las propiedades de las rocas constantes, entonces para modelar con mayor realismo los cambios de las propiedades, se aplicará un método iterativo en el cual se considera un tamaño de paso constante dentro del cual las propiedades se mantengan constantes, durante cada iteración el espesor se mantendrá constante, pero en la siguiente iteración cambiará teniendo en cuenta las propiedades de la iteración anterior. Finalmente con una línea se une cada uno de los valores correspondientes al espesor de cada tamaño de paso.

Figura 61. Representación del método iterativo



Fuente: Autores

El tamaño de paso por conveniencia se tomó de un mes, ya que al dividir una tasa de compactación sea de 0.5 – 5 ft/año entre 12, resulta un tamaño de paso pequeño y asegura más la convergencia. Para aplicar un método iterativo es conveniente utilizar siempre un tamaño de paso inferior a 0.5.

La porosidad se obtiene del siguiente proceso:

Primero se calcula la caída de presión con las propiedades iniciales (ΔP_i):

$$\Delta P_i = \left(\frac{-70.6q\beta\mu}{k_i h} \left[\ln \left(\frac{1688\phi_i \mu C_t r_w^2}{k_i t} \right) - 2s \right] \right) \quad (4.23)$$

Luego se calcula la nueva compresibilidad de la formación mediante la correlación de Hall:

$$C_{f_i} = \left(\frac{1.782}{\phi_i^{0.438}} \right) * 10^{-6} \quad (4.24)$$

Por lo tanto la porosidad en una siguiente iteración se puede calcular a partir de:

$$\phi_{i+1} = \phi_i e^{-(C_{f_i} \Delta P_i)} \quad (4.25)$$

Luego se calcula la permeabilidad a partir de la correlación de Carman-Kozeny:

$$k_{i+1} = a \left(\frac{(\phi_{i+1})^3}{(1 - \phi_{i+1})^2} \right) \quad (4.26)$$

Donde a es una constante y se obtiene a partir de la primera iteración así:

$i=1$

$$a = k_{inicial} \left(\frac{(1 - \phi_{inicial})^2}{(\phi_{inicial})^3} \right) = k_1 \left(\frac{(1 - \phi_1)^2}{(\phi_1)^3} \right) \quad (4.27)$$

Finalmente se reemplaza la porosidad y la permeabilidad en la ecuación 4.17 y se obtiene la siguiente ecuación:

$$h_{i+1} = \frac{h_0 + \sqrt{h_0^2 + \left(\frac{282.4q\beta\mu h_0 C_m}{k_{i+1}} \right) \left(\ln \left(\frac{1688\mu(\phi_{i+1})C_b r_w^2}{(k_{i+1})e^{2s}} \right) - \ln(8760t) \right)}}{2} \quad (4.28)$$

La compactación entonces se expresa de la siguiente forma:

$$\Delta h_{i+1} = \frac{h_0 - \sqrt{h_0^2 + \left(\frac{282.4q\beta\mu h_0 C_m}{k_{i+1}}\right) \left(\ln\left(\frac{1688\mu(\phi_{i+1})C_b r_w^2}{(k_{i+1})e^{2s}}\right) - \ln(8760t)\right)}}{2} \quad (4.29)$$

Para deformación elástica se tiene las siguientes expresiones:

$$h_{i+1} = \frac{h_0 + \sqrt{h_0^2 + \left(\frac{282.4q\beta\mu h_0 C_b}{k_{i+1}}\right) \left(\ln\left(\frac{1688\mu(\phi_{i+1})C_b r_w^2}{(k_{i+1})e^{2s}}\right) - \ln(8760t)\right)}}{2} \quad (4.30)$$

$$\Delta h_{i+1} = \frac{h_0 - \sqrt{h_0^2 + \left(\frac{282.4q\beta\mu h_0 C_b}{k_{i+1}}\right) \left(\ln\left(\frac{1688\mu(\phi_{i+1})C_b r_w^2}{(k_{i+1})e^{2s}}\right) - \ln(8760t)\right)}}{2} \quad (4.31)$$

- Número de iteraciones

El número de iteraciones se obtiene mediante el cociente del tiempo de estudio en años y 12 que corresponde al número de meses en un año.

$$n = 12t \quad (4.32)$$

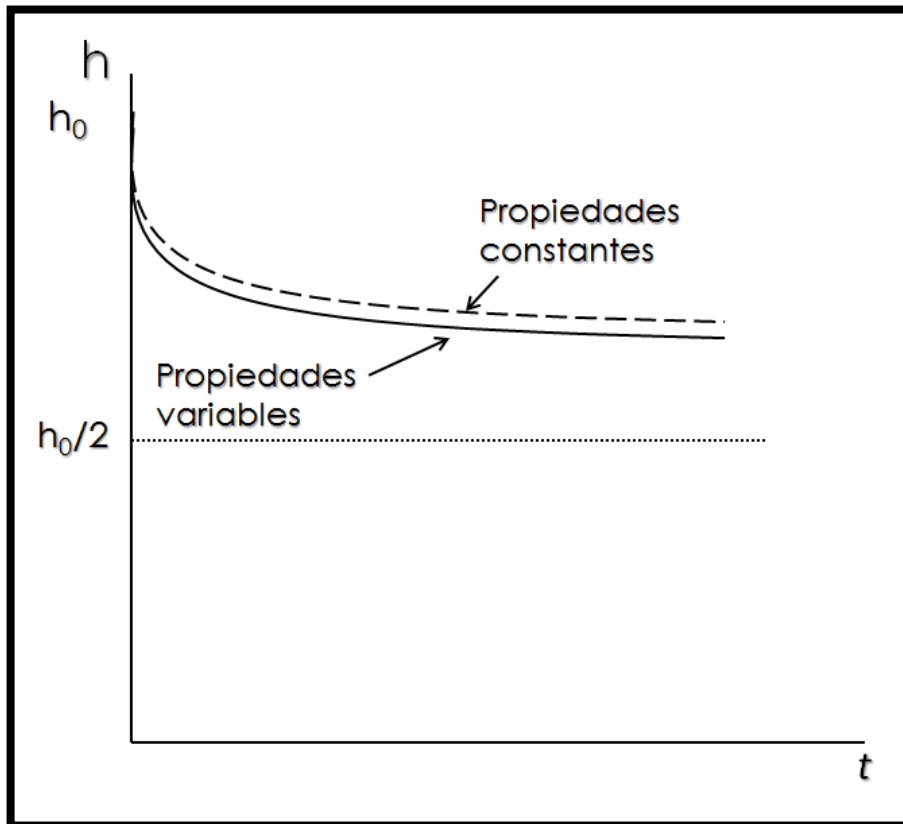
Por esto el modelo numérico corre de $i=1$ hasta n .

Curva típica del modelo

En tiempos iniciales la compactación es más notoria debido a la contracción de la roca por el efecto de la caída de presión inicial y la compresibilidad de la misma, además con este modelo se tiene en cuenta la reducción del espacio poroso y por ende de la permeabilidad. El espesor disminuye con el tiempo pero lo hace de

forma asintótica tendiendo al infinito a un mismo valor, como en el caso anterior. Una diferencia clara está en que es de esperarse que los valores de compactación sean mayores con este modelo, porque toma en cuenta la reducción de la porosidad, en otras palabras el método anterior subestima la compactación. Al igual que el caso anterior el valor crítico de compactación corresponde a la reducción del 50% del espesor, porque la raíz toma un valor mínimo de 0.

Figura 62. Curva típica para deformación elástica con propiedades de roca variables.

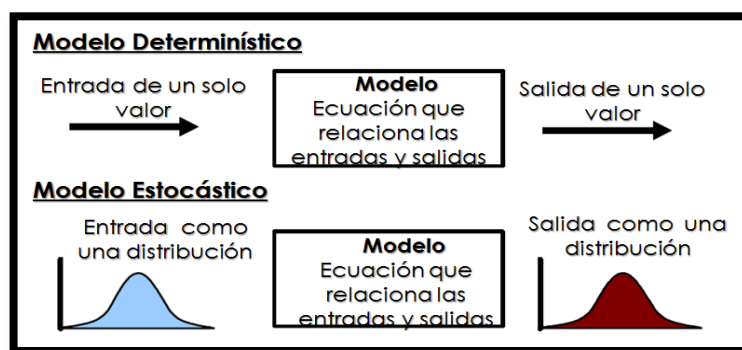


Fuente: Autores

4.2.6 Ajuste del modelo a partir de resultados obtenidos por modelos de simulación ^[41]

Los objetivos del documento de apoyo, es presentar el enfoque estocástico utilizando la simulación de Monte Carlo, aplicada a la estimación de la compactación y la subsidencia. La investigación aborda el impacto de la incertidumbre en la predicción de subsidencia y compactación si se tiene en cuenta la incertidumbre de E , ν y Δp_f , aplicados a un campo de petróleo de aguas profundas en el Golfo de México. El modelo de yacimiento fue modelado estocásticamente se comparó con el software numérico comercial Eclipse 300. Por último, los posibles yacimientos donde podría ocurrir la subsidencia y compactación se presentan en términos de describir la gama de valores E y ν dentro de una caracterización estocástica de un modelo de yacimiento regional a gran escala. En la mayoría de las aplicaciones de ingeniería, los modelos determinísticos se utilizan con más frecuencia que los modelos estocásticos, en tal caso, se obtiene un único valor de salida para cada valor de entrada, y para todas las variables (Figura 63). El supuesto de hecho es que la variable de entrada se conoce con precisión, pero en realidad muchas variables de entrada tienen la incertidumbre adjunta a ellos, de ahí la necesidad de un enfoque estocástico

Figura 63. Modelo Estocástico vs Determinístico.



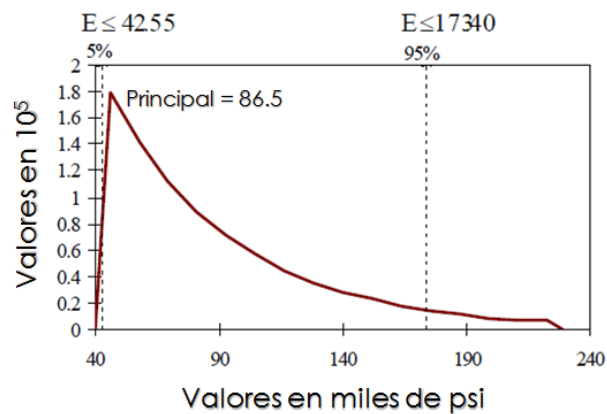
Fuente: Ta Quoc Dung, "Coupled fluid flow-geomechanics simulations applied to compaction and subsidence estimation in stress sensitive & heterogeneous reservoirs", Australian School of Petroleum, south Australia, 2007. p. 51.

^[41]Ta Quoc Dung, Op. cit., p. 45

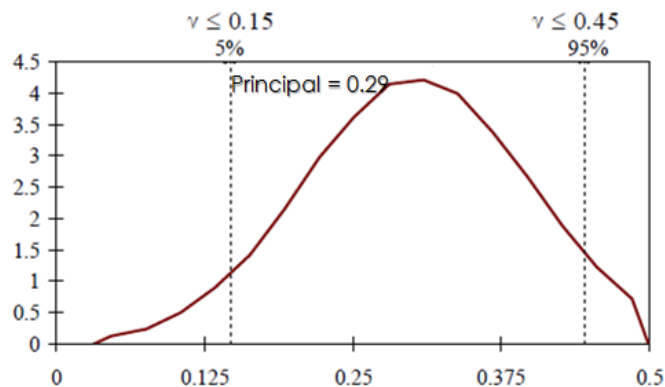
- Información de entrada

La simulación de Monte Carlo es un método estadístico que utiliza una distribución de probabilidad para la entrada y produce una distribución de probabilidad de salida. En este estudio, la simulación de Monte Carlo se aplica para la evaluación de la compactación del yacimiento a partir de la ecuación geomecánica analítica de flujo de fluidos, en las que se aplica una distribución de datos de entrada para el módulo de Young, la relación de Poisson y la caída de presión, para dos pozos. A continuación se presenta la distribución de datos de entrada y la tabla de datos constantes.

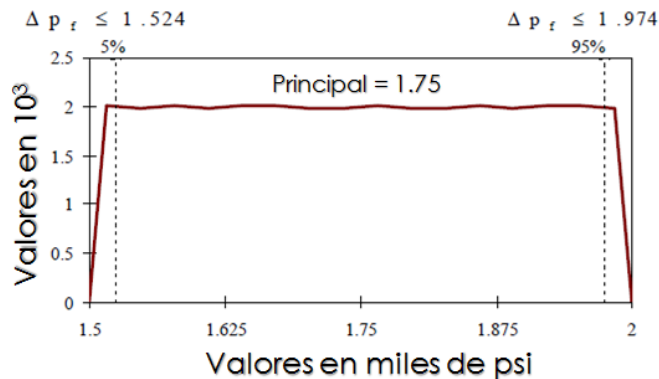
Figura 64. Distribución de datos para E , ν y ΔP



a)



b)



c)

Fuente: Tomado de Ta Quoc Dung, “*Coupled fluid flow-geomechanics simulations applied to compaction and subsidence estimation in stress sensitive & heterogeneous reservoirs*”, Australian School of Petroleum, South Australia, 2007. p. 52

En la siguiente tabla se presentan los datos de mayor relevancia para la ejecución del modelo. Es de importancia aclarar que no se encontraron los datos de porosidad y permeabilidad ni el factor volumétrico de formación del aceite en el documento de apoyo, a pesar que el trabajo realizado en el documento de apoyo, consistió de varias simulaciones, no se encontraron, por lo que fue necesario hacer una búsqueda bibliográfica en la que se tomaron datos de forma aproximada para representar la información faltante.

Tabla 14. Propiedades de entrada conocidas para el modelo.

Dato	Valor
Profundidad del yacimiento [ft]	10000
Espesor promedio inicial [ft]	160
Caída de presión máxima [psi]	2000
Viscosidad del aceite [cP]	1.17
Tasa de producción [BPD]	10000
Compresibilidad total [psi]	$25.6 \cdot 10^{-6}$
Radio de pozo [ft]	0.5
Presión del yacimiento [psi]	6000

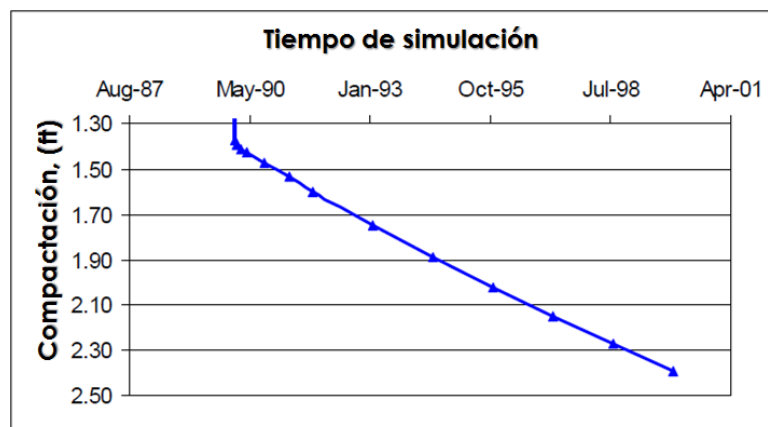
Fuente: Tomado de Ta Quoc Dung, “*Coupled fluid flow-geomechanics simulations applied to compaction and subsidence estimation in stress sensitive & heterogeneous reservoirs*”, Australian School of Petroleum, south Australia, 2007, p. 54.

El trabajo que se realizó en el documento de apoyo, consistió en acoplamiento de un modelo numérico de flujo de fluidos por el simulador eclipse 300, al tiempo que se ejecutaba la simulación Geomecánica de Monte Carlo. El tamaño de paso para la simulación fue de 500 días hasta simular un tiempo de 10 años. Con el método de Monte Carlo se realizaron 4 experimentos, donde el primero no hubo distribución de datos de entrada, en el segundo experimento se ejecutó el modelo estocástico aplicando una distribución de datos de entrada sólo para el módulo de Young. En el tercer experimento se aplicó una distribución tanto para el módulo de Young como para la relación de Poisson. Por último en el cuarto experimento se efectuó la distribución para las constantes elásticas anteriormente mencionadas y la caída de presión.

Simulación numérica (Eclipse 300)

Fue tomado el valor de 1.3ft como la compactación inicial para mayo del 1990, después de 10 años la compactación que calculó el modelo fue de 2.4 ft en el pozo. A continuación se presenta el resultado de la simulación numérica para la compactación durante 5 años de producción.

Figura 65. Resultado de la simulación numérica para la compactación



Fuente: Tomado de Ta Quoc Dung, "Coupled fluid flow-geomechanics simulations applied to compaction and subsidence estimation in stress sensitive & heterogeneous reservoirs", Australian School of Petroleum, south Australia, 2007, p. 58.

Por la forma de la gráfica se concluyó que el yacimiento se deforma elásticamente, y la compactación se incrementará de forma moderada con un tiempo largo de producción. Para la simulación geomecánica se utilizaron los valores determinísticos de $E = 86500$ psi y $\nu = 0.29$. Luego se realizaron varias simulaciones variando las propiedades anteriores lo cual se obtuvo lo siguiente:

Tabla 15. Resultados de la simulación numérica

Módulo de Young [psi]	Relación de Poisson	Compactación en el pozo [ft]
68000	0.21	3.27
68000	0.29	2.86
68000	0.4	1.99
86500	0.21	2.74
86500	0.29	2.39
100000	0.21	2.46
210000	0.3	1.21
210000	0.21	1.41
210000	0.4	0.79

Fuente: Tomado de Ta Quoc Dung, "Coupled fluid flow-geomechanics simulations applied to compaction and subsidence estimation in stress sensitive & heterogeneous reservoirs", Australian School of Petroleum, south Australia, 2007, p.61.

4.2.7 Resultados de la simulación Monte Carlo

Para el experimento 1, el cual no contenía la incertidumbre de E ni de ΔP , arrojó una compactación de 3.21ft. En este experimento se simuló con los datos $E = 68000$ y $\nu = 0.21$, por lo que se observa que concuerda exactamente con los resultados de la simulación hecha en eclipse 300. En el siguiente experimento se calculó una distribución exponencial del módulo de Young en la que se truncó desde 40000 psi hasta 230000 psi, luego se ingresaron esos datos y después de 10000 iteraciones se obtuvo una compactación de 3.11 ft, con una desviación estándar de 1.24ft, para este experimento el módulo de Young principal fue de 86500 con una desviación estándar de 41.17 psi. En este experimento se obtuvo un intervalo de confianza que varía de 1.28ft – 52.4ft.

En el experimento 3, los valores de relación de Poisson fueron ingresados como distribución teniendo su principal en 0.29, el impacto de introducir incertidumbre tanto para el módulo de Young como para la relación de Poisson, condujo a una compactación de 2.43ft, con una desviación estándar de 1.24 ft y un intervalo de confianza de 0.72ft – 4.72ft.

Por último en el experimento 4 se adiciona la incertidumbre a la caída de presión ΔP , teniendo una distribución uniforme con un valor mínimo de 1500psi y un valor máximo de 2000psi. Esta adición conllevó a un incremento de la compactación con un valor principal de 2.84ft, con una desviación estándar de 1.47ft, dentro de un intervalo de confianza de 0.82ft – 5.59ft.

Se concluye que al incluir la incertidumbre de los valores de las constantes elásticas, se reduce en gran medida la compactación, pero al incluir la incertidumbre de la caída de presión se aumenta porque ésta tiene un impacto positivo en la compactación, ya como ha sido deducido anteriormente en este capítulo a mayor caída de presión es de esperarse mayor compactación.

4.2.8 Ajuste del modelo propuesto

Como en el documento de apoyo, se ejecutaron las simulaciones sin presentar ciertos datos que ya han sido mencionados, se requiere de una analogía, por lo que se tomó el campo Bullwinkle, el cual contiene las arenas turbidíticas del Golfo de México, para yacimientos de aguas profundas, de las cuales se conoce y se ha documentado como uno de los yacimientos que presenta compactación en mundo. Como el valor del factor volumétrico tiene un alto valor de incertidumbre, se optó por correlacionar los datos de 8 pozos con los datos de viscosidad del aceite de los mismos, ya que con solo inspección pudo determinarse una tendencia clara. Luego de obtener los datos necesarios para poder efectuar el modelo más completo propuesto en este trabajo, se inicia el análisis de ajuste entre los resultados del modelo propuesto y los del modelo de apoyo.

Tabla 16^[42]. Propiedades de entrada aproximadas para el modelo.

Porosidad	0.28
Permeabilidad [mD]	100

- Aproximación del valor de B_o

Teniendo en cuenta que los datos de pozo a ser presentados, guardan cierta similitud con los de la tesis de apoyo, como lo es la profundidad, la viscosidad y cierta medida la presión del yacimiento, además de la inspección, se optó por correlacionar los valores de viscosidad y factor volumétrico para obtener una curva continua con la mínima dispersión.

Tabla 17^[43]. Datos de viscosidad y factor volumétrico de formación para los yacimientos de arena J.

Yacimiento	Pozo	μ_o [cP]	B_o [RB/STB]
J2-RB	A-3-BP	0.55	1.772
J1-RB	A-1	0.57	1.663
J2-RB	A-2-BP	0.65	1.619
J2-RB	109-1	1.03	1.382
J2-RB	A-5-BP	0.77	1.513
J2-RB	A-4-BP	0.88	1.450
J3-RB	A-31	1.26	1.462
J4-RB	A-35	1.20	1.487

Lo primero a realizar es el ordenamiento de los datos, la variable independiente corresponderá a la viscosidad y la dependiente al factor volumétrico, luego graficar los datos y buscar el método de interpolación más adecuado.

Luego de ordenar los datos se tiene lo siguiente:

^[42] Joseph t. Comisky, the pennsylvania, state university ,Petrophysical analysis and geologic model for the Bullwinkle j sands with implications for time-lapse reservoir monitoring, Green Canyon block 65, offshore louisiana, may 2002, p. 2.

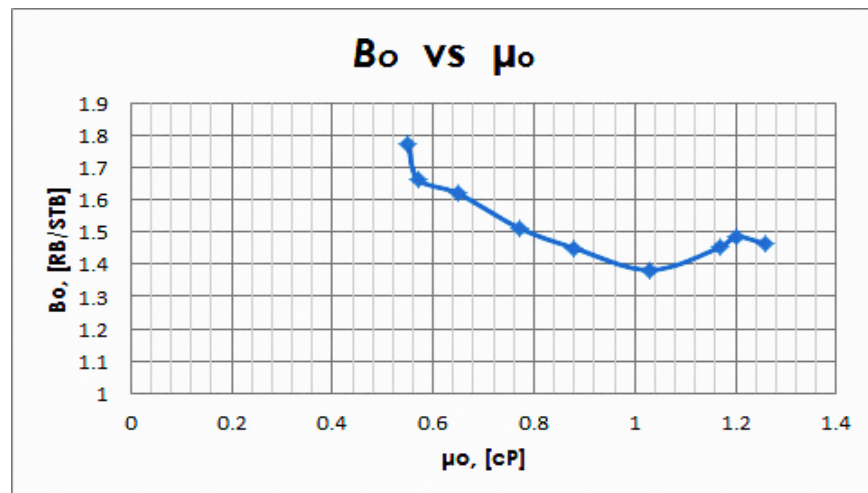
^[43] "Development of an integrated model for compaction/water driven reservoirs and its application to the J1 and J2 sands at Bullwinkle, Green Canyon block 65, deepwater Gulf of Mexico" p. 11.

Tabla 18. Datos ordenados

x	F(x)
0.55	1.772
0.57	1.663
0.65	1.619
0.77	1.513
0.88	1.45
1.03	1.382
1.2	1.487
1.26	1.462

Después de tener los datos ordenados, se procede a graficarlos para poder decidir qué tipo de interpolación realizar.

Figura 66. Relación entre factor volumétrico y viscosidad



Fuente: Realizado a partir de "Development of an integrated model for compaction/water driven reservoirs and its application to the J1 and J2 sands at Bullwinkle, Green Canyon block 65, deepwater Gulf of Mexico" p. 11.

Por lo observado se deduce que con una interpolación cuadrática se obtendrá la mejor interpolación, para finalmente reunir todos los datos necesarios para la ejecución del modelo. Luego de aplicar una interpolación cuadrática por el método de Müller se tiene que:

Tabla 19. Resultados de la interpolación

x	F(x)
0.55	1.772
0.57	1.663
0.65	1.619
0.77	1.513
0.88	1.45
1.03	1.382
1.17	1.454
1.2	1.487
1.26	1.462

Fuente: Autores

El resultado de la interpolación fue un factor volumétrico de formación de aceite de 1.454 RB/STB. Ya teniendo los datos suficientes para aplicar el modelo propuesto, se procede a ejecutarlo.

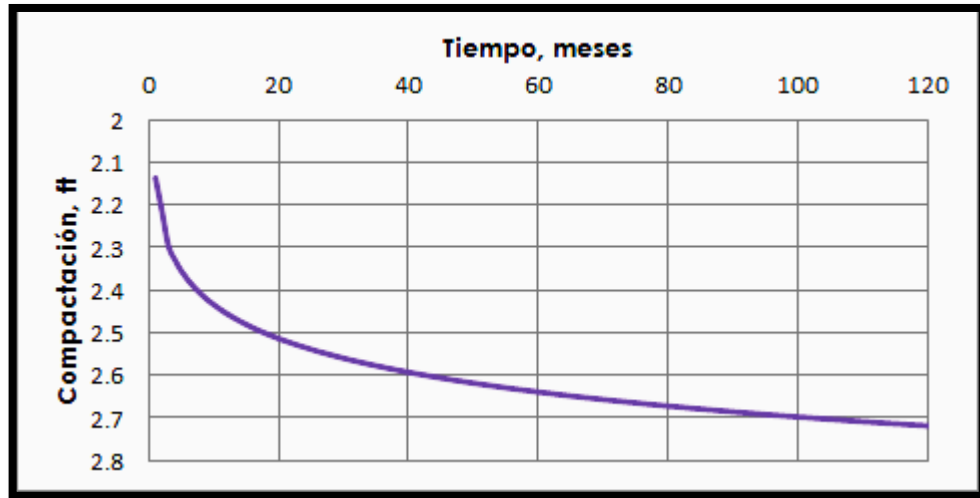
Tabla 20. Datos para la ejecución del modelo.

Dato	Valor
Espesor promedio inicial [ft]	160
Caída de presión máxima [psi]	2000
Viscosidad del aceite [cP]	1.17
Tasa de producción [BPD]	10000
Compresibilidad total [psi]	25.6×10^{-6}
Radio de pozo [ft]	0.5
Porosidad	0.28
Permeabilidad [mD]	100
Factor volumétrico de formación B_o [RB/STB]	1.454
Módulo de Young principal [psi]	86500
Relación de Poisson principal	0.29

Fuente: Modificado de Tomado de Ta Quoc Dung, “*Coupled fluid flow-geomechanics simulations applied to compaction and subsidence estimation in stress sensitive & heterogeneous reservoirs*”, Australian School of Petroleum, south Australia, 2007, p. 54 y 57.

Luego de aplicar las ecuaciones 4.23 a 4.32, después de 120 iteraciones se obtuvo los resultados de la compactación que luego fueron graficados, y se obtuvo la siguiente gráfica.

Figura 67. Resultados obtenidos a partir de la predicción



Fuente: Autores

Según lo obtenido por el modelo propuesto, después de 10 años de producción constante se presentará una compactación de 2.72ft, a simple vista es un valor que es cercano a los valores obtenidos de las simulaciones anteriormente expuesta, por lo tanto se presentará el porcentaje de aproximación que se obtuvo con el modelo propuesto con respecto a la simulación de eclipse y el último experimento de la simulación de Monte Carlo el cual tiene el mayor grado de incertidumbre.

Tabla 21. Comparación de resultados

MODELO	TIPO DE MODELO	VALOR OBTENIDO [FT]	APROXIMACIÓN CON RESPECTO AL MODELO
Simulación-Eclipse 300 acoplado	Determinístico	2.4	86.67%
Monte Carlo (Experimento 4)	Estocástico	2.84	95.77%

Fuente: Autores

Se concluye que a pesar que el modelo propuesto para la predicción de la compactación es un modelo determinístico, tiene una mejor aproximación a la simulación Monte Carlo la cual corresponde a un modelo estocástico que si presenta la incertidumbre de los datos, lo cual lo hace un modelo más aproximado y por tanto predice con mayor certeza el valor real de la compactación.

El modelo propuesto tiene en cuenta la variación de las propiedades de la roca, tiene en cuenta los parámetros de flujo y por ende los cambios de presión, además que incorpora las propiedades elásticas, a pesar de ser un modelo poco complejo se aproxima bien a los simuladores comerciales del alta complejidad con un buen porcentaje.

4.2.9 Sensibilidad y rango de aplicabilidad del modelo

A pesar de que la compactación se da en el tiempo, la variable tiempo no es la más influyente, ya que se encuentra dentro del logaritmo natural, por lo tanto es de esperarse que altos valores de tiempo no generen grandes cambios, altas tasas de producción afectan también el modelo, como también la alta compresibilidad de la roca, el espesor inicial tiene una gran influencia, ya que para espesores muy pequeños (inferiores a 10 ft) ocurre compactación inmediata del 50%, lo cual es absurdo. La permeabilidad también tiene afecta el valor de permeabilidad ya que afecta inmediatamente la caída de presión así que para valores muy bajos de permeabilidad (inferiores a 5mD) la compactación representada no será muy cercana a la real. Para representar y facilitar la visualización de lo anteriormente mencionado, se aplicará el modelo como ejemplo, para verificar la sensibilidad con algunas propiedades. Cabe aclarar que los datos que se mostrarán no pertenecen ningún pozo, solo fueron utilizados arbitrariamente para evaluar el modelo.

Se tienen los siguientes datos para un pozo que produce aceite:

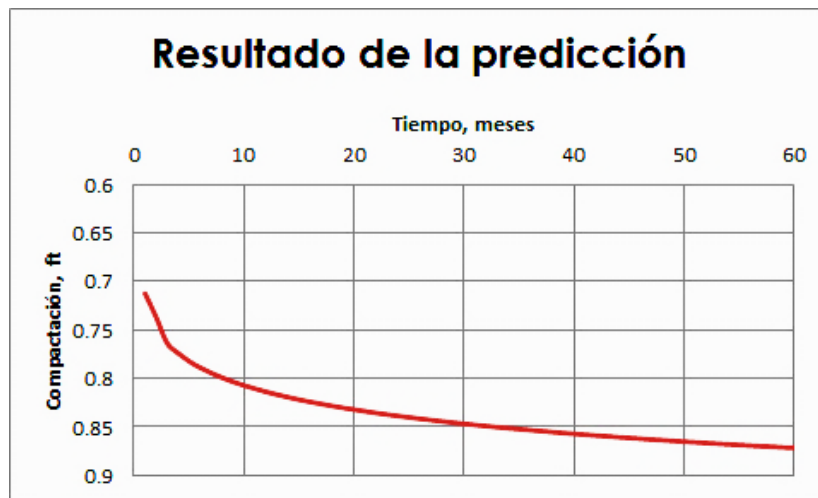
Tabla 22. Datos pozo de ejemplo

Espesor inicial [ft]	100
Tasa de producción [BPD]	1000
Factor volumétrico [RB/STB]	1.2
Viscosidad [cP]	4
Permeabilidad [mD]	50
Porosidad	0.2
Compresibilidad total [psi ⁻¹]	$5 \cdot 10^{-6}$
Radio de pozo [ft]	0.5
Daño	2
Presión del yacimiento [psi]	3950

Fuente: Autores

Se desea conocer cuál será la compactación en 5 años, produciendo a la misma tasa. Para facilidad de los cálculos se utilizará el modelo con deformación elástica, donde las propiedades aproximadas de la roca varían con el tiempo (ecuación 4.21). Después de aplicar el modelo se obtuvieron los siguientes resultados:

Figura 68. Compactación del pozo ejemplo en 5 años.



Fuente: Autores

- Variación del espesor

A continuación se hará variar el espesor de la zona cañoneada tomando 5 valores diferentes, con el fin de reconocer su impacto en el modelo. Físicamente estaría representado por trabajos de completamiento más específicamente recañeo, para aumentar el espesor productivo, y cementaciones (Tapones) para disminuirlo. En la siguiente tabla se presentan los valores tomados.

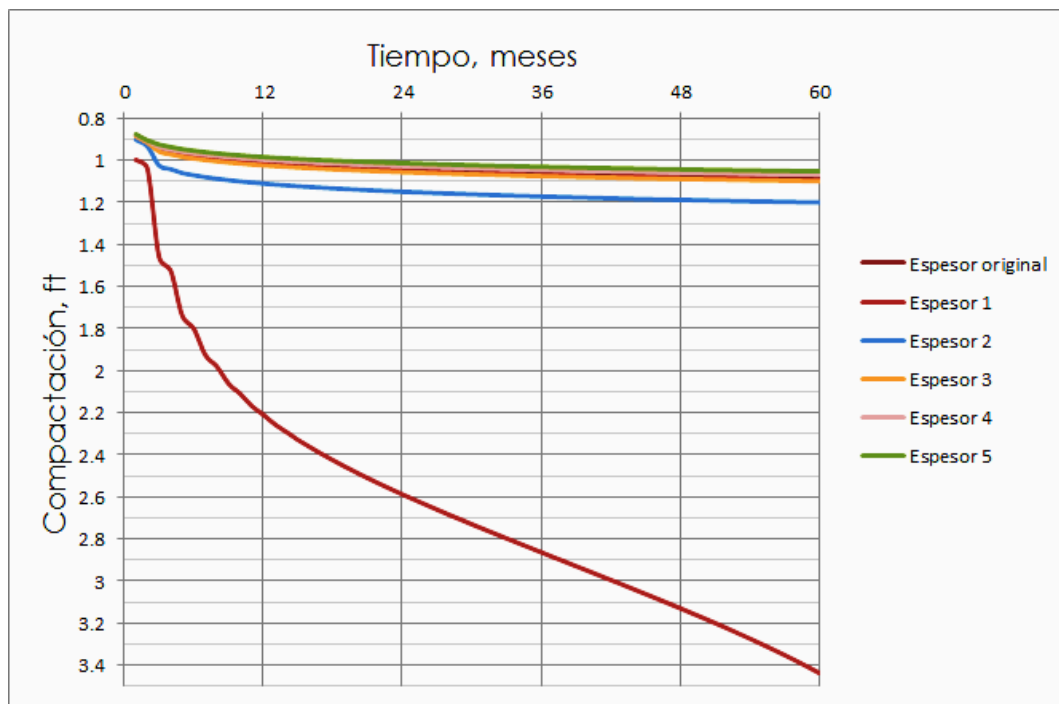
Tabla 23. Valores de espesor inicial

Esesor inicial 1 [ft]	8
Esesor inicial 2 [ft]	30
Esesor inicial 3 [ft]	80
Esesor inicial 4 [ft]	200
Esesor inicial 5 [ft]	1000

Fuente: Autores

Luego de graficar los distintos resultados se obtuvo lo siguiente:

Figura 69. Compactación evaluada con distintos espesores



Fuente: Autores

Lo que se puede analizar es que para espesores muy pequeños (En este caso 8ft) como se había mencionado anteriormente, la compactación prácticamente alcanza el 50% del espesor inicial lo cual se aleja de la realidad, para los demás valores sigue una tendencia, a medida que se aumenta el espesor lo cual sugiere que para una mayor capacidad de flujo hay una menor caída de presión por lo tanto el efecto de la compactación se verá disminuido.

- Variación de la permeabilidad

Se asignaron 5 valores diferentes de permeabilidad, que podría fácilmente ajustarse a varias litologías como por ejemplo: areniscas, calizas, dolomitas, etc.

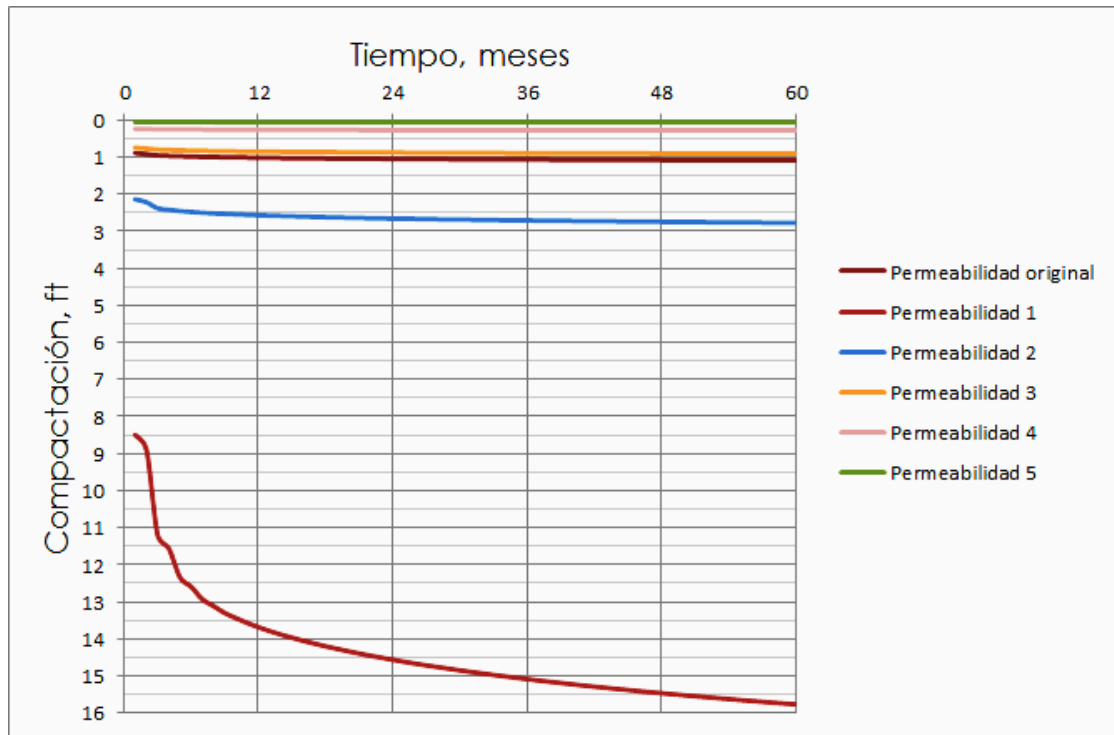
Tabla 24. Valores permeabilidad inicial

Permeabilidad inicial 1 [mD]	5
Permeabilidad inicial 2 [mD]	20
Permeabilidad inicial 3 [mD]	60
Permeabilidad inicial 4 [mD]	200
Permeabilidad inicial 5 [mD]	1000

Fuente: Autores

Como se puede observar en la figura 70, el modelo es bastante sensible a la permeabilidad debido a que la permeabilidad es un factor importante para el flujo de fluidos y por ende afecta en gran medida la caída de presión en la zona productora, porque a mayor permeabilidad hay menor restricción al flujo. Es de esperar que en litologías con baja permeabilidad sea más factible la compactación. Físicamente no se podría cambiar la permeabilidad de la formación, lo más fácil de ejecutar es una modificación del daño en la zona (fracturamiento, acidificación).

Figura 70. Compactación evaluada con distintas permeabilidades



Fuente: Autores

- Variación de la tasa de producción

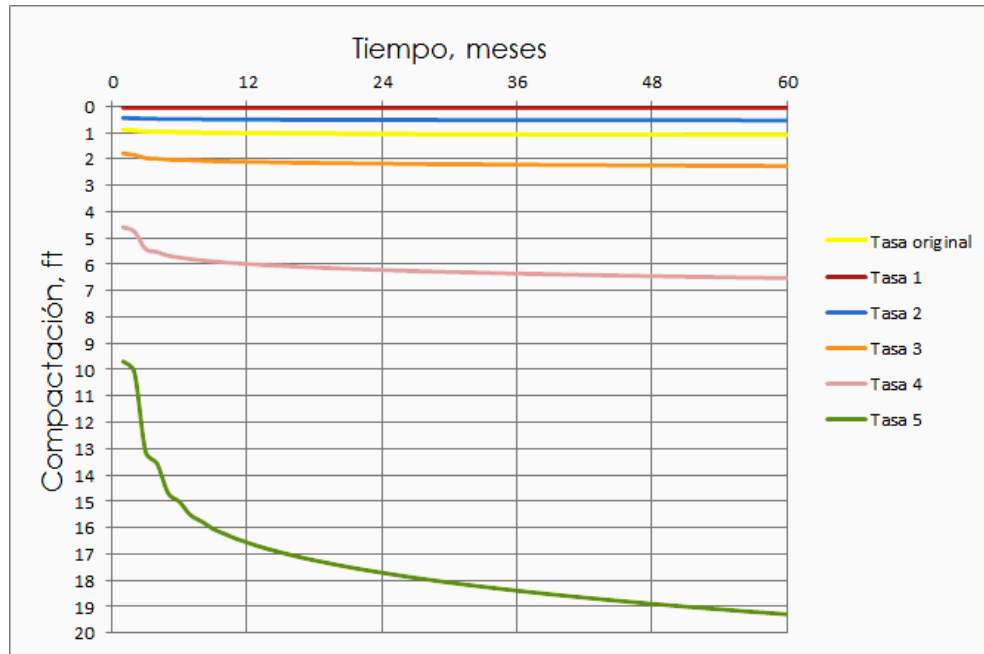
A continuación se presentan las tasas con las que se corrió el modelo.

Tabla 25. Valores para tasas de producción

Tasa 1 [BPD]	50
Tasa 2 [BPD]	500
Tasa 3 [BPD]	2000
Tasa 4 [BPD]	5000
Tasa 5 [BPD]	10000

Fuente: Autores

Figura 71. Compactación evaluada con distintas tasas de producción



Fuente: Autores

Se obtuvo que el modelo es bastante sensible a la tasa porque en gran medida la tasa es un factor que afecta la caída de presión en la zona productora, pero inversamente a la permeabilidad, a mayores tasas se esperará una mayor compactación. Podría ser de ayuda para disminuir cierta porción de la compactación, reducir la tasa, ya que es un parámetro que puede controlarse operativamente.

- Variación del coeficiente de compactación uniaxial de la roca

Para esta prueba se comprobó la evaluación del modelo con 5 coeficientes distintos.

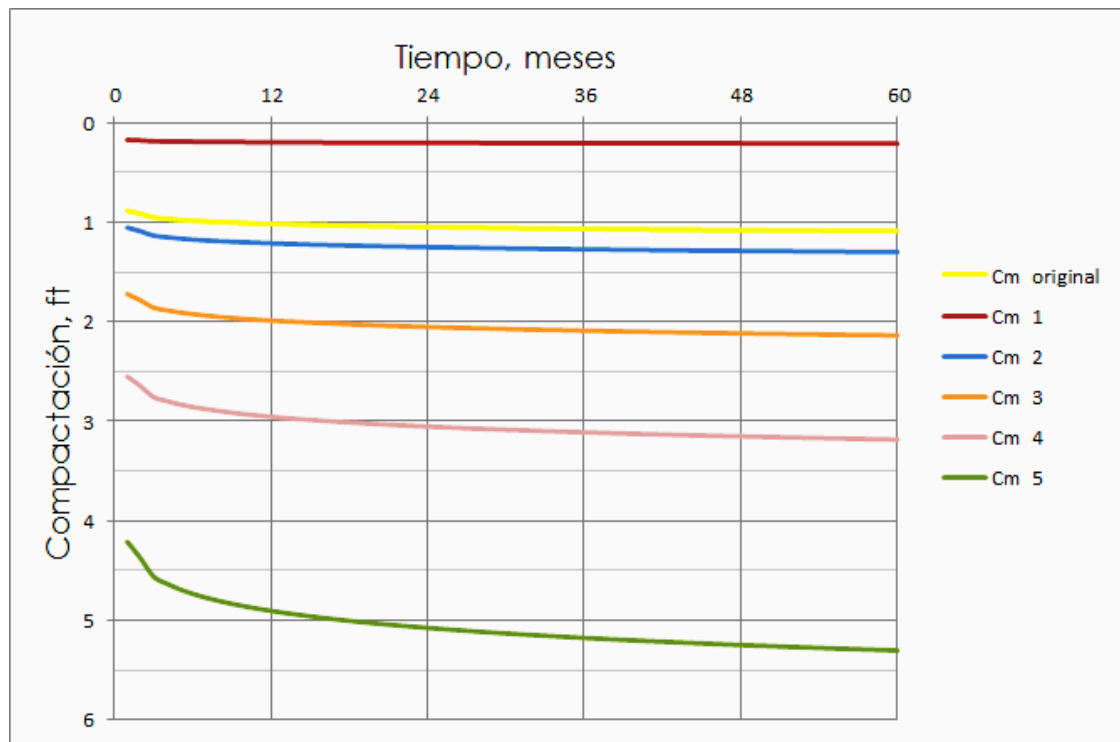
Tabla 26. Valores para coeficientes de compactación uniaxial

C_m 1 [psi]	$0.9 \cdot 10^{-6}$
C_m 2 [psi]	$6 \cdot 10^{-6}$
C_m 3 [psi]	$10 \cdot 10^{-6}$
C_m 4 [psi]	$15 \cdot 10^{-6}$
C_m 5 [psi]	$25 \cdot 10^{-6}$

Fuente: Autores

Se deduce de la figura 72 que la compactación se ve afectada por el coeficiente de compactación uniaxial y lo hace siguiendo una proporción, es decir directamente proporcional. Esto ocurre porque ésta constante es la que finalmente determina la capacidad de compactación que puede tener un yacimiento. Físicamente no se puede alterar esta propiedad ya que es propia de cada roca.

Figura 72. Compactación evaluada con distintos coeficientes de compactación uniaxial.



Fuente: Autores

Parámetros críticos del modelo

Después de haber ejecutado y probado la sensibilidad del modelo, se puede finalmente llegar a la conclusión de que los principales factores de impacto son: los parámetros de flujo y la capacidad de contracción de la roca. Las demás variables tienen una menor influencia en los resultados que genere la aplicación del modelo.

5. SOLUCIONES PARA MITIGAR LOS RIESGOS QUE SE PRESENTAN DURANTE LA COMPACTACIÓN Y SUBSIDENCIA EN UN POZO PRODUCTOR

Cuando un campo se encuentra en la etapa de producción y se presenta compactación del yacimiento y subsidencia en superficie, lo más recomendable es utilizar un mecanismo de mantenimiento de presión (inyección de agua, gas y CO₂), debido a que una de las razones fundamentales de la compactación es la extracción de los fluidos que se encontraban en la roca, por lo tanto cuando en un yacimiento los esfuerzos aumentan se inicia la deformación de grano, debido a que la presión de poro disminuye. Se puede tomar tanto ciertas precauciones para mitigar riesgos en la operación, como acciones cuando el problema está presente. En esta sección se expondrán los diferentes mecanismos tanto para reducir los riesgos en tubería y facilidades, como en yacimiento a través de la inyección de agua, además de los mecanismos para medir y monitorear la compactación y subsidencia.

5.1 SOLUCIONES PARA LA CIZALLA EN EL CASING

El deterioro en el casing conduce a la pérdida de integridad de la presión, atascamiento de tubería de producción, o una incapacidad para bajar herramientas de reacondicionamiento de pozo. Por lo general, el deterioro surge a través de la cizalla debido al desplazamiento de los estratos de roca a lo largo de los planos de estratificación o de falla a lo largo de los planos inclinados de forma más pronunciada. Estos desplazamientos son fallas de cizallamiento. Ellos son provocados por las concentraciones de esfuerzos generadas por los cambios de volumen resultantes del fenómeno de compactación por la producción de fluidos. Los cambios de volumen también pueden surgir a partir de los cambios de presión, cambios de temperatura, o el movimiento de sólidos. Por lo tanto se tratarán los mecanismos de “cura” para daños en casing generados por la cizalla asociada a la compactación. Las opciones para la reducción de la incidencia del

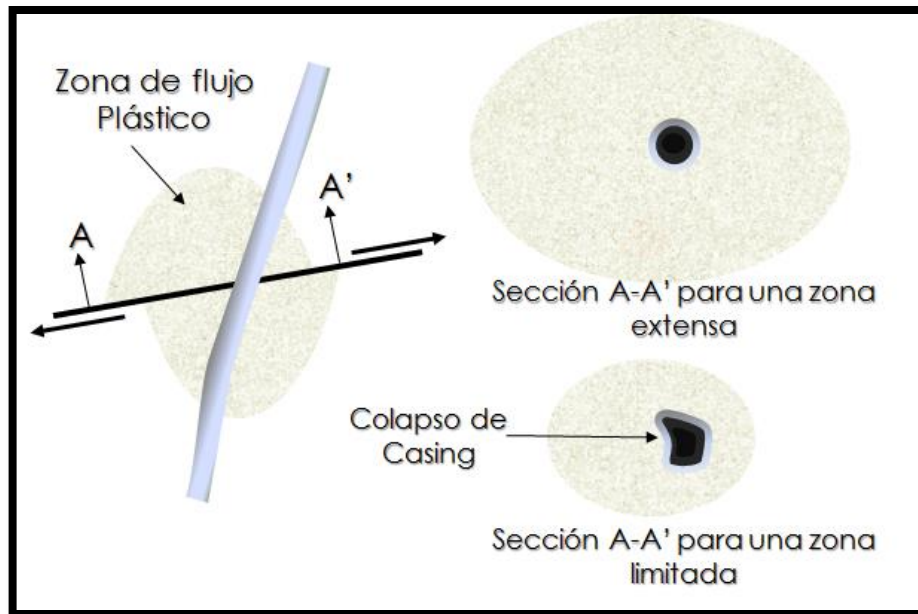
cizallamiento del casing se limitan a la evasión deliberada, el fortalecimiento del casing, permitiendo una mayor adhesión entre el casing y la formación, o la reducción de la magnitud de deslizamiento a lo largo de planos. Es más realista aplicar simultáneamente varias tácticas para reducir la incidencia del cizallamiento del casing y la tasa en lugar de tratar de eliminarlo.

5.1.1 Fortalecimiento del casing

Resultados de simulación y experiencia de campo muestran que la resistencia del sistema de cemento del casing es de poca importancia en comparación con la resistencia contra el desplazamiento por cizalladura de los estratos. Es posible hacer revestimientos que tienen momentos de inercia muchas veces mayor que el casing convencional, mediante el uso de anillos de doble recubrimiento, llenos de cemento. En general, sin embargo, el tamaño de los planos de corte inducidos es tan grande (mayor de miles de metros cuadrados) que la presencia de un casing "fuerte" no puede resistir deslizamiento, sólo, retardar un poco el proceso. Entre más rígido sea el sistema de cemento del revestimiento, es más probable que concentre los esfuerzos. El fortalecimiento del casing puede ser eficaz en los casos en los que los estratos de deslizamiento son altamente porosos, suaves, y susceptible al flujo de plástico después del colapso de la fábrica, tales como estratos de diatomeas o creta (Figura. 73).

En la figura 73 se observa un pozo desviado que atraviesa una región con cierta cizalladura, y atraviesa una zona en la que se genera flujo plástico como se había mencionado anteriormente. Si esta zona es relativamente extensa (o si el material de la zona es de muy alta porosidad), los esfuerzos no generarán mayor deformación en la sección transversal del casing, mientras que si atraviesa una zona limitada de plasticidad, el colapso de casing es inevitable.

Figura 73. Flujo plástico de la formación alrededor del casing.



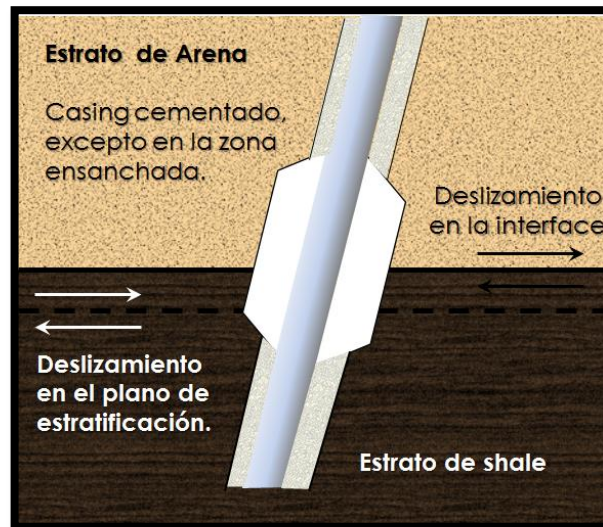
Fuente: Modificado de “Casing Shear: Causes, Cases, Cures”, Maurice B. Dusseault, SPE, Porous Media Research Inst., U. of Waterloo, and Michael S. Bruno, SPE, and John Barrera,* Terralog Technologies Inc

5.1.2 Aumento de la ductilidad del sistema casing-pozo

Si un casing es rígido y resistente atrae el esfuerzo y no puede resistir el deslizamiento inducido por cizalladura, tiene mucho más sentido aumentar la ductilidad del sistema casing-pozo de modo que esto pueda distorsionar en una longitud mayor el casing antes de colapsarse o desarrollar una pata de perro de gran magnitud, se incluyen las siguientes opciones.

- Evitar la cementación de las zonas sensibles o usar un agente de cementación muy dúctil que puede "fluir".
- Ensanchamiento en la zona y evitar la cementación.

Figura 74. Underreaming en un pozo desviado, que atraviesa una interface de litología



Fuente: Modificado de “Casing Shear: Causes, Cases, Cures”, Maurice B. Dusseault, SPE, Porous Media Research Inst., U. of Waterloo, and Michael S. Bruno, SPE, and John Barrera,* Terralog Technologies Inc

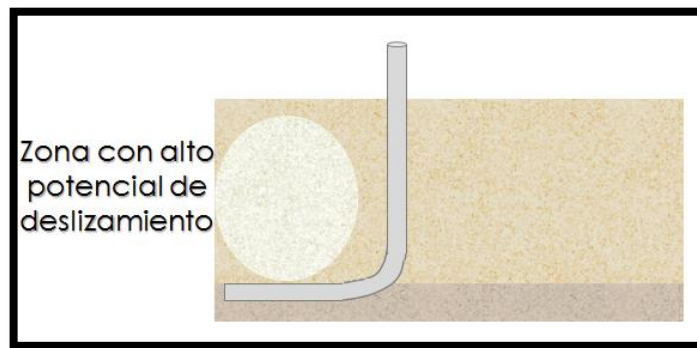
- Aumentar el diámetro del casing para permitir una mayor distorsión antes de que el tubing quede atrapado.
- Debilitamiento o remodelamiento de la formación en la zona susceptible para permitir más deformación plástica.

5.1.3 Evasión de planos de deslizamiento

Es posible ubicar pozos en las regiones en las que la magnitud del deslizamiento de cizalla es probable que sea menor que en otras zonas. Dada una estrategia de producción y parámetros de material razonables (rigidez, resistencia, y la estratigrafía), la modelización numérica geomecánica se puede utilizar para indicar donde es probable que los esfuerzos de corte y el deslizamiento sean mayor. Algunas tácticas sugeridas incluyen las siguientes opciones.

- En los casos simples, tales como yacimientos rectangulares o lenticulares, se debe perforar pozos en el centro.
- En yacimientos planos con procesos térmicos o de alta presión, evitar pozos inclinados que se podrían intersectar zonas con alto cizallamiento.
- Se deben evitar los lugares que serán intersectados por los frentes de gradiente térmico, en procesos de inyección térmica.
- En los casos de marcados campos de esfuerzo horizontales anisotrópicos, se debe ajustar el espaciado del pozo en la dirección más adecuada acorde con el proceso que se emplea.
- Se emplea en pozos de radio corto o de largo alcance para evitar la intersección de las regiones con mayor deslizamiento.
- Oriente pozos horizontales paralelos a las superficies de deslizamiento potenciales para aumentar la posibilidad de evasión (Figura 75).

Figura 75. Evasión de un pozo a una zona con alto deslizamiento.



Fuente: Modificado de “Casing Shear: Causes, Cases, Cures”, Maurice B. Dusseault, SPE, Porous Media Research Inst., U. of Waterloo, and Michael S. Bruno, SPE, and John Barrera,* Terralog Technologies Inc

Es necesario optimizar la localización de pozos a partir de modelamiento geomecánico 3D, y también se recomienda la aplicación de un programa de monitoreo micro-sísmico confirmar y optimizar aún más el diseño durante las operaciones. Los mecanismos de monitoreo serán ampliados en este capítulo.

5.2 INYECCIÓN DE AGUA PARA MITIGAR LA SUBSIDENCIA

El método de inyección de agua ha sido utilizado durante muchos años como método de recuperación secundaria ya sea para desplazar los hidrocarburos o para mantener la presión necesaria para que el petróleo o el gas se conserven en una sola fase. También ha sido empleado para mitigar la subsidencia, como en el caso del Campo Wilmington. El método de inyección de agua también resultó exitoso en el Campo Ekofisk, una enorme estructura de creta dispuesta en forma de cortina sobre un domo salino, con aproximadamente 6,700 millones de bbl de petróleo original en sitio. Lo que se busca a partir de la inyección de agua a un yacimiento es tratar mantener el esfuerzo efectivo, y evitar que no se aumente lo suficiente para generar aplastamiento en los granos lo cual puede generar efectos adversos tanto en la producción como en la estabilidad de los pozos en producción. A medida que el agua atraviesa el medio poroso y lo llena ésta se empieza a ubicar en los espacios que eran antes ocupados por el fluido de producción, generando una represurización, por lo cual se espera una disminución en la compactación, es posible que el yacimiento experimente un rebote y ocurra una pequeña expansión del espesor (aprox. < 1ft). Es de mayor impacto este proceso cuando se detiene la producción y se permita una recuperación de la presión al yacimiento, consiguiendo disminuir abruptamente la subsidencia, la reducción de la tasa de subsidencia depende de la interacción entre el tipo de roca y el agua, ya que ésta puede alterar las propiedades mecánicas de la roca. La interacción entre la roca y el agua se modela como un movimiento del *endcap* que separa el comportamiento elástico, que no produce compactación, del comportamiento plástico que sí lo hace. El efecto del incremento de la saturación de agua consiste en desplazar el *endcap* hacia un estado de esfuerzos más bajos, lo que reduce el tamaño de la región elástica con un cambio mínimo en la condición de esfuerzos. Se trata de una condición inestable, de manera que la roca se compacta conforme el *endcap* se desplaza. Cuando la condición de esfuerzos yace en el *endcap*, se alcanza un estado de equilibrio.

El mecanismo físico puede estar relacionado con el intercambio iónico en los contactos intergranulares, lo que conduce a una reducción de la cohesión de la roca. En el período de inyección sin extracción de fluido se posibilita un incremento de la presión y una reducción del esfuerzo efectivo suficientes para desplazar la condición de la formación una distancia suficiente, dentro del *endcap*, para hacer que el balance se modificara y la tasa de subsidencia se decline. Las localizaciones de pozos de inyección se determinan mediante estudios sísmicos adquiridos con la técnica de repetición que rastrean el frente de inyección de agua. A partir de modelos basados en diferentes escenarios para obtener una visión probabilística del desempeño de los yacimientos. Una de las variables principales de las simulaciones son los escenarios de manejo de los yacimientos, tales como el tiempo del agotamiento secundario o vaciado rápido; cuando la inyección de agua se interrumpe y se deja que la presión vuelva a declinar. Además de la influencia de las fallas de los pozos y los cambios en el número de pozos productores ya mencionados, los usos potenciales de la inyección de CO₂ o aire también afectan potencialmente las predicciones de la subsidencia. Teniendo en cuenta esta consideración, el modelo de subsidencia debe actualizarse regularmente para reflejar los cambios imperantes en las prácticas de manejo de los yacimientos.

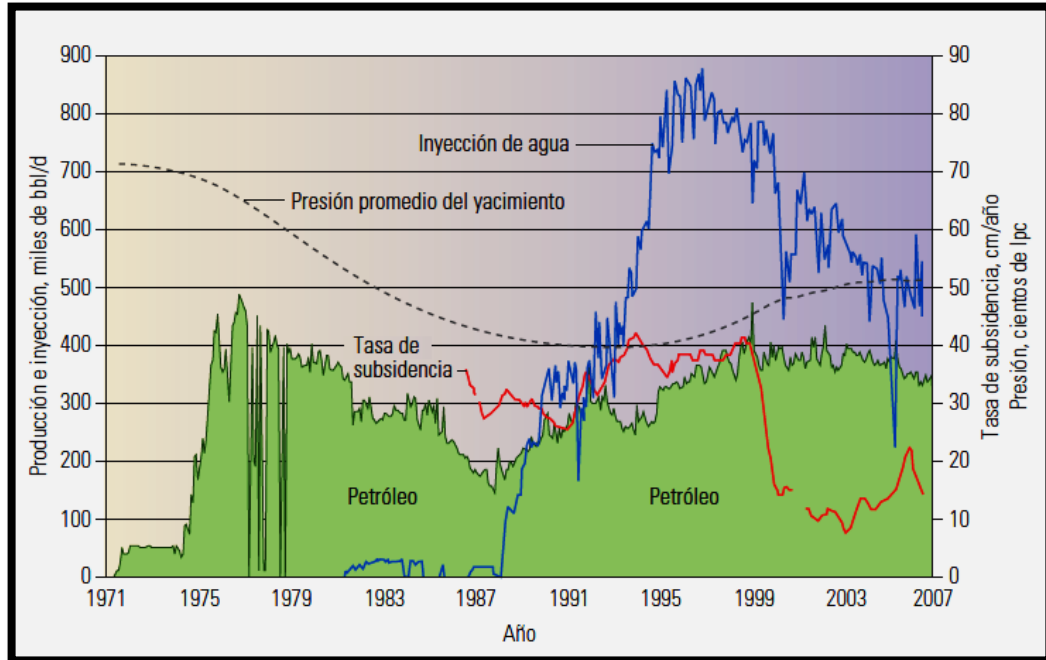
5.2.1 Inyección de agua, caso campo Ekofisk

El Campo Ekofisk, constituye una enorme estructura de creta dispuesta en forma de cortina sobre un domo salino, con aproximadamente 6,700 millones de bbl de petróleo original en sitio. La preservación de un valor de porosidad tan alto en la profundidad del yacimiento se atribuye a un fenómeno de sobrepresión significativo y a la acumulación temprana de hidrocarburos. Para el año 1984, las plataformas del Campo Ekofisk habían experimentado una subsidencia de varios metros y muchos pozos habían fallado. El operador comenzó a monitorear la subsidencia de las plataformas y obtuvo nuevos levantamientos batimétricos de la línea del lodo. Los científicos de la compañía realizaron estudios geomecánicos

detallados de muestras de núcleos y crearon modelos de campo. Descubrieron que la compactación de la creta es extrema en este campo: una reducción de la presión de la formación por la que se pase del valor de descubrimiento de 7,200 lpc [49.6 MPa] a una condición de abandono potencial, con una presión de 3,200 lpc [22 MPa], se traduciría, por ejemplo, en una reducción de la porosidad del 38% al 33% aproximadamente. El comportamiento de la creta depende del estado de los esfuerzos locales. Con esfuerzos de confinamiento y corte bajos, la creta es elástica y una reducción pequeña de la presión de formación induce solamente un grado de deformación elástica leve. Sin embargo, una reducción significativa de la presión de formación causa deformación inelástica y un grado de tensión sustancial. El comienzo del comportamiento inelástico tiene lugar en el *endcap*, una superficie en el espacio de esfuerzos que se conecta a la línea de falla por cizalladura a altos esfuerzos de corte. No obstante, la compactación inelástica altera la creta, desplazando la ubicación del *endcap* a la condición de esfuerzos efectivos más altos. Como resultado de la compactación, la tasa de subsidencia a mediados y fines de la década de 1980 fue de aproximadamente 30 cm/año [1 pie/año]. Los resultados del proyecto piloto de inyección de agua indicaron un buen desplazamiento de petróleo con una limitada irrupción prematura de agua. En 1987, ConocoPhillips comenzó a ampliar un proyecto de inyección de agua de campo completo. El proyecto fue diseñado como mecanismo de mejoramiento de la producción, alcanzándose el período de relleno del volumen poroso en 1994. A pesar de ese hecho, la tasa de subsidencia permaneció casi constante mientras continuaba el período de relleno, alcanzándose una tasa máxima de 42 cm/año [1.37 pie/año] en 1998. Durante la transición del complejo de plataformas viejo al complejo Ekofisk II nuevo, a fines de 1998, el proceso de inyección de agua continuó, mientras que la producción se interrumpió por varias semanas. Durante este período, y en forma continua desde entonces, la tasa de subsidencia se redujo asombrosamente hasta alcanzar el valor actual de 15 cm/año [0.5 pie/año]. Si bien el operador había considerado posible una reducción de la subsidencia de

ese grado, su magnitud fue inesperada teniendo en cuenta la historia de subsidencia del campo.

Figura 76. Historia de producción e inyección del campo Ekofisk, 1971-2007.



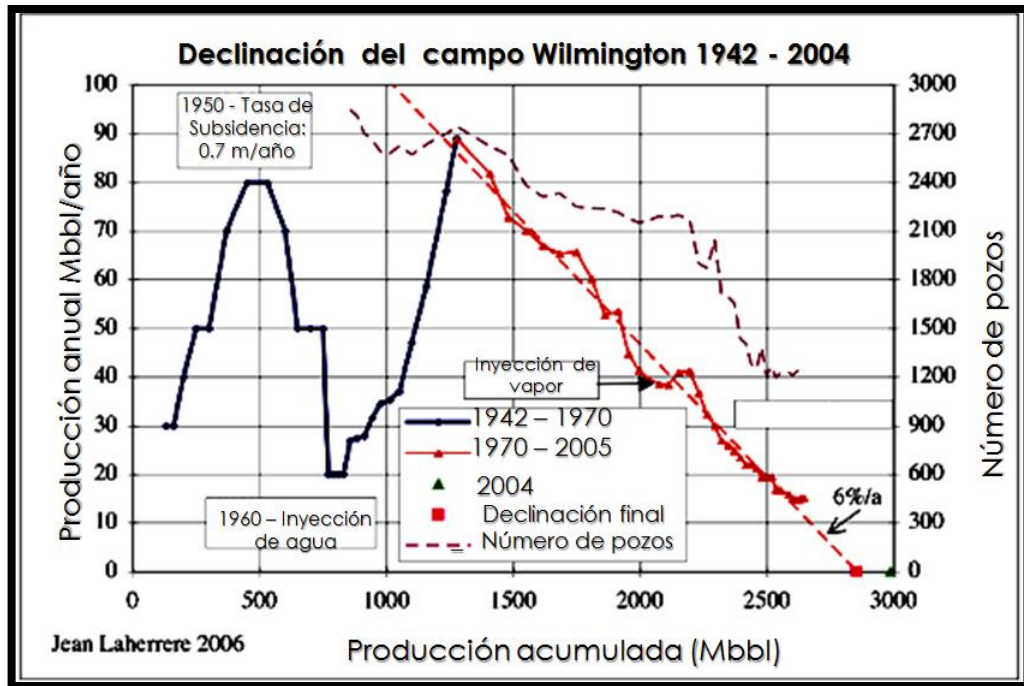
Fuente: Dirk D., Tron Golder K., Neal B., Phillip D., Colin S. (Invierno de 2006/2007). COMPACTACION Y SUBSIDENCIA. Oilfield Revive #, 50-69

5.2.2 Inyección de agua, caso campo Wilmington

La solución evidente para el problema de subsidencia en este campo, sobre la base de varios estudios, era la represurización de los yacimientos de aceite mediante la inyección de agua. En 1961, después de resolver los problemas legales, de ingeniería y económicos complejos involucrados, una operación de inyección de agua a gran escala estaba en el progreso en la zona del puerto Long Beach. Alrededor de 174.900 metros cúbicos (1,1 millones de barriles) de agua al día estaban siendo inyectados en el campo. Se estima que un total de 366 millones de metros cúbicos (2,3 mil millones de barriles) han sido inyectados desde la expansión de las operaciones de inyección de agua en 1958. La

subsistencia se detuvo en una gran parte del campo y la zona se redujo de 50 kilómetros cuadrados (20 millas cuadradas) de 8 kilómetros cuadrados (3 millas cuadradas). Un pequeño rebote ^[44] se produjo en las zonas de inyección de agua más cercanas.

Figura 77. Curva de declinación campo Wilmington 1950-2004



Fuente: Tomado de europe.theoil Drum.com/node/7066

Además de reducir la subsistencia, el programa de inyección de agua también ha sido un gran éxito económico, como resultado un aumento de la producción diaria de petróleo desde 1960 (Fig. 77). Aproximadamente el 75 por ciento de la tasa de producción diaria en el Long Beach en esa década.

^[44] Allen y Mayuga, 1969

5.3 MEDICIÓN Y MONITOREO DE LA COMPACTACIÓN Y SUBSIDENCIA

En esta sección se tratarán los temas referentes a la medición y monitoreo tanto de la compactación como la subsidencia, las diferentes tecnologías en uso y la aplicabilidad en tierra firme como en fondo marino.

5.3.1 Medición de la Compactación

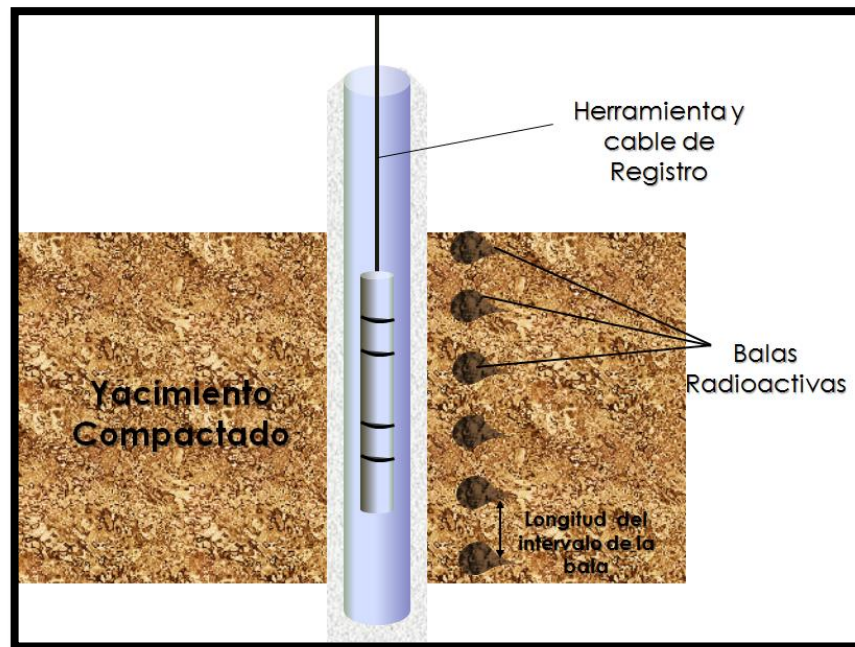
Existen varios métodos o técnicas que se utilizan para la medición de la compactación del yacimiento como: balas radioactivas, registros CCL, registros gravimétricos, dispositivos magnéticos, medidores de deformación en el casing, extensómetros y otros dispositivos.

- **Balas Radioactivas** ^[45]: En este método primero se selecciona la zona de interés, antes de correr casing se disparan unas balas radioactivas, con una pistola de disparo especial, las balas son disparadas en una formación (figura 61) a intervalos conocidos, tales como 10 m [32.8 pies]. Cada marcador contiene una fuente radioactiva de larga duración y baja resistencia, generalmente de cesio. Algunas de las herramientas especiales para registros con cable, se encuentran tales como la Herramienta de Monitoreo de la Subsidencia de la Formación (FSMT) de Schlumberger, el Instrumento de Monitoreo de la Compactación CMI de Baker Atlas o la Herramienta de Monitoreo de la Compactación de la Formación FCMT de Halliburton, miden las posiciones relativas del marcador radioactivo con precisión. El espaciamiento medio entre el detector superior y el inferior es aproximadamente el mismo que el espaciamiento entre los marcadores. Esto minimiza los errores de distancia debidos a cualquier movimiento de la herramienta producido por el estiramiento y la contracción del cable. Los levantamientos repetidos indican el cambio producido en la separación de los

^[45] In-situ reservoir compaction monitoring in the Groningen field, E. Mobach & H.J.Gussinklo, *Nederlandse Aardolie Maatschappij (NAM), Assen, Netherlands*, Copyright 1994. Society of Petroleum Engineers

marcadores. luego se retira los residuos y se asienta el casing, después se corre un registro gamma ray muy despacio (5 pies por minuto), el cual va a medir la longitud entre un par de marcas radioactivas formadas por las balas “LIB” y su profundidad (figura 78).

Figura 78. Medición de la compactación del yacimiento a través de las marcas radioactivas.



Fuente: Modificado de In-situ reservoir compaction monitoring in the Groningen field, E. Mobach & H.J.Gussinklo, *Nederlandse Aardolie Maatschappij (NAM)*, Assen, Netherlands, Copyright 1994. Society of Petroleum Engineers.

Así que el espesor del yacimiento se obtiene mediante:

$$h = \sum_{i=1}^I LIB(i)$$

Donde I corresponde al número de intervalos. El registro se repite en intervalos y se mide la diferencia de los picos del gamma ray, la precisión del método es

aproximadamente de 2-6mm por intervalo de la formación. Los pozos desviados introducen errores en la posición del marcador, que dependen de la orientación de la pistola cuando se disparan las balas. Los pozos productores también pueden hacer fluir sólidos de formación, introduciendo cierta incertidumbre acerca de la causa del movimiento del marcador; ya sea compactación o bien producción de sólidos.

- **Registros CCL:** Se mide el desplazamiento del casing con el cemento y la roca, la herramienta registra con una línea más gruesa (porque hay mayor masa) los collares con su respectiva profundidad, se repite el registro para determinar la deformación, tomando en comparación con los registros corridos al inicio de la operación. No se recomienda este procedimiento si se generó pata de perro en el casing.
- **Extensómetros de pozo** ^[46]

A continuación se presentan dos tipos de extensómetros y sus aplicaciones.

- **Extensómetro de varillas:** El extensómetro de varillas consta de anclajes fijados a profundidades específicas, varillas dentro de tubos de protección, y un cabezal de referencia. Las mediciones se toman en la cabeza de referencia mediante un micrómetro o un sensor eléctrico.

Ventajas: puede ser automatizado, se puede leer a distancia, funciona en cualquier orientación, puede medir varios puntos.

Limitaciones: rango de medición limitado (50 a 100 mm).

- **El extensómetro de imán:** Consiste en una serie de imanes que se instalan con un tubo de acceso. Los imanes están anclados a profundidades especificadas. Las medidas se toman mediante la reducción de una sonda a través de la tubería de acceso para detectar la profundidad de los imanes.

^[46] Tomado de slopeindicator.com

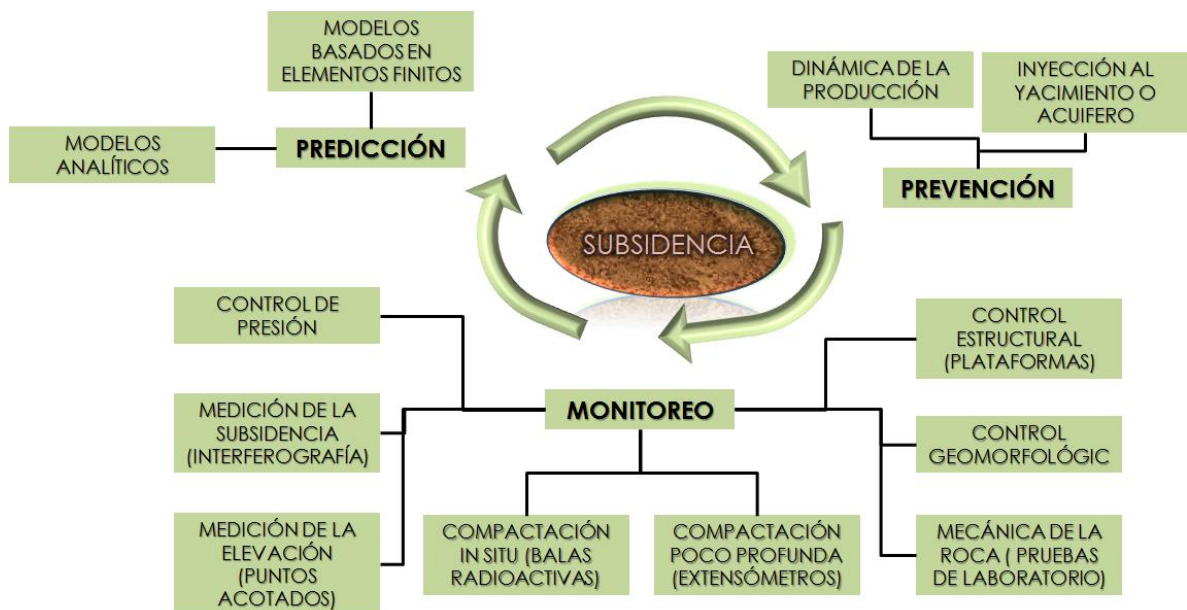
Ventajas: Se puede monitorear grandes asentamientos, trabaja con casing inclinómetro y pueden complementar los datos del inclinómetro, relativamente son fáciles de operar, indica asentamientos incrementales.

Limitaciones: No puede ser automático, límite práctico de 15 o 20 imanes, instalación vertical solamente.

5.3.2 Monitoreo de la Subsistencia

En esta sección se presentará algunos métodos para monitorear la subsistencia, la cual es una medición importante con el tiempo, que se desea conocer para tomar decisiones sobre implementación de algún método de reducción de la tasa de subsistencia, un problema no deseado para la seguridad de las estructuras en plataformas y facilidades de superficie en tierra firme. La subsistencia afecta a las líneas de conducción y a otras estructuras del lecho marino.

Figura 79. Etapas de prevención, monitoreo y predicción en la Subsistencia.



Fuente: Autores

Puntos acotados

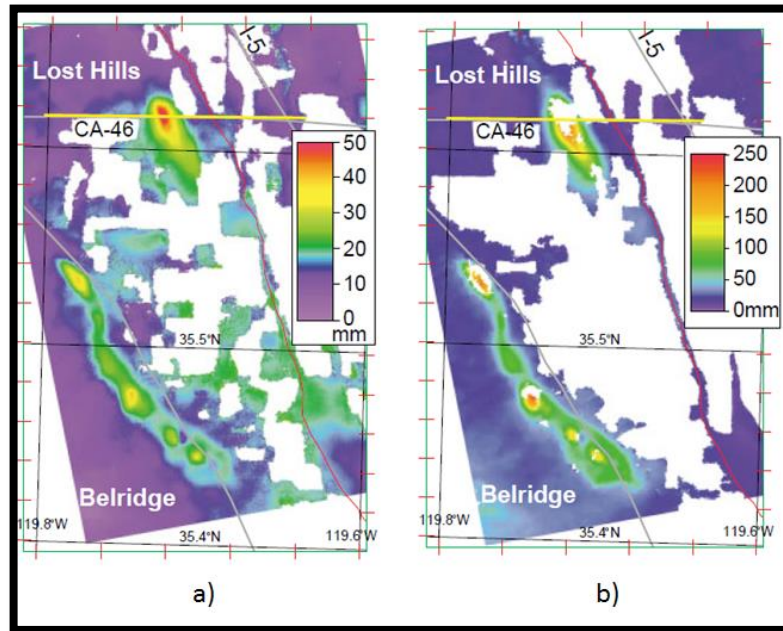
Es una herramienta común y consta de una señal georeferenciada en una posición conocida y una cota medida que se utiliza para determinar cambios en la cota con respecto a otros puntos acotados. Los puntos acotados fuera de la cubeta de subsidencia proveen puntos de referencia fijos. La forma más exacta de determinar una diferencia de cota entre los puntos acotados consiste en conectar dos localizaciones a un tubo lleno de líquido. El nivel hidrostático será el mismo en los dos extremos del tubo, de modo que los cambios en la cota relativa pueden determinarse con gran precisión. Sin embargo, la realización de este tipo de levantamiento en áreas extensas puede ser prohibitivamente costosa. Las estaciones con sistemas de posicionamiento global (GPS), permiten detectar cambios de cota de aproximadamente de 2 mm.

El radar de apertura interferométrica-sintética (InSAR)

Se basa en la generación repetida de imágenes de una ubicación geográfica dada, mediante plataformas de radar aéreas o espaciales. Con mediciones complejas incluyendo la magnitud y la fase de las imágenes de radar de la misma área, se puede construir un interferograma (figura 80) a partir de la diferencia de fase del retorno de cada punto. Las diferencias de fase son sensibles a la topografía y a cualquier cambio de posición intrínseco de un reflector terrestre dado. El cambio de distancia tiene lugar a lo largo de la línea de mira satelital, lo que impide que el satélite distinga directamente el movimiento vertical del horizontal. No obstante, en un yacimiento en proceso de compactación, situado en una posición sin otro movimiento tectónico, se asume que el cambio se debe a la subsidencia y es básicamente vertical. El método InSAR posee limitaciones. El crecimiento de la vegetación entre los pasos de los satélites puede producir problemas de interpretación en los campos abiertos. Los cambios de cota rápidos, tales como los que tienen lugar cerca de las fallas activas, son más fáciles de medir que la subsidencia lenta. Las mediciones de distancia pueden obtenerse cuando el

satélite asciende o desciende. Es probable que las mediciones de la subsidencia obtenidas durante el ascenso o descenso no concuerden completamente.

Figura 80. Interferograma del Campo Lost Hill.



Fuente: Rapid subsidence over oil fields measured by SAR, interferometry, Eric J. Fielding, Ronald G. Blom, and Richard M. Goldstein, Jet Propulsion Laboratory, California Institute of Technology, Pasadena, California.

a) *Interferograma, día 35 en ascenso, los colores muestran aparente movimiento relativo de la superficie, con las zonas de color amarillo y rojo alejamiento (mayor subsidencia), por lo tanto, el caso contrario con las zonas de color púrpura oscuro. El campo Lost Hill presentó una subsidencia superior a 40mm.* b) *Interferograma, octavo mes en ascenso, se observa que la región ha sufrido mucha subsidencia (Lost Hill > 200mm).*

Monitoreo de la Subsidencia en fondo marino

En áreas marinas, no es tan fácil acceder a la cubeta de subsidencia. En general, la subsidencia es monitoreada en las plataformas. El despeje, o distancia existente

entre el nivel medio del mar y la estructura inferior extrema de la plataforma, tiene que mantenerse mayor que la altura de marea. Las compañías utilizan un valor de altura de marea obtenido estadísticamente que suele ser la altura de marea máxima esperada a lo largo de un período de 100 años. El despeje puede medirse utilizando diversos métodos, la totalidad de los cuales se basa en un punto acotado conocido de la plataforma. La medición continua de la distancia hasta el agua puede obtenerse acústicamente; como alternativa, un transductor de presión submarino, instalado en la pata de la plataforma, puede indicar la altura de la columna de agua que se encuentra sobre el mismo. La interpretación de estos dos métodos exige conocer el nivel del mar en el momento de la medición, lo que significa que deben considerarse las mareas y las olas producidas por el viento. Actualmente, el método más común para determinar la subsidencia de las plataformas implica el uso del sistema GPS, como se hace en tierra firme. Los levantamientos batimétricos constituyen la forma más directa de mapear el alcance de una cuenca de subsidencia submarina. El levantamiento indica la profundidad del agua con respecto al nivel del mar. Este valor se obtiene generalmente haciendo rebotar una señal acústica desde la línea de lodo y nuevamente hasta un receptor. La medición del tiempo de tránsito debe ser corregida por los efectos de la salinidad y la temperatura del agua. Los levantamientos repetidos permiten monitorear el desarrollo de una cuenca de subsidencia.

5.3.3 Monitoreo de la compactación

5.3.3.1 Primeros Métodos. Los primeros métodos para monitorear la compactación se basaban en análisis de registros, tales como, registros de porosidad en hueco abierto, y el registro CCL para hueco entubado. Posteriormente se empezaron a utilizar técnicas con imágenes 3D a partir de análisis de datos sísmicos.

Registro CCL

El monitoreo de compactación es tan importante como lo es para la subsidencia, ya que es la compactación la que causa subsidencia. Los primeros esfuerzos para medir la compactación del yacimiento se realizaron a través de la medición del cambio en la distancia entre los collares del casing, y la exactitud de las mediciones reportadas fue de ± 0.04 pies por cada junta de casing ^[47]. La precisión del sistema de registro CCL consiste en un localizador de collar magnético especial corrido en un cable conductor a la velocidad de registro de 12 pies por minuto. Este método de compactación de medición se ve influenciado por el grado de acoplamiento entre la roca del yacimiento y el casing. En el caso de que el casing esté bien cementado en su lugar, el método proporciona una indicación razonable de la compactación real del yacimiento. Es más probable que la adherencia del cemento sea cuestionable o haya sido alterada por la compactación lo cual resulta en una pobre correlación en los resultados de los collares del casing debido a la compactación real del yacimiento. Con el fin de abordar el asunto de la incertidumbre en cuanto a la interacción entre la compactación del yacimiento y el movimiento del collar del casing, fue desarrollada la herramienta de monitoreo.

Registro de porosidad

Dado que uno de los resultados de la compactación, es la pérdida de volumen de poros, los registros de porosidad pueden ser utilizados para detectar el cambio de la porosidad con el tiempo. El cambio en la porosidad puede estar relacionado con la compactación en comparación con el comportamiento de laboratorio o suponiendo, por ejemplo, una condición de deformación uniaxial en el yacimiento. Este método, sin embargo, proporciona una indicación más cualitativa de compactación debido a las limitaciones en la precisión del registro de porosidad, así también como la heterogeneidad a partir de la distribución de la porosidad que puede esconder el cambio de porosidad real.

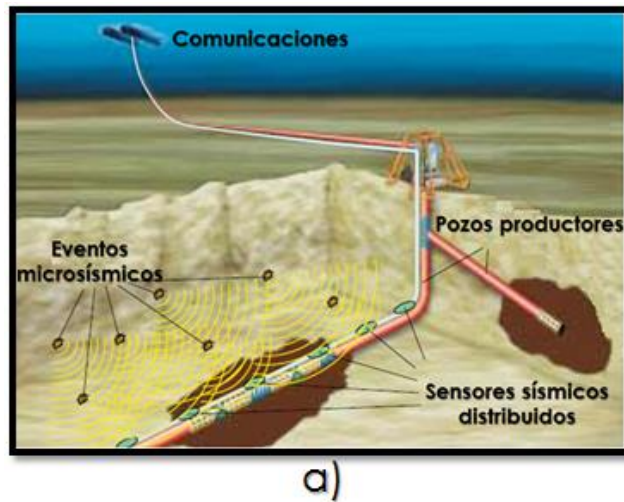
^[47] Allen, 1967; Allen, 1981

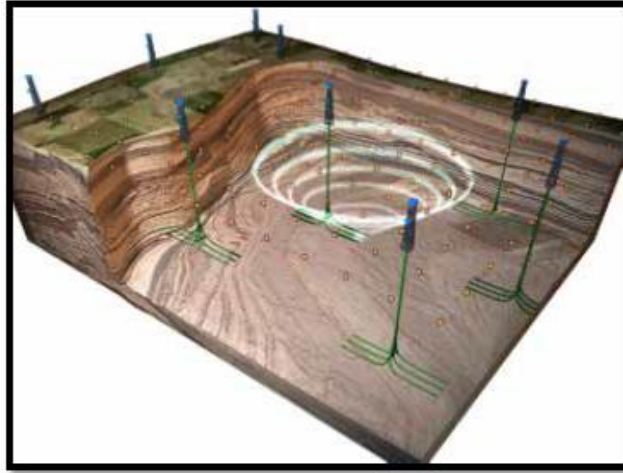
5.3.3.2 Métodos modernos

Microsismica

La compactación somera que se traduce en un fenómeno de subsidencia en el terreno, a veces puede verse directamente cuando los cabezales de los pozos someros sobresalen en forma creciente de la superficie. Los estudios sísmicos de repetición también pueden utilizarse como herramientas para monitorear la subsidencia de los topos de las formaciones subterráneas (Figura 81 a). Por eso es de utilidad supervisar los yacimientos mediante un proceso periódico de adquisición de imágenes, repitiendo las prospecciones sísmicas convencionales de superficie durante toda la vida útil del campo petrolífero. El movimiento subterráneo también puede ser indicado mediante el empleo de arreglos microsísmicos que detectan y localizan el ruido generado por la roca deformable y en proceso de compactación. También este proceso es aplicado en fondo marino. (Figura 81 b).

Figura 81. Microsismica realizada en: a) superficie terrestre y b) fondo marino.





b)

Fuente: a) Microseismic.com, b) Beneficios de la vigilancia, conocimiento y control de los yacimientos petrolíferos, Ensayos del sistema ADMARC, p 36.

CONCLUSIONES

La compactación es un proceso geológico natural, la intervención humana en los procesos de extracción de hidrocarburos ha acelerado dicho proceso, trayendo consigo repercusiones, no solo en el área de acción si no en la áreas aledañas. La subsidencia no es un proceso ajeno a la compactación, es una de los problemas que se le atribuyen a esta, y por ende la subsidencia se cataloga como el principal mecanismo de predicción de la compactación en la roca. La magnitud de la cubeta de subsidencia está definida por el volumen de roca compactado en el subsuelo, la acción de los estratos aledaños (efecto de arco), la composición litológica de los estratos de sobrecarga y la dispersión de los esfuerzos al interior de la tierra.

Estudiar los diferentes casos de compactación a nivel mundial permite identificar una variedad de causas que generan la compactación, además que puede convertirse en una herramienta útil de analogía, a la hora de tomar decisiones, resolver e implementar una solución para problemas de compactación y subsidencia.

Los procesos geológicos como la compactación dan origen a las rocas sedimentarias a la vez que es un proceso de suma importancia en la generación de hidrocarburos, pero este proceso no solo se puede apreciar a los comienzos de la formación de la roca, si no que este sigue latente durante toda la vida geológica en las rocas. Los yacimientos que exhiben compactación, son aquellas que presentan una estructura geológica frágil, por la composición estructural de la roca, o por la poca consolidación de esta durante su formación situación fácilmente apreciable en los estratos someros; pero la situación de esfuerzo a la que ésta es sometida es otro factor fundamental para que se presente la compactación. La magnitud o el impacto de la compactación en el subsuelo, depende principalmente de la distribución volumétrica de las litologías que

presentan este comportamiento, pues dependiendo de qué tan severa esta sea, así de severa serán sus repercusiones.

Las correlaciones experimentales o empíricas, son necesarias en la industria actual de los hidrocarburos, pues permiten dar una predicción del comportamiento de las rocas cuando la información sobre estas en superficie es escasa. Para el uso de correlaciones empíricas es obligatorio, conocer el tipo de litologías para la cual estas son aplicables, dado que estas correlaciones están diseñadas para las muestras tomadas, por lo tanto para el uso de estas se debe estudiar la litología con la que se cuenta.

Monitorear la compactación y subsidencia es un paso importante para el control y la ejecución de alguna solución, ya que si se puede medir la magnitud de la compactación actual, se puede tomar como base para la aplicación de un plan para mitigar la compactación y por ende la subsidencia

RECOMENDACIONES

Obtener los datos más representativos para la aplicación de cualquier modelo o correlación, ya que se debe tener en cuenta que todos los yacimientos en el mundo son heterogéneos, y lo que se busca con una correlación o modelo es que modele el comportamiento de la roca lo más cercano posible a lo real.

Revisar la aplicabilidad de las correlaciones ya que para el análisis geológico sobre la compactación, se enfatizó en estructuras cuasi-consolidadas, más no se profundizó en las estructuras fracturadas o apretadas.

Para el análisis geomecánico de la subsidencia, solo se tomó los parámetros primordiales o principales. Por lo que es necesario un estudio más detallado de los factores que puedan representar de forma cuantitativa la subsidencia para su modelación.

Para esta tesis se analizó la predicción de la compactación en un yacimiento sola fase de aceite en el que está produciendo por un solo pozo vertical. Para análisis más profundos, podría considerarse diversos esquemas de producción o explotación (inyección y producción de fluidos).

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

“Casing Shear: Causes, Cases, Cures”, Maurice B. Dusseault, SPE, Porous Media Research Inst., U. of Waterloo, and Michael S. Bruno, SPE, and John Barrera,* Terralog Technologies Inc.

COMPACTACIÓN Y SUBSIDENCIA, Dirk Doornhof, Tron Golder Kristiansen, Neal B. Nagel, Phillip D. Pattillo, Colin Sayers.

D.R. ALLEN and M.N. MAYUGA: THE MECHANICS OF COMPACTION AND REBOUND, WILMINGTON OIL FIELD, LONG BEACH, CALIFORNIA, U.S.A. Development of an integrated model for compaction/water driven reservoirs and its application to the J1 and J2 sands at Bullwinkle, Green Canyon block 65, deepwater Gulf of Mexico.

E. DE ROUFFIGNAC y P. L. BONDOR: Land subsidence and well failure in the Belridge Diatomite Oil Field, Kern County, California. Part I. Experiments, model and verification.

E. Mobach & H.J.Gussinklo, Nederlandse Aardolie Maatschappij (NAM), Assen, Netherlands: In-situ reservoir compaction monitoring in the Groningen field.

Empirical relations between rock strength and physical properties in sedimentary rocks By Chandong Chang , Mark D. Zoback, Abbas Khaksar.

G. Cassiani, C. Zoccatelli, ENI S.p.A., Agip Division: Gas Extraction and Risk of Subsidence: the Case of the Northern Adriatic Gas Fields, Technical Issues.

H. A. Merle, SPE-AIME. C. J. P. KentieG. H. C. van Opstal, Koninklijke. G. M, G. Schneide: The Bachaquero Study — A Composite Analysis of the Behavior of a Compaction Drive/Solution Gas Drive Reservoir.

http://www.ugr.es/~agcasco/msecgeol/secciones/petro/pet_sed.htm

Influence of Porosity and Elastic Modulus on Uniaxial Compressive Strength in Soft Brittle Porous Sandstones By Dr. V. Palchik”.

In-situ reservoir compaction monitoring in the Groningen field, E. Mobach & H.J.Gussinklo, Nederlandse Aardolie Maatschappij (NAM), Assen, Netherlands, Copyright 1994. Society of Petroleum Engineers.

J. B. Schoonbeek Nederlandse Aardolie Maatschappij B.V. Assen, the Netherlands: LAND SUBSIDENCE AS A R E S U L T O F G A S E X T R A C T I O N IN GRONINGEN, THE NETHERLANDS.

J.W. Dudley, SPE, and A. van der Linden, Shell Intl. E&P, and G.F. Mueller: Geomechanical Modelling of a Pore Collapsing Carbonate: Compaction and Subsidence of a Field in Oman.

J.W. Dudley, SPE, and A.J. van der Linden, Shell Intl. E&P, and K.G. Mah, SPE, SRAWAK Shell Berhad: Predicting Accelerating Subcidence above the Highly Compacting Luconia Carbonate Reservoirs, Offshore Sarawak Malaysia.

José Ramón Martínez Catalán,(Curso 2002/2003), Geología Estructural y Dinámica Global, Universidad de Salamanca.

Joseph t. Comisky, the pennsylvania, state university ,Petrophysical analysis and geologic model for the Bullwinkle j sands with implications for time-lapse reservoir monitoring, Green Canyon block 65, offshore louisiana, may 2002.

Khalmanova, D., Dudley, J.W., Oden, E: Geomechanical modeling of subsidence and Compaction in the M1 and Jintan gas fields, offshore Malaysia. Kok-Gin Mah, SPE, Sarawak Shell Berhad; Awang Draup, Sarawak Shell Berhad: Managing Subsidence Risk in Gas Carbonate Fields Offshore Sarawak. Kristiansen, Tron Golder, SPE, BP: Drilling Wellbore Stability in the Compactation and Subsiding Valhall Field.

LEE CHIN; R. R. BOADE; J. H. PREVOST; G. H. LANDA: Numerical Simulation of Shear-induced Compaction in the Ekofisk Reservoir.

M. N. MAYUGA and D. R. ALLEN: SUBSIDENCE IN THE WILMINGTON OIL FIELD, LONG BEACH, CALIFORNIA, U.S.A.

M. S. Bruno & C.A. Bovberg: Reservoir Compaction and Surfaces Subsidence above The Lost Hills Field. California.

Otros tipos de esfuerzos – Zuly Calderón Carrillo.

P. D. Pattillo, SPE, Amoco Production Company, and T. G. Kristiansen, SPE, Amoco Norway Oil Company, and G. V. Sund, Amooo Norway Oil Company,

and R. M. Kjelstadli, SPE, Amoco Norway Oil Company: Reservoir Compaction and Seafloor Subsidence at Valhall.

PETROLEUM RELATED ROCK MECHANICS, 2ND EDITION, E. Fjaer, R.M. Holt, P. Horsrud, A.M. Raaen y R. Risnes.

PJ. Hatchell, O. Jorgensen, L. Gommesen, J. Stammeijer: Monitoring reservoir compaction from subsidence and time-lapse time shifts in the Dan field.

Problems of Rock Mechanics in petroleum production Engineering”, Proc., 1st Internatl. Cong. Rock Mech., Lisbon (1966).

Propiedades elásticas de las rocas (traducción), Ing. Carlos A. CANOBA, Lic. Héctor R. FRAGA, Año 2004.

Rapid subsidence over oil fields measured by SAR, interferometry, Eric J. Fielding, Ronald G. Blom, and Richard M. Goldstein, Jet Propulsion Laboratory, California Institute of Technology, Pasadena, California.

Sedimentology and Stratigraphy Second Edition, Gary Nichols.
slopeindicator.com.

Ta Quoc Dung, “Coupled fluid flow-geomechanics simulations applied to compaction and subsidence estimation in stress sensitive & heterogeneous reservoirs”, Australian School of Petroleum, south Australia, 2007.

Tarback & Lutgens - Ciencias de la tierra, una Introducción a la Geología física. Tesis de evaluación de la compactación de la roca sobre la producción de hidrocarburo mediante simulación numérica de yacimientos del Ing. Jairo Dimaté e Ing. Javier Murcia.

Theron D. Garcia: Subsidence and Surface Faulting At San Jacinto Monument, Goose Creek Oil Field, And Baytown, Texas.

Tomas L. Holzer y Robert L. Bluntzer: Land Subsidence Near Oil And Gas Fileds, Huston, Texas.

V. Maury, Elf Aquitaine; J.R. Grasso, I.R.I.G.M. Domaine U.; and G. Witllinger, I.P.G: Lacq Gas Field (France): Monitoring of Induced Subsidence and Seismicity Consequences on Gas Production and Field Operation.

VÁSQUEZ, A., SÁNCHEZ, M.: “Introducción a la Geomecánica Petrolera”. V.V.A. Consultores, C.A.

Vudovich and L.V. Chin, Phillips Petroleum Co., and D.R. Morgan, Phillips Petroleum Co. Norway: Casing Deformation In Ekofisk.

X. Li, SPE, F. L. Mitchum, SPE, M. Bruno, SPE, and S. M. Wilson, SPE: Compactation, Subsidence, and Associated Casing Damage and Well Failure Assessment for the Gulf of Mexico Shelf Matagorda Island 623 Field.

NOMENCLATURA

σ = Esfuerzo

σ' = Esfuerzo Efectivo

σ_h = Esfuerzo horizontal mínimo

σ_H = Esfuerzo horizontal máximo

σ_1 = Esfuerzo principal uno

σ_2 = Esfuerzo principal dos

σ_3 = Esfuerzo principal tres

σ_m = Esfuerzo promedio

σ_p = Esfuerzo istrópico

σ_v = Esfuerzo vertical

$\Delta\sigma$ = Esfuerzo desviador

a = Aceleración

\emptyset = Porosidad

Φ = Ángulo de fricción interna

β_o = Factor volumétrico de formación del aceite

c = Cohesión de la roca

C_b = Compresibilidad total de la roca

C_f = Compresibilidad de la formación

C_m = Coeficiente de compactación uniaxial

C_t = Compresibilidad total del sistema

C_o = Resistencia a la compresión no confinada

ρ = Densidad

ρ_a = Densidad aparente

D = Dilatación
 ϵ = Deformación
 ϵ_ψ = Deformación por cizalla
e = Deformación longitudinal
E = Módulo de Young
 E_i = Módulo inicial
 E_s = Módulo secante
 E_t = Módulo tangente
F = Fuerza
g = Gravedad
G = Módulo de rigidez
h = Espesor de la zona cañoneada
 h_0 = Espesor inicial
 Δh = Compactación del yacimiento
I = Esfuerzo invariante
K = Módulo de compresibilidad
k = Permeabilidad absoluta de la roca
LIB = Longitud del intervalo de la bala radioactiva
m = masa de un cuerpo
P = Presión de poro
 P_o = Presión de poro inicial
 P_d = Presión de poro drenada
 P_f = Presión de poro final
 P_{lit} = Presión litostática
 ΔP = Caída de presión
q = Tasa de producción de petróleo

r_w = Radio de pozo
 s = Factor skin o daño
 S = Elongación
 S_v = Esfuerzo de sobrecarga
 t = Tiempo
 t_n = Tiempo actual
 Δt = Tamaño de paso
 μ = Viscosidad del crudo
 ν = Relación de Poisson
 V_b = Volumen total de la roca
 V_g = Volumen de granos
 V_p = Velocidad de onda P
 V_s = Velocidad de onda S
 z = Profundidad de la roca
 τ = Esfuerzo de corte
 λ = Constante de Lamé
 ψ = Angulo de cizalla