



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**DEFINIR CRITERIOS Y METODOLOGÍA PARA EVALUAR
CAMPOS PETROLEROS MEDIANTE ANALOGÍAS**

T E S I S

**QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:
INGENIERO PETROLERO**

**P R E S E N T A:
CARLOS RAMÓN AGUILAR CONTRERAS**

DIRECTOR DE TESIS: ING. GUSTAVO PRADO MORALES



CIUDAD UNIVERSITARIA, MÉXICO CDMX

2016

Agradecimientos

*A **Dios** en primer lugar,
por permitirme despertar con salud y alegría todos los días de mi vida;
es el más grande regalo que pude y podré recibir.*

*A mi papá y mi mamá, **Ramón y Judit**, y mi hermano **Jorge**,
quienes me conocen mejor que nadie y aun así permanecen conmigo siempre;
los amo con todo mi corazón*

*Al resto de mi familia, mis **abuelos, tíos y primos**,
aunque somos pocos integrantes no lograría pedir una familia más unida;
cuando pienso en ellos me doy cuenta que jamás estaré solo.*

*A mis amigos, **Samuel, Polo, Viri, Lilith, Fernando, Mónica y Anayantzin**,
porque en ellos comprendí lo que es una amistad eterna;
son los hermanos que Dios no puso dentro de mi familia pero sí en mi camino.*

*A mis amigos, **Rogelio, Eduardo, Manolo y Julia**,
porque en ellos han permanecido durante tiempos difíciles junto a mí;
me da alegría que me permitan estar el resto de mi vida cerca de ellos por si me necesitan.*

*A mis **profesores** de la carrera, los **sinodales** de mi examen profesional y mi **director de tesis**,
por confiar en que yo lograré ser un gran ingeniero y permitirme continuar mi sendero;
no los voy a defraudar.*

*A la **Comisión Nacional de Hidrocarburos** en el área de explotación,
por hacer posible la realización de la presente tesis;
agradezco por brindarme todo su apoyo e información desde el comienzo.*

*A la compañía **C&C Reservoirs®**, y al **Dr. Shengyu Wu**,
por permitirme el uso de la herramienta **DAKS®**;
sin ella los análisis de los datos de los yacimientos petroleros habrían sido imposibles.*

*A la **Facultad de Ingeniería** y la **Universidad Nacional Autónoma de México**,
son humildes y dan todo para su gente sin esperar recibir algo a cambio;
defenderé su honor sin dudar y traeré gloria de regreso, poniendo su nombre en alto siempre*

*Al resto de las personas que no pude mencionar por falta de espacio,
no duden que en verdad pienso en ustedes.*

*“Si al franquear una montaña en la dirección
de una estrella, el viajero se deja absorber demasiado
por los problemas de la escalada, se arriesga a olvidar
cuál es la estrella que lo guía”*

-Antoine de Saint-Exupéry-

Tabla de contenido

Lista de figuras	vii
Lista de tablas	xii
Introducción	1
Capítulo I – Conceptos generales.....	4
1.1.- Introducción.....	4
1.2.- Parámetros geológicos.....	4
1.2.1 Litología.....	5
1.2.2 Ambiente de depósito.....	6
1.2.3 Régimen tectónico.....	10
1.2.4 Tipo de Cuenca.....	16
1.3.- Parámetros del sistema roca-fluidos en el yacimiento.....	19
1.3.1 Tipo de fluido.....	20
1.3.2 Densidad y gravedad API.....	25
1.3.3 Contenido de condensado	26
1.3.4 Mecanismos de empuje.....	27
1.4.- Parámetros de producción.....	28
1.4.1 Factor de Recuperación	29
1.4.2 Tasa de Producción.....	29
1.4.3 Pico de Producción.....	29
1.5.- Otros parámetros.....	30
1.5.1 Petróleo convencional y no convencional.....	30
1.5.2 Ubicación del yacimiento.....	31
Capítulo II – Producción de Petróleo en México	34
2.1.- Introducción.....	34
2.2.- Geología de México.....	34
2.2.1.- Sistemas Petroleros de México.....	35
2.3.- Provincias Petroleras de México	40
2.4.- Regiones petroleras.....	43

Tabla de contenido

2.5.- Historia de Producción.....	46
2.6.- Reservas	49
Capítulo III – Producción de Petróleo en el Mundo	54
3.1.- Introducción	54
3.2.- Producción y Consumo de los hidrocarburos a nivel mundial	54
3.2.1.- Producción de hidrocarburos actualmente (petróleo y gas natural)	58
3.2.2.- Consumo de hidrocarburos actualmente (petróleo y gas natural).....	59
3.2.3.- Reservas de hidrocarburos actualmente (petróleo y gas natural)	60
3.3.- Situación de los yacimientos más importantes del mundo	61
3.4.- Regiones petroleras del mundo	64
3.4.1.- Campos en Norteamérica.....	65
3.4.2.- Campos en Suramérica y América Central.....	66
3.4.3.- Campos en Europa.....	68
3.4.4.- Campos en Eurasia	69
3.4.5.- Campos en el Este Medio.....	70
3.4.6.- Campos en África.....	72
3.4.7.- Campos en el Asia-Pacífico.....	74
Capítulo IV – Metodología propuesta	77
4.1.- Introducción	77
4.2.- Secuencia de pasos.....	77
4.3.- Parámetros primarios	78
4.4.- Parámetros secundarios.....	78
4.5.- Rangos de las propiedades primarias.....	79
4.6.- Verificar disponibilidad de parámetros a ingresar	80
4.7.- Metodología.....	80
4.7.1 Paso 1: Metodología para verificar analogías.	80
4.7.2.- Paso 2: Resultados y recomendaciones.....	81
4.7.3.- Paso 3: Metodología de Análisis de métodos de recuperación incremental.	83
4.8.- Verificar Resultados	83
4.9.- Análisis comparativo – Campo Kanaab, México.....	83
Capítulo V - Consideraciones en la metodología propuesta	93
5.1.- Introducción	93
5.2.- Secuencia de pasos.....	93

Tabla de contenido

5.3.- Consideración 1: Insuficiencia de datos básicos.....	94
5.4.- Consideración 2.1: Refinamiento de resultados obtenidos.....	94
5.5.- Consideración 2.2: Extensión de resultados obtenidos	95
5.6.- Consideración 3: Análisis estadístico ineficiente	95
5.7.- Consideración 4: Resultados poco concluyentes.....	96
5.8.- Análisis comparativo - Faja de oro, formación El Abra, México	96
Conclusiones y Recomendaciones	105
Bibliografía	107
Apéndice A1 – Ejemplos de Aplicación.....	109
A1.1.- Campo Northwest Hutton, Reino Unido (Explotado por BP®).....	109
A1.2.- Campo Darquain, Irán (Explotado por Eni®).....	119
A1.3.- Campo La Paz, Venezuela (Explotado por PDVSA®)	128
A1.4.- Campo Quiriquire, Venezuela (Explotado por Repsol®)	139
Apéndice A2 – Ejemplos de aplicación con consideraciones	150
A2.1.- Aceite pesado – Campo Ek-Balam, México	150
A2.2.- Aceite ligero – Campo Sitio Grande, México	160
A2.3.- Ambiente sedimentario marino profundo – Chicontepec, México	170
A2.4.- Ambiente sedimentario marino profundo – Ku-Maloob-Zaap, México	181

Lista de figuras

Figura 1. Rocas y el ciclo litológico. (rena.edu, 2015)	5
Figura 2. Principales ambientes sedimentarios (Alsharhan, 1997)	7
Figura 3. Desenlaces más comunes de los sedimentos acarreados. (Alsharhan, 1997)	10
Figura 4. Deformación de tipo transpresión y transtensión. (Fossen, 2010)	15
Figura 5. Diagrama de fase típico del aceite negro o no volátil. (McCain, 1989).....	21
Figura 6. Diagrama de fase típico del aceite volátil. (McCain, 1989)	22
Figura 7. Diagrama de fase típico de gas y condensado o gas retrógrado. (McCain, 1989)	23
Figura 8. Diagrama de fase típico del gas húmedo. (McCain, 1989).....	24
Figura 9. Diagrama de fase típico del gas seco. (McCain, 1989)	25
Figura 10. Localización de las reservas de hidrocarburos en aguas profundas. (IMP).....	32
Figura 11. Mapa de Provincias de México (PEMEX).....	35
Figura 12. Ubicación de los Sistemas Petroleros en México (PEMEX)	36
Figura 13. Provincias Petroleras mexicanas (PEMEX).....	40
Figura 14. Historia de Producción en México (CNH)	48
Figura 15. Reservas remanentes de P.C.E. de México, 2015 (CNH)	49
Figura 16. Reservas remanentes de aceite y gas 1P, 2P y 3P de México, 2015 (CNH)	50
Figura 17. Reservas remanentes de P.C.E. de México por región, 2015 (CNH).....	50
Figura 18. Reservas remanentes de aceite y gas 2P de México por región, 2015 (CNH)	51
Figura 19. Relación Volumen remanente de aceite en reservas 1P (PEMEX)	51
Figura 20. Relación Volumen remanente de aceite en reservas 1P (PEMEX)	52
Figura 21. Producción anual en México 2012-2015 (CNH)	53
Figura 22. Producción diaria promedio por país en bpce (1960) (Media, 2015)	56
Figura 23. Producción diaria promedio por país en bpce (1970) (Media, 2015)	56
Figura 24. Producción diaria promedio por país en bpce (1980) (Media, 2015)	56
Figura 25. Producción diaria promedio por país en bpce (1990) (Media, 2015)	57
Figura 26. Producción diaria promedio por país en bpce (2000) (Media, 2015)	57
Figura 27. Producción diaria promedio por país en bpce (2010) (Media, 2015)	57
Figura 28. Producción mundial de hidrocarburos por país MMBPCE/día. (U.S. E.I.A., 2013) ...	58
Figura 29. Consumo mundial de hidrocarburos por país MMBPCE/día. (U.S. E.I.A., 2013)	60
Figura 30. Reservas mundiales de hidrocarburos por país MMBPCE. (U.S. E.I.A., 2013)	61
Figura 31. Campo Ghawar (Forbes, 2010)	62
Figura 32. Campo West Qurna (Forbes, 2010)	62
Figura 33. Campo Majnoon. (Forbes, 2010).....	63
Figura 34. Reservas de hidrocarburos (BP, Statistical Review, Junio 2015)	64
Figura 35. Regiones del mundo. (U.S. E.I.A., 2013)	65
Figura 36. Metodología para evaluar analogías (Con Bizagi®)	78
Figura 37 - Secuencia de pasos en la metodología (Desarrollado en Bizagi®).....	80
Figura 38 - Ubicación del campo Kanaab. (CNH)	84
Figura 39 - (DAKS®, 2015)	85

Lista de figuras

Figura 40 - (DAKS®, 2015)	86
Figura 41 - (DAKS®, 2015)	86
Figura 42 - (DAKS®, 2015)	87
Figura 43 - (DAKS®, 2015)	87
Figura 44 - (DAKS®, 2015)	88
Figura 45 - (DAKS®, 2015)	88
Figura 46 - (DAKS®, 2015)	89
Figura 47 - (DAKS®, 2015)	89
Figura 48 - (DAKS®, 2015)	90
Figura 49 - (DAKS®, 2015)	91
Figura 50 - (DAKS®, 2015)	91
Figura 51 - (DAKS®, 2015)	92
Figura 52. Metodología para evaluar analogías, con consideraciones (Con Bizagi®).....	93
Figura 53 - (DAKS®, 2015)	97
Figura 54 - (DAKS®, 2015)	98
Figura 55 - (DAKS®, 2015)	98
Figura 56 - (DAKS®, 2015)	99
Figura 57 - (DAKS®, 2015)	99
Figura 58 - (DAKS®, 2015)	100
Figura 59 - (DAKS®, 2015)	100
Figura 60 - (DAKS®, 2015)	101
Figura 61 - (DAKS®, 2015)	101
Figura 62 - (DAKS®, 2015)	102
Figura 63 - (DAKS®, 2015)	103
Figura 64 - (DAKS®, 2015)	103
Figura 65 - (DAKS®, 2015)	104
Figura 66. BP S.A.....	109
Figura 67 - (DAKS®, 2015)	110
Figura 68 - (DAKS®, 2015)	111
Figura 69 - (DAKS®, 2015)	112
Figura 70 - (DAKS®, 2015)	112
Figura 71 - (DAKS®, 2015)	113
Figura 72 - (DAKS®, 2015)	113
Figura 73 - (DAKS®, 2015)	114
Figura 74 - (DAKS®, 2015)	114
Figura 75 - (DAKS®, 2015)	115
Figura 76 - (DAKS®, 2015)	116
Figura 77 - (DAKS®, 2015)	116
Figura 78 - (DAKS®, 2015)	117
Figura 79 - (DAKS®, 2015)	117
Figura 80 - (DAKS®, 2015)	118
Figura 81. Ente Nazionale Idrocarburi S.A.....	119
Figura 82 - (DAKS®, 2015)	120

Lista de figuras

Figura 83 - (DAKS®, 2015)	120
Figura 84 - (DAKS®, 2015)	121
Figura 85 - (DAKS®, 2015)	121
Figura 86 - (DAKS®, 2015)	122
Figura 87 - (DAKS®, 2015)	123
Figura 88 - (DAKS®, 2015)	123
Figura 89 - (DAKS®, 2015)	124
Figura 90 - (DAKS®, 2015)	124
Figura 91 - (DAKS®, 2015)	125
Figura 92 - (DAKS®, 2015)	126
Figura 93 - (DAKS®, 2015)	126
Figura 94 - (DAKS®, 2015)	127
Figura 95 - (DAKS®, 2015)	127
Figura 96. Petróleos de Venezuela S.A.	128
Figura 97 - (DAKS®, 2015)	129
Figura 98 - (DAKS®, 2015)	130
Figura 99 - (DAKS®, 2015)	131
Figura 100 - (DAKS®, 2015)	131
Figura 101 - (DAKS®, 2015)	132
Figura 102 - (DAKS®, 2015)	133
Figura 103 - (DAKS®, 2015)	133
Figura 104 - (DAKS®, 2015)	134
Figura 105 - (DAKS®, 2015)	134
Figura 106 - (DAKS®, 2015)	135
Figura 107 - (DAKS®, 2015)	136
Figura 108 - (DAKS®, 2015)	136
Figura 109 - (DAKS®, 2015)	137
Figura 110 - (DAKS®, 2015)	138
Figura 111. REPSOL S.A.	139
Figura 112 - (DAKS®, 2015)	140
Figura 113 - (DAKS®, 2015)	140
Figura 114 - (DAKS®, 2015)	141
Figura 115 - (DAKS®, 2015)	142
Figura 116 - (DAKS®, 2015)	143
Figura 117 - (DAKS®, 2015)	143
Figura 118 - (DAKS®, 2015)	144
Figura 119 - (DAKS®, 2015)	145
Figura 120 - (DAKS®, 2015)	145
Figura 121 - (DAKS®, 2015)	146
Figura 122 - (DAKS®, 2015)	147
Figura 123 - (DAKS®, 2015)	147
Figura 124 - (DAKS®, 2015)	148
Figura 125 - (DAKS®, 2015)	149

Lista de figuras

Figura 126 - (DAKS@, 2015).....	151
Figura 127 - (DAKS@, 2015).....	151
Figura 128 - (DAKS@, 2015).....	152
Figura 129 - (DAKS@, 2015).....	153
Figura 130 - (DAKS@, 2015).....	154
Figura 131 - (DAKS@, 2015).....	154
Figura 132 - (DAKS@, 2015).....	155
Figura 133 - (DAKS@, 2015).....	156
Figura 134 - (DAKS@, 2015).....	156
Figura 135 - (DAKS@, 2015).....	157
Figura 136 - (DAKS@, 2015).....	158
Figura 137 - (DAKS@, 2015).....	158
Figura 138 - (DAKS@, 2015).....	159
Figura 139 - (DAKS@, 2015).....	159
Figura 140 - (DAKS@, 2015).....	161
Figura 141 - (DAKS@, 2015).....	161
Figura 142 - (DAKS@, 2015).....	162
Figura 143 - (DAKS@, 2015).....	163
Figura 144 - (DAKS@, 2015).....	164
Figura 145 - (DAKS@, 2015).....	164
Figura 146 - (DAKS@, 2015).....	165
Figura 147 - (DAKS@, 2015).....	166
Figura 148 - (DAKS@, 2015).....	166
Figura 149 - (DAKS@, 2015).....	167
Figura 150 - (DAKS@, 2015).....	167
Figura 151 - (DAKS@, 2015).....	168
Figura 152 - (DAKS@, 2015).....	169
Figura 153 - (DAKS@, 2015).....	169
Figura 154 - (DAKS@, 2015).....	170
Figura 155 - (DAKS@, 2015).....	171
Figura 156 - (DAKS@, 2015).....	172
Figura 157 - (DAKS@, 2015).....	173
Figura 158 - (DAKS@, 2015).....	174
Figura 159 - (DAKS@, 2015).....	174
Figura 160 - (DAKS@, 2015).....	175
Figura 161 - (DAKS@, 2015).....	176
Figura 162 - (DAKS@, 2015).....	176
Figura 163 - (DAKS@, 2015).....	177
Figura 164 - (DAKS@, 2015).....	178
Figura 165 - (DAKS@, 2015).....	178
Figura 166 - (DAKS@, 2015).....	179
Figura 167 - (DAKS@, 2015).....	179
Figura 168 - (DAKS@, 2015).....	180

Lista de figuras

Figura 169 - (DAKS®, 2015).....	182
Figura 170 - (DAKS®, 2015).....	182
Figura 171 - (DAKS®, 2015).....	183
Figura 172 - (DAKS®, 2015).....	184
Figura 173 - (DAKS®, 2015).....	184
Figura 174 - (DAKS®, 2015).....	185
Figura 175 - (DAKS®, 2015).....	185
Figura 176 - (DAKS®, 2015).....	186
Figura 177 - (DAKS®, 2015).....	186
Figura 178 - (DAKS®, 2015).....	187
Figura 179 - (DAKS®, 2015).....	188
Figura 180 - (DAKS®, 2015).....	188
Figura 181 - (DAKS®, 2015).....	189

Lista de tablas

Tabla 1. Clasificación de las cuencas sedimentarias (A.H.G. Mitchell, 1989)	19
Tabla 2. Clasificación del aceite de acuerdo a su gravedad API (IMP)	26
Tabla 3. Sistemas Petroleros en México (PEMEX).....	37
Tabla 4. Provincias Petroleras mexicanas (PEMEX)	41
Tabla 5. Campos más importantes en los activos de producción de la RMNE (PEMEX, 1999) .	44
Tabla 6. Campos en los activos de producción de la RMSO (PEMEX, 1999).....	45
Tabla 7. Consumo de combustible en México en 1985 (Pangtay, 2015)	48
Tabla 8. Yacimientos más importantes del mundo. (BBVA, 2008)	63

Introducción

Desde que inició la producción oficial de petróleo en México, en 1904¹ (se habían hallado yacimientos de aceite someros en el país, los cuales no prosperaron adecuadamente)², la búsqueda del petróleo en territorio nacional mexicano se ha incrementado de manera exponencial. Desde entonces y hasta ahora se ha explotado dicho recurso de manera ininterrumpida. Sin embargo estadísticamente el pico de producción de petróleo en México (basado en la teoría de la curva de Hubbert³ la cual predice el agotamiento de los recursos petroleros después de alcanzar un cénit o punto máximo) se alcanzó en el año de 2004, por lo que la producción de petróleo en el país entró en un lento pero progresivo declive, frenado únicamente por la producción de los campos petroleros con medidas de recuperación incremental.

Dicho declive está ocurriendo de manera global y según modelos estadísticos es inevitable; sin embargo con el desarrollo acelerado de la tecnología en las últimas décadas, es posible recuperar volúmenes de hidrocarburos entrampados en los yacimientos que antes hubieran sido retos imposibles a superar.

México ha atravesado una serie de importantes cambios a través de la historia petrolera, con el descubrimiento de nuevos yacimientos petroleros en diversas locaciones del país. No obstante los eventos más significativos coinciden cuando los volúmenes de las reservas probadas del país aumentaron significativamente, al hallar aceite en aguas profundas y otras zonas de difícil explotación.

La reforma energética busca aumentar las actividades de exploración y explotación de los yacimientos petroleros mexicanos, para así poder maximizar el potencial energético del país, incrementando la extracción de hidrocarburos y reducir la cuesta de producción, como ha ocurrido en otros países anteriormente (Argentina y Brasil, entre otros).

¹ Datos de Petróleos Mexicanos.

² "Archivo Histórico de Pemex (AHP)"; "History of the Petroleum Industry in Mexico", 1914.

³ "Peak oil: The four stages of a new idea". © 2008 Elsevier Ltd.

Introducción

Con la apertura de las actividades de exploración y extracción a las compañías extranjeras, fue necesario crear diversos organismos gubernamentales que permitan regular de manera nacional las actividades petrolíferas; se pueden mencionar: la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), el Fondo Mexicano del Petróleo (FMP), la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos, el Centro Nacional de Control de Energía y el Centro Nacional de Control de Gas Natural.

Uno de los organismos, la Comisión Nacional de Hidrocarburos, tiene como responsabilidad el manejo de los contratos de exploración y explotación en México, además de expedir de manera planificada los permisos de dichas actividades; contendrá toda la información geológica y geofísica del país. De igual forma se encargará de gestionar las licitaciones para los campos petroleros y supervisar los bloques otorgados.

El procedimiento para otorgar los derechos de explotación a las compañías que contiendan en las rondas de licitación requiere de visión y planeación, así como un buen análisis del yacimiento en cuestión. Es por ello que la presente tesis tiene como objetivo de proporcionar y establecer una metodología adecuada al instante de tomar decisiones para otorgar permisos de exploración y explotación a las compañías extranjeras. Se pretende que mediante dicho trabajo, se seleccionen los parámetros más representativos del yacimiento y establecer un orden de aplicación.

Básicamente se busca refinar de una lista de campos petroleros en el mundo, aquellos yacimientos que presenten características geológicas y geofísicas similares, así como procesos de producción en campos petroleros, para poder estudiar las actividades de recuperación adicional (secundaria y mejorada) que se realizaron en esos campos equivalentes.

Esta tesis se divide en 5 capítulos y 2 anexos, los cuales pretenden establecer los puntos básicos de la metodología a emplear, los resultados y consecuencias básicas que implica.

En el capítulo primero se detallan todos los parámetros básicos y fundamentales para aplicar la metodología propuesta, que se explicará más adelante. Entre dichas propiedades se encuentran: el ambiente sedimentario de depósito, los procesos tectónicos que se han presentado a lo largo del tiempo que modifican de manera importante las condiciones originales del yacimiento y el tipo de sedimento en el que están contenidos los fluidos, por parte de las características geológicas. El tipo de fluido en el yacimiento y la gravedad API de los mismos como parte de las propiedades de los fluidos y su localización espacial, en el caso de que el campo (superficial) se encuentre sobre tierra firme, sobre la costa o mar adentro.

En los capítulos II y III, se realiza una perspectiva de la situación histórica de los campos petroleros y su explotación en México y en el mundo, respectivamente. Asimismo se explica de manera breve la organización en México (hasta antes de la reforma energética) y en el mundo. Respecto al capítulo segundo, se presenta la historia de producción en México, y el progresivo

Introducción

desarrollo de los campos más importantes de cada región, entre otros. En el capítulo tercero se resume la situación de la producción y consumo de los hidrocarburos, los países líderes en las mismas actividades y la relación relativa de las reservas mundiales.

En los capítulos IV y V se presenta el núcleo de la tesis. La metodología propuesta se detalla en el capítulo cuarto, la secuencia de pasos a seguir y su debido razonamiento. Mientras en el capítulo quinto, se mencionan las consideraciones a tomar en caso de presentarse casos únicos en campos, dificultades en acceso a ciertos parámetros, y rangos de refinación de datos entre otros.

Por último, en los capítulos anexos (Apéndice A1, Apéndice A2 y apéndice B), se adiciona información útil para el presente trabajo; en el apéndice A1 se pone en práctica la metodología explicada en el capítulo cuarto, y en el apéndice A2 algunos posibles casos del capítulo quinto.

Ω

Capítulo I – Conceptos generales

1.1.- Introducción

El presente capítulo presenta los conceptos generales necesarios de ser explicados para poder entender la metodología que más adelante es propuesta. Se trataron de exponer dichos conceptos de una manera que fuera clara, concisa y fácil de entender. Todos los conceptos que aquí se definen serán importantes en próximos capítulos de la presente tesis, por lo que debieron mostrarse en un apartado distinto a los demás capítulos.

Todos los conceptos básicos que se resumen aquí abarcan diversas áreas, y sirven para clarificar alguna duda, sobre los elementos principales de la metodología.

1.2.- Parámetros geológicos

Son todas aquellas características relacionadas con la composición de la roca, génesis y manera de depósito, acumulación y eventos geológicos posteriores a su depositación. Las características geológicas son las primeras en ser evaluadas para poder caracterizar un yacimiento, ya que gracias a ellas se puede tener un panorama aproximado de las condiciones de los fluidos que se encuentran contenidos en los poros, y poder realizar los cálculos de optimización de recursos de materiales y recursos económicos.

Los parámetros geológicos fundamentales son el estudio de la litología de las rocas (todas las características físicas tales como la forma, el tamaño, y la matriz de la roca), el ambiente sedimentario, los regímenes tectónicos y los tipos de la cuenca. Todos estos parámetros sirven para poder clasificar de manera general los yacimientos.

Capítulo I – Conceptos generales

1.2.1 Litología

Provieniendo de las raíces griegas *lithos* y *logos*, se refiere el estudio de las rocas en general, analizando sus características físicas y químicas. De manera amplia, estudia el tamaño de los granos, su textura, su génesis (es decir, las condiciones de su formación), y su composición mineralógica.

Los estudios de litología en las rocas definen ciertas características que las hacen diferenciables unas de otras. Dichas características son la clasificación de acuerdo a su origen, el tamaño de los granos o clastos, su mineralogía, su color, la fábrica y textura.

De acuerdo a su génesis, las rocas se pueden clasificar en tres grandes grupos:

- Rocas ígneas.
- Rocas metamórficas.
- Rocas sedimentarias.

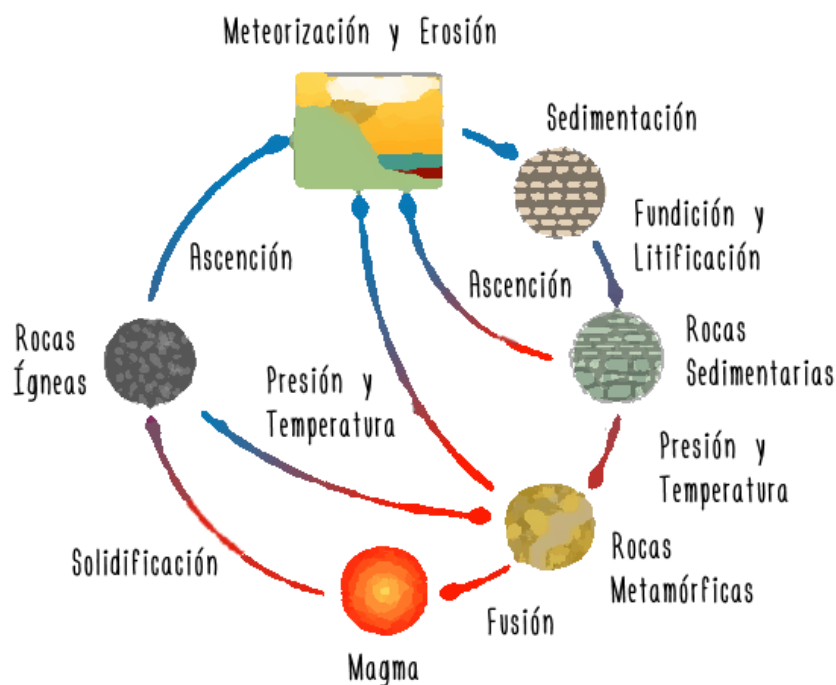


Figura 1. Rocas y el ciclo litológico. (rena.edu, 2015)

Las **rocas ígneas** son aquellas rocas que se formaron por el enfriamiento del magma o de la lava, al entrar en contacto con algún sólido o un fluido que produzca tal descenso en su temperatura que provoque una solidificación. Se clasifican en tres tipos de acuerdo a su modo de ocurrencia, ya sean intrusivas (plutónicas), extrusivas (volcánicas) y rocas filonianas. Entre

Capítulo I – Conceptos generales

las principales características de las rocas ígneas son que debido a los minerales contenidos y su química, es posible estudiar el manto de la Tierra, y las condiciones de presión y temperatura a las que se formaron. De igual manera mediante estudios de datación (datación radiométrica) es posible conocer el período en el que se formaron, y así colocarlas dentro de una escala geológica para correlacionarlas con el entorno en el que se encuentran y realizar comparativos de edad absoluta de las rocas.

Las **rocas metamórficas** son aquellas rocas que se encuentran en un proceso de cambio, debido a extremas condiciones de presión (1500 bares) y temperatura (200° C) sin llegar a fundirse o desintegrarse, o que debido a entrar en contacto con algún fluido que altere su composición química, pueda agregar o separar sus minerales. Es importante mencionar que las rocas ígneas y las rocas metamórficas son las más abundantes de la superficie de la corteza terrestre, alcanzando aproximadamente un 90 a 95% del volumen total de las rocas, sin embargo se hallan cubiertas por una capa de rocas sedimentarias.

Por otra parte, las **rocas sedimentarias** son las más importantes en el área petrolera debido a que son las que en su mayoría generan y almacenan los hidrocarburos. Son aquellas que se generan por el desprendimiento de sedimentos originados de otras roca, en donde por agentes geo dinámicos son erosionadas y transportadas hasta una zona de acumulación, y se depositan en forma de capas, que se compactan y se litifican a través del tiempo.

Los componentes de las rocas sedimentarias pueden tener un origen:

- **Rocas detríticas**, constituidas por partículas provenientes de rocas y granos minerales de diferentes tamaños. Según el tamaño del promedio de los granos se clasifican de mayor a menor orden los conglomerados, areniscas, limos y arcillas.
- **Rocas de origen químico y bioquímico**, las cuales son rocas que se precipitan directamente en la cuenca sedimentaria pero que son de origen químicos, por ejemplo la sal como resultante de la evaporación del agua de mar.
- **Rocas de origen orgánico**, aquellas rocas para que su formación intervinieron los seres vivos.

1.2.2 Ambiente de depósito

Un ambiente de depósito, o también llamado un ambiente sedimentario, es referido a una combinación de procesos físicos, químicos y biológicos en los cuales se transportan los sedimentos hasta ser depositados, y que con el paso del tiempo se litifican para formar capas de roca o estratos.

Las variables que definen a un ambiente sedimentario son la temperatura promedio del entorno, la cantidad de agua (y en muchos casos la profundidad del ambiente con respecto a la misma), la incidencia solar, la salinidad, la acidez o pH, la disponibilidad del oxígeno, tipo de minerales, cubierta vegetal, bio-erosión, bio-precipitación, precipitación de sedimentos, entre otros.

Capítulo I – Conceptos generales

El proceso por el cual se origina un ambiente sedimentario, inicia con el intemperismo y erosión de las rocas que se encuentran en contacto con fuerzas ambientales, posteriormente se transportan ya sea por gravedad, por arrastre de agua o viento. El siguiente paso es la depositación en una cuenca sedimentaria, en donde la energía del transporte ya no es la necesaria para continuar desplazándolo o alcanzó un nivel de equilibrio gravitatorio para su depósito, y por último la litificación de dichos sedimentos, transformándose en facies líticas.

Existen diversos tipos de ambientes sedimentarios, donde la característica principal para su clasificación es la ubicación de dicho ambiente, es decir, puede ser sobre la plataforma continental (tierra firme), en un ambiente marino, ambientes transicionales o mixtos, y otros ambientes sedimentarios.

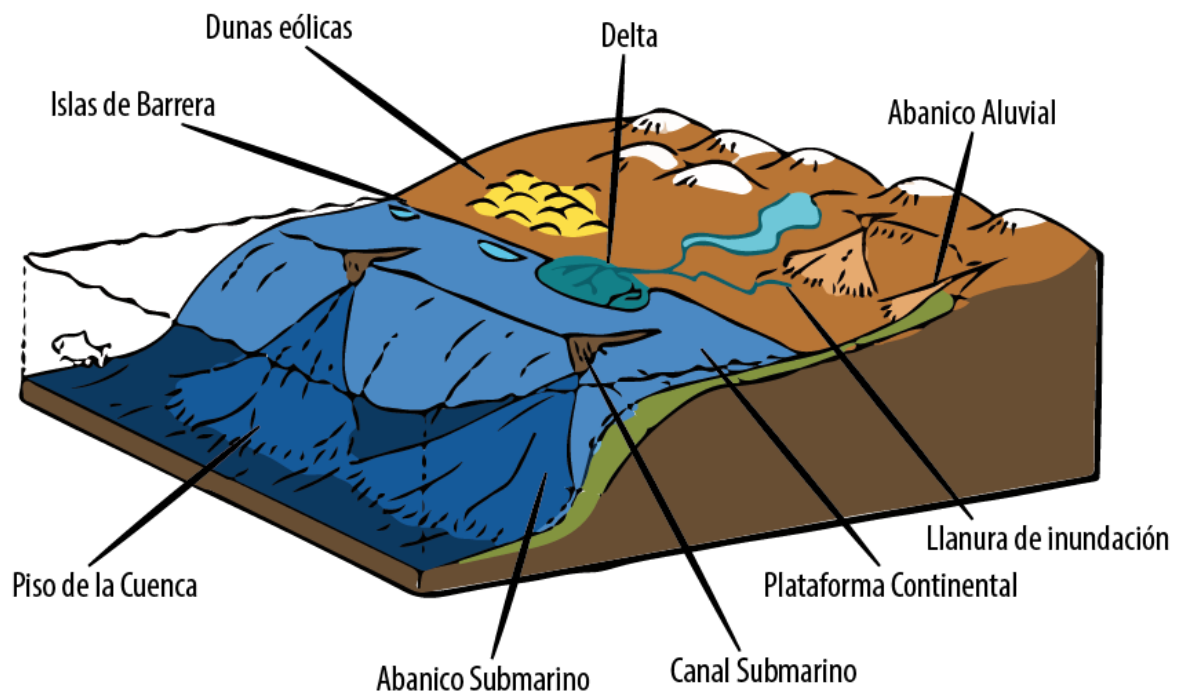


Figura 2. Principales ambientes sedimentarios (Alsharhan, 1997)

1.2.2.1 Ambientes sedimentarios continentales

Aluviales. Son depósitos formados por canales de los ríos y llanuras de inundación, donde las corrientes dominan un área específica, arrastrando y depositando sedimentos en la llegada de éstos al océano. El tipo de material predominante son clastos desde arenas y hasta arcillas, y los elementos biológicos son fundamentales durante el trayecto de la corriente. El ambiente aluvial típico y por excelencia es el abanico aluvial, donde se observa perfectamente la distribución de los sedimentos en la costa y hasta aguas someras.

Capítulo I – Conceptos generales

Eólicos. El ambiente eólico más representativo es el desértico, aunque no es estrictamente eólico ya que los ríos temporales y lagos eventuales pueden ser relativamente importantes para los sedimentos. Los depósitos de los sedimentos son en forma de lentes que muestran la dirección de la corriente (dunas). El tamaño de grano es de medio a fino y están continuamente en movimiento. Se puede hacer notar que los desiertos se encuentran en todos los continentes del mundo excepto en Europa, por lo que se puede ver que predominan entre los trópicos de Cáncer y Capricornio, en donde la luz solar incide con mayor fuerza que cerca de los polos terrestres.

Fluviales. Los sedimentos en éste tipo de ambiente son depositados por la misma corriente de los ríos. El principal factor que predomina en éste tipo de ambiente, es el gradiente de descenso de la corriente, la que determina la dirección de dicha corriente y la sinuosidad de los ríos, y en muchos casos la cantidad de acumulación de sedimentos. En tierra firme es el ambiente en el cual es más influenciado por el movimiento de agua.

Lacustres. Los ambientes lacustres tienen poca profundidad, poca fuerza de corriente y tener una vida mucho más corta en comparación de los océanos. Dicho ambiente está regido por el tamaño de los lagos, su forma y su profundidad. Los sedimentos de dicho ambiente son principalmente granos de tamaño medio y en menor medida de grano fino, debido a la poca fuerza de transporte del material sedimentario.

1.2.2.2 Ambientes sedimentarios transicionales

Palustre. Los pantanos o ciénagas son acumulaciones de agua, que se encuentra estancada con una profundidad casi mínima, pero que el contenido de materia orgánica es abundante debido a la humedad, precipitaciones y la oxigenación del medio. El agua de dicho ambiente puede ser marina, salobre o dulce. Se ubican en zonas tropicales con altas temperaturas. Predominan el limo y arcillas, y es fácil la preservación de la materia orgánica al momento de su depósito.

Estuario. Se refiere a un área que es fuertemente influenciada por las mareas, y que por lo tanto se ubica en la costa, donde existe una mezcla de agua dulce y agua marina, el cual los minerales y granos se mezclan y producen un ambiente muy productivo. La mezcla tanto de agua como de sedimentos determina la manera de depósito de los sedimentos y es notable la frontera entre el río y el estuario. La biodiversidad es alta debido a las condiciones climáticas y la cantidad de agua presente.

Deltaico. Pueden ser de tres tipos, dominados por ríos, por oleaje y por mareas. Es un ambiente que se origina por la desembocadura de la corriente de ríos en el mar, donde debido a la velocidad de flujo y a la diferencia de elevación permite que el sedimento se deposite a manera de delta en la salida del río hacia el océano. Es un ambiente presente en todas las desembocaduras de ríos. Es uno de los ambientes transicionales con mayor acumulación de

Capítulo I – Conceptos generales

materia orgánica gracias al arrastre de sedimentos desde su génesis, en las montañas, y la depositación de materia orgánica marina.

Islas de barrera. Es un sistema que está conformado por una laguna de agua poco profunda, aislada del mar únicamente por una isla de barrera que impide que las olas provenientes del océano entre a la laguna, pero los sedimentos en suspensión se depositan dentro de dicha laguna. Las mareas aportan gran cantidad de sedimentos.

Playa. Los sedimentos predominantes son arenas y limos, presentes en todo el mundo. Por su constante contacto con el mar, los sedimentos son arrastrados mar adentro y de regreso a tierra gracias a la marea, por lo que su clasificación suele ser buena, con buena esfericidad y redondez en la mayoría de los casos.

1.2.2.3 Ambientes sedimentarios marinos

Plataforma. Es la zona que comprende entre el nivel del mar y el talud continental, es una zona poco profunda, antes del aumento del gradiente de descenso, puede llegar hasta los 300 metros. Existe gran acumulación de sedimentos depositados por arrastre terrestre cercano a las costas.

Batial. Ésta zona comprende entre los 200 y los 4000 metros. Comprende el inicio y la base de las cuencas oceánicas. Se componen de arena muy fina y en su mayoría sedimentos carbonatados con alto contenido orgánico.

Abisal. Abarca las profundidades de 4000 metros y hasta los 6500 metros aproximadamente. El contenido de materia orgánica depositada es muy extenso debido a la gran columna de agua en el que los organismos nadan, y al morir se decantan hacia el fondo.

1.2.2.4 Otros ambientes sedimentarios

Evaporíticos. Son ambientes sedimentarios que contienen gran cantidad de sedimentos, principalmente el cloruro de calcio (NaCl), debido a una combinación de acumulación de agua y su posterior evaporación por las altas temperaturas, dejando la sal acumulada en la costa o plataforma y que debido a la poca inclinación o gradiente, no retorna al océano. El ejemplo más representativo es el Sahbka (o Sabka).

Glaciales. Se caracteriza por la temperatura del entorno, la cual por ser de bajas temperaturas, evitan la propagación de la flora y fauna. El desplazamiento de los sedimentos principalmente es mediante el hielo y corrientes acuáticas. El tipo de sedimento casi la totalidad de las veces son granos clásticos y pueden ser desde conglomerados hasta arcillas muy finas. Su principal ubicación es en regiones polares como Antártica y Groenlandia, y altas montañas, principalmente en Chile, Rusia, Alaska y Canadá.

Volcánicos. Debido a meteorización y erosión por viento, las rocas volcánicas son fragmentadas y posteriormente depositadas en las faldas del volcán o en zonas aledañas. En algunos casos se pueden formar depósitos lacustres con alto contenido biológico y depósitos orgánicos semi abundantes. En volcanes activos, la ceniza expulsada por el cráter se deposita según la corriente eólica y puede generar gruesos estratos de sedimentos en un tiempo relativamente corto.

Cabe mencionar que los ambientes glaciales y volcánicos tienen poca relevancia en la industria petrolera, debido a su rareza, sin embargo no son insólitos y es importante reconocerlos.

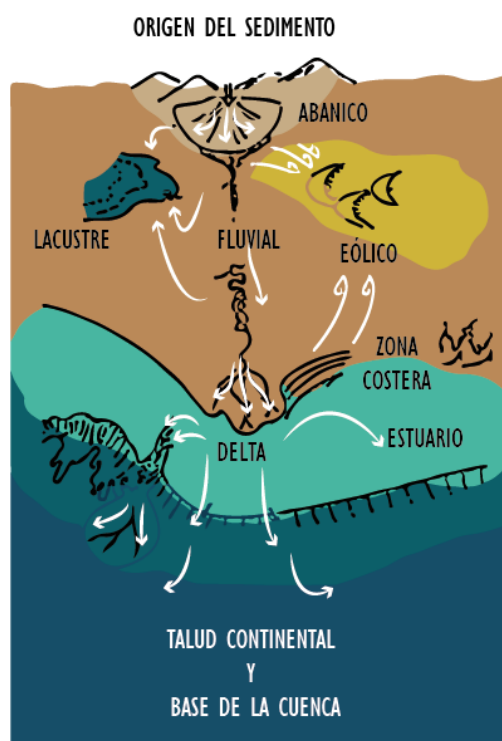


Figura 3. Desenlaces más comunes de los sedimentos acarreados.
(Alsharhan, 1997)

1.2.3 Régimen tectónico

La tectónica es la parte de la geología que estudia principalmente los procesos ocurridos en la corteza terrestre y sus propiedades, así como su evolución a través del tiempo. Dichos procesos involucran la generación de montañas y valles debido al choque, fricción, separación y hundimiento de las placas tectónicas y movimientos geológicos en la litósfera terrestre. De igual manera estudia los sismos y los cinturones volcánicos, y la actividad magmática.

1.2.3.1 Tipos de Regímenes tectónicos

Regímenes de contracción.

Las fallas contraccionales o inversas pueden ocurrir en cualquier régimen tectónico, pero en su mayoría son más comunes a lo largo de los límites de las placas y en zonas orogénicas intracratónicas. Las estructuras de contracción han recibido una atención especial desde finales del siglo XX, cuando el enfoque cambió un poco hacia el estudio de estructuras extensionales. El estudio de las fallas contraccionales resultó en el estudio de las secciones transversales, y trajo particular atención a los tipos de fallas superpuestas y estructuras de enlace, la relación entre el desplazamiento de una falla y su longitud, y los aspectos mecánicos de fallamiento. El entender las estructuras de contracción ayuda no sólo a entender mejor los procesos orogénicos en general, sino también para mejorar los procesos exploratorios petroleros, ya que un gran número de los yacimientos petroleros del mundo se encuentran atrapados en fallas inversas, y estructuras de cabalgamiento.

Las estructuras de contracción son abundantes, y son estructuras muy importantes en los procesos orogénicos primarios así como en los límites de las placas continentales. El transporte de enormes cantidades de fragmentos de la corteza a lo largo de centenares de kilómetros es muy impresionante, y los pliegues que forman a través de su movimiento resultan muy estudiados por los geólogos.

Fallas inversas. Se forman cuando las rocas son desplazadas mediante fisuras por movimientos tectónicos. Las fallas inversas y las zonas de cizalla adelgazan la corteza o alguna capa de referencia, como el cabalgamiento. Las fallas inversas generalmente son fallas regresivas o cabalgamientos.

Cabalgamientos. Es una falla o zona de cizalla, en donde el bloque de techo se ha extendido sobre el bloque de piso. El movimiento debe ser predominantemente un desplazamiento vertical, o según la pendiente. Dichos movimientos tectónicos generan un acarreamiento de rocas más antiguas sobre rocas más recientes, o rocas con un mayor metamorfismo a la cima de rocas con menor grado de metamorfismo. Un cabalgamiento separa los substratos de un manto de corrimiento superpuesto. Estos mantos de corrimiento son una característica fundamental de la orogenia contraccional.

Zonas de antepaís y post-país. En los cinturones orogénicos existe una distinción de las estructuras formadas en un área de antepaís marginal y la zona central de un pos-país. La tectónica contractual de corteza delgada produce estructuras clásicas inversas con dobleces y pliegues relacionados, mientras que la tectónica de corteza gruesa forma escamas mucho más largas que llegan a tener características con torceduras más complejas.

Rampas empujes y pliegues. En la secuencia el empuje permite a la zona de deformación contraccional a expandirse en la dirección de antepaís. Consiste en un progresivo ensanchamiento de las zonas activas de colisión. Las rampas tienden a formarse en capas rígidas, y separarse en zonas menos rígidas.

Capítulo I – Conceptos generales

Pliegues en fallas flexionadas. Una falla flexionada clásica se forma cuando una unidad tectónica se transporta pasivamente sobre una rampa (doblada) en su misma cabalgadura.

Pliegues en fallas de propagación. Un pliegue en una falla de propagación se forma sobre la línea tipo de un empuje para acomodarse en el muro de roca de deformación alrededor de una escombrera.

Pliegues de despegue. Los pliegues de despegue ocurren sobre zonas rocosas de despegue, en cualquier escala y desacoplan la deformación sobre la falla del sustrato que comúnmente no se encuentra deformada.

Cuñas orogénicas. La forma de una cuña orogénica o de acreción, es controlada por la fricción basal, la fuerza o el material de la cuña y la erosión. Las cuñas débiles con poca fricción basal desarrollan cuñas que son largas y delgadas de la sección transversal posada.

Modelos gravitacionales. Los modelos que explican los procesos orogénicos y los empujes a grandes escalas deben considerar el colapso impulsado por la gravedad así como empujes en diversas direcciones.

Regímenes extensionales.

Tradicionalmente la tectónica extensional ha recibido menor atención que su contraparte de régimen contraccional. Sin embargo la situación cambió hacia la década de 1980 cuando se cayó en cuenta que muchas fallas y zonas de cizalla consideradas originalmente la representación empujes, entregaban evidencia de ser estructuras extensionales de bajo ángulo. Ahora se sabe y se reconoce que las fallas extensionales se relacionan también con el hecho de que muchos yacimientos en costa afuera de hidrocarburos se localizan en asentamientos en los rift, y las trampas que almacenan los hidrocarburos son regidas por fallas normales. Además, el desarrollo de los yacimientos petroleros requiere de un entendimiento a profundidad de las fallas extensionales, de sus propiedades y sus características.

Fallas extensionales. Las fallas extensionales causan un proceso de adelgazamiento de la corteza con respecto a una capa de referencia en las rocas deformadas. Dichas fallas muestran un desplazamiento cercano a las capas en rocas deformadas, de modo que el sentido y la cantidad de desplazamiento se identifica fácilmente. Una falla inversa también puede ser una falla extensional si una estratificación tectónica o sedimentaria es usada como referencia.

Sistemas de fallas. Las secciones a lo largo de una porción de rift de la corteza superior, típicamente muestran una serie de bloques de fallas rotados dispuestos en cierta manera como las piezas de dominó, o libros volcados en una estantería parcialmente ocupada. Dicha analogía ha dado lugar a la tectónica un nombre de modelo de fichas rígidas de dominó o modelo dominó (igualmente se le conoce como modelo estante de libros). El modelo rígido de dominó describe una serie de bloques con fallas rígidas que rotaron simultáneamente en un

Capítulo I – Conceptos generales

sentido uniforme. Además debido a las desviaciones naturales a partir del modelo rígido de dominó, se puede definir un modelo suave de dominó, en donde la tensión interna se permite que se acumule dentro de los bloques. Esto permite variaciones en los tamaños de las fallas y el plegamiento de las capas.

Fallas de bajo ángulo y complejos principales. Bajo circunstancias normales o ideales, las fallas de bajo ángulo se forman por la rotación de fallas de ángulo mayor, ya sean rígidas o suaves (dúctiles). Una falla lístrica normal se forma en la corteza superior, aplanando una zona débil de despegue cercana a la transición quebradiza plástica.

Bisagras rodantes y complejos metamórficos. Los nuevos bloques de fallas en forma de cuña son sucesivamente arrancadas del muro colgante. También la compensación isostática se acomoda por cizallamiento vertical. El modelo de bisagra es una falla rotatoria dúctil donde la rotación migra a lo largo del bloque de piso. La formación directa de fallas debajo ángulo requiere estructuras mecánicamente débiles, o capas en la corteza, u orientaciones de esfuerzos anormales.

Zonas de Rifting. También conocido simplemente como rifting o grietas, se forman donde la corteza es separada por fuerzas tectónicas. Puede haber varios factores que dan lugar a la formación de un rift, por lo tanto no existe una causa principal. Se pueden catalogar en dos tipos de modelo, los rift activos y los rifts pasivos. En el modelo del rifting activo, el rift se genera por el aumento de material caliente proveniente del manto o por plumas en el manto astenosférico, causando levantamientos de cúpula (domos) y añadiendo tensión en el área del domo. El resultado es un rift dominado por magmatismo y no necesariamente por la extensión. En el modelo de rift pasivo, el rift se forma a lo largo de zonas con debilidad heredada por la litósfera, como las estructuras contraccionales reactivadas a lo largo de antiguas zonas orogénicas. El rifting activo es controlado por plumas del manto mientras que el rifting pasivo se controla por efectos de tensión entre las placas tectónicas.

Modelos de cizalla y modelos de corte simple. El modelo de cizalla pura también se le conoce como el modelo Mackenzie, mientras que el modelo de corte simple se le llama modelo Wernicke, llamados así por los autores que publicaron los modelos respectivamente en los años de 1970 y 1980. La corteza puede ser adelgazada simétrica y uniformemente por movimientos de cizalla, o asimétricamente y más específica con control de inmersión en zonas de cizalla.

Márgenes pasivos y rifts oceánicos. Si un rift continental se extiende lo suficiente, la corteza se romperá, y será reemplazado por corteza oceánica. Un margen pasivo es entonces establecido a cada lado del rift, que ahora se encuentra en la corteza oceánica. En dichos complejos principales las rocas del manto son expuestas a ventanas submarinas debido a movimientos tectónicos, que resultan en fallamientos normales.

Capítulo I – Conceptos generales

Extensión orogénica y colapso orogénico. Durante una colisión entre dos placas continentales, el material se hunde y se calienta. El calor debilita la corteza, hasta el punto en el que se derrumba por su propio peso a lo largo de fallas extensionales y zonas de cizalla, Este modelo se denomina colapso gravitacional orogénico. El colapso extensional generado por gravedad ocurre cuando la corteza es demasiado delgada (y por tanto débil) para soportar su propio peso. La subducción continental puede forzar a la corteza continental a caer desde algunos cientos de kilómetros hasta un par de kilómetros.

Transpresión, transtensión y strike-slip.

Las fallas de strike slip (laterales) constituyen una clase importante de fallas que se han estudiado desde hace más de 100 años. Se les conoce por su estrecha relación con la intersección de la superficie de la Tierra.

Fallas laterales (Strike Slip Faults). Son fallas en donde el vector de desplazamiento es paralelo a la dirección de la falla y además paralela a la superficie terrestre. Las fallas laterales y las zonas de cizalla son fácilmente observables. Pueden ser de dos tipos, con movimiento lateral izquierdo, lateral derecho, y lo ideal es que no implique movimiento vertical de rocas.

Fallas de transferencia. Son fallas laterales que transfieren el movimiento de una falla a otra que esté en contacto con la misma. Este término es empleado para un tipo particular de fallas laterales en donde las fallas están conectadas con otras fallas y por tanto generan movimiento por el desplazamiento de masas. Este tipo de fallas están limitadas por otros bloques y no pueden crecer libremente, generando complicaciones en su desplazamiento.

Fallas transcurrentes. Es un término preferentemente utilizado para fallas laterales en las que la corteza continental que tiene extremidades libres, y no están limitadas por otras estructuras. Son libres de crecer, interactuar y formar vínculos con estructuras más largas, de igual manera que las fallas extensionales pero sin el efecto cinemático que tienen, Las fallas transcurrentes crecen a medida que acumulan desplazamiento lateral.

Transpresión y transtensión. Éste tipo de deformación es la combinación simultánea de movimientos laterales a lo largo de una estructura con un movimiento de corte simple perpendicular al mismo.

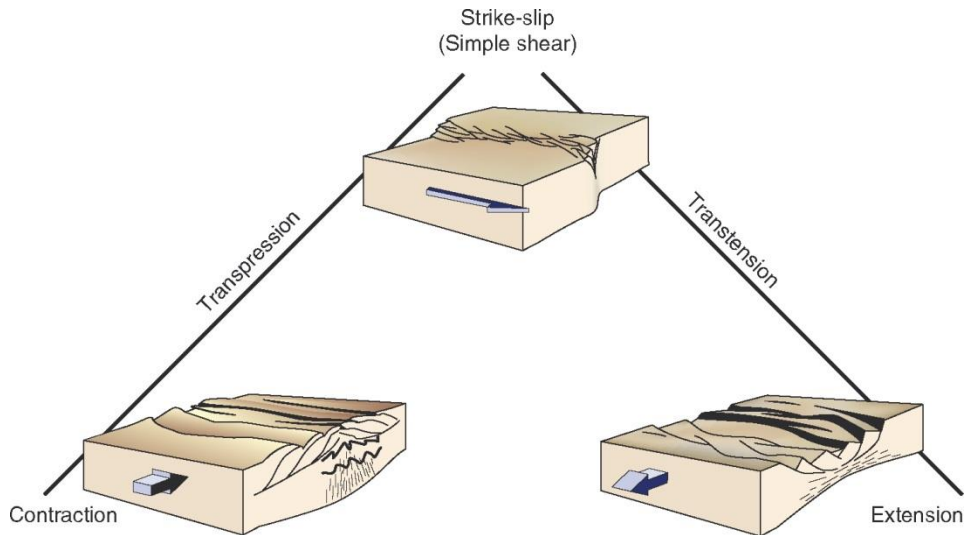


Figura 4. Deformación de tipo transpresión y transtensión.
(Fossen, 2010)

Tectónica salina.

La sal como una roca tiene propiedades y comportamientos muy distintos a la mayoría de las otras rocas. Esto implica que cuando los procesos sedimentarios involucran capas de sal son deformados, éstos generan un comportamiento característico y en general fascinante con estructuras únicas. Aún cuando la sal se restringe a una capa muy delgada, puede por sí misma controlar la expresión de toda la estructura e incrementar el área de extensión debido a su tendencia de actuar como una zona de despegue rocoso. La sal relacionada a estructuras geológicas es de gran importancia en estudios geológicos que se enfocan en regiones extensivas así como en tectónica contraccional, y es muy importante en ámbitos petroleros, ya que las provincias petroleras contienen capas de sal que deforman el entorno estructural por la tectónica salina.

Tectónica salina y halokinesis. La tectónica salina ocurre cuando la sal se involucra en procesos de deformación y que se extienden significativamente en el tipo, geometría, localización y orientación de las estructuras deformadas. La halokinesis es un término aplicado en el movimiento subsuperficial de la sal y la formación de diapiros salinos. Las capas de sal se vuelven flotantes y gravitacionalmente inestables cuando son enterradas en la profundidad necesaria para que la densidad promedio de la sobrecarga exceda a la de la sal.

Diapiros. Un diapiro salino es una masa de sal que ha fluido dúctilmente en dirección vertical de manera discordante. La sal tiende a acumularse en forma de un domo o un anticlinal y genera un movimiento estructural similar a las rocas cercanas en bloques de techo y piso.

Diapirismo en regímenes extensionales. El tamaño de la extensión de la acumulación de la sal, puede formar diapiros y así mismo colapsarlos verticalmente. La sal es mucho más débil que otras rocas que influyen la contracción regional y su forma de expresión, ya sea por

Capítulo I – Conceptos generales

plegamientos subsuperficiales o por opresión de diapiros existentes de capas salinas y glaciares salinos.

Diapirismo en regímenes contraccionales. La sal que ha sido acumulada bajo una carga estratigráfica se le conoce como sal alóctona⁴ y se le llama hoja de sal si su anchura promedio es al menos cinco veces menor que su grosor.

Despegues rocosos por sal. Las capas de sal en cuñas orogénicas forman despegues rocosos que generan un cinturón de deformación delgado y disminuyen la pendiente de la misma cuña orogénica.

Propiedades de la sal. Tener en cuenta las propiedades sub-superficiales de la sal siempre es de utilidad para estudios geológicos y geofísicos ya que es un componente común de cuencas sedimentarias. La sal es mecánicamente muy débil, tiene una baja densidad de 2.160 g/cm^3 , posee alta conductividad de calor, es prácticamente incompresible e impermeable. Su comportamiento es viscoso similar a un fluido, puede causar áreas muy extensas de deformación, y crea trampas estructurales de fluidos. También puede mejorar en desprendimientos rocosos horizontales.

1.2.4 Tipo de Cuenca

Las cuencas sedimentarias son, en un amplio sentido, todas aquellas áreas en las que los sedimentos pueden acumularse en un espesor considerable y pueden ser preservados por un amplio periodo de tiempo geológico. Además también existen áreas de una persistente y gran denudación, así como regiones en donde los procesos erosionales y de depósito se neutralizan el uno al otro.

A grandes rasgos las cuencas sedimentarias pueden tener numerosas y variadas formas, pueden ser circulares o, más frecuentemente, depresiones elongadas, ensenadas, aunque las formas más usuales son con límites irregulares.

Se pueden distinguir tres tipos de sedimentos asociados a cuencas sedimentarias: las cuencas sedimentarias con sedimentos activos, inactivos, y cuencas fuertemente deformadas e incompletas.

Cuencas intracratónicas o con depresiones internas. Las cuencas o la corteza continental generalmente son generadas por el movimiento de placas divergentes como resultado de estructuras extensionales y efectos térmicos. La subsidencia ocurre predominantemente en respuesta a un adelgazamiento de la corteza moderado o a una variación leve de densidad de la capa subyacente en comparación de las capas de la vecindad. Además, el progresivo pero

⁴Se le llama así debido a un gran bloque de roca el cual ha sido desplazado de su localización original, usualmente por cabalgamientos de bajo ángulo.

Capítulo I – Conceptos generales

lento decaimiento térmico después de un evento de calentamiento y el peso de la carga de los sedimentos promueven y mantienen una subsidencia adicional por un gran periodo de tiempo.

Estructuras de fosas continentales y zonas de rift. Dichas estructuras presentes en los estrechos, elongan las cuencas que están comunicadas por fallas de gran longitud. Las secciones transversales pueden ser simétricas o asimétricas. Si el manto subyacente es relativamente caliente, la litósfera puede expandirse y mostrar una combadura o hinchazón antes o durante la fase incipiente de rifting. El adelgazamiento substancial de la corteza por atenuación, que es comúnmente acompañada por el flujo ascendente del magma basáltico, forma corteza transicional, que causa una rápida subsidencia en la zona de rift. La contracción térmica subsecuente debido al enfriamiento y una elevada sobrecarga de sedimentos permite una subsidencia continua y por lo tanto el almacenamiento de una capa delgada de sedimentos en dichos depósitos.

Rifts fisurados y aulacógenos. Si el movimiento de las placas es divergente y llega a su fin antes del movimiento de los bloques sean separados por la acreción de una nueva corteza oceánica, se le denomina a la zona de rift como un “rift fisurado”. Un tipo especial de dichos rift fisurados son los aulacógenos. Los aulacógenos representan una fisura en un rift como una unión de tres Rifts en dicha zona, donde dos brazos continúan formando una cuenca oceánica. Los pisos de los aulacógenos consisten en una corteza transicional que pueden incluir un poco de corteza oceánica y permiten el depósito de secuencias sedimentarias en periodos relativamente largos de tiempo. Estos depósitos sedimentarios son frecuentemente afectados por la convergencia subsecuente a lo largo de las zonas de falla

Cuencas de márgenes pasivos. Son el límite continental formado por rifting y una ruptura continental. Cuando una cuenca continental se ensancha debido a movimientos divergentes entre las placas y por una acreción de la corteza oceánica (etapa de movimiento o deriva), el relleno con sedimentos tiende a tener un retraso más o menos evidente en su propagación en el océano. Los sedimentos terrígenos se depositan predominantemente a lo largo de dos márgenes continentales de la cuenca oceánica en crecimiento. Dichas “cuencas” no son limitadas por eventos morfológicos, sino que se desarrollan en el tope de la corteza continental adelgazada con rumbo hacia el interior del mar con subsidencia. Por lo tanto representan depósitos asimétricos, en donde los sedimentos se acomodan comúnmente en la forma de un prisma. En ambientes privados de sedimentos la corteza transicional subsidente puede crear placas profundas o cuencas hundidas. En general, la subsidencia de dichas cuencas marginales tiende a decrecer con el paso del tiempo, a menos que sean reactivadas por sobrecargas excesivamente pesadas de sedimentos.

Cuencas en depresiones oceánicas o cuencas nacientes. Ocupan el área entre una cresta meso oceánica, incluyendo su elevación, y la parte externa de la corteza transicional a lo largo del margen pasivo continental. Comúnmente acumulan sedimentos de abanicos del fondo marino o sedimentos de la llanura de la cuenca. Debido al alto grado de enfriamiento de la

Capítulo I – Conceptos generales

vetusta corteza oceánica, la subsidencia es muy pobre, a menos que sea activada por una delgada sobrecarga de sedimentos cercanos al margen continental. Las cuencas rodeadas por fallas de una extensión limitada están comúnmente en comunicación y conjunción con el crecimiento de las crestas meso oceánicas.

Cuencas relativas a procesos de subducción. Dichas cuencas son predominantemente generadas por el movimiento de las placas y deformaciones orogénicas. Estos complejos incluyen trincheras de fondo marino, cuencas de ante-arco, de tras-arco e inter-arco. Las trincheras de fondo marino están compuestas por corteza oceánica que se hundan progresivamente. De hecho, algunas de estas trincheras representan las cuencas elongadas más profundas del planeta. Las cuencas de ante -arco ocurren entre la ruptura de la trinchera del borde de acreción y el frente magmático del arco. Las cuencas de tras-arco y de inter-arco se forman por el rifting, y el ensanchamiento del océano pudiendo ser hacia tierra o un arco incomunicado, o entre dos arcos incomunicados que se originan por la división de un sistema de arcos más antiguos.

Cuencas relativas a bloques terrestres. Se sitúan entre micro continentes, y consisten de al menos una parte de la corteza continental, y grandes bloques continentales. Los substratos de dichas cuencas son usualmente de corteza oceánica. Pueden estar bordeados por una zona de subducción y además estar asociados con cuencas relacionadas ya sea por subducción o colisión.

Cuencas relativas a procesos de colisión. La colisión parcial de los continentes con formas irregulares y los límites que no embonan entre sí dan lugar a zonas de infra-cabalgamiento. A lo largo de dicho cabalgamiento, se pueden mantener una o más cuencas de tamaño relativamente pequeño y persistir. Estas cuencas remanentes tienen a recolectar grandes volúmenes de sedimento de áreas cercanas en estado de elevación. Las cuencas de antepaís y cuencas periféricas cercanas a cinturones plegados se generan por depresión y plegamiento de la corteza continental. Las cuencas de retro-arco y de infra-montaña ocurren en el interior de un arco orogénico. Las cuencas de tipo Pannoniense se forman por divergencia por orogénica entre dos zonas de depresión.

Cuencas con movimientos laterales o de cizalla. Las transformaciones de la cuenca debido a movimientos pueden estar asociadas por efectos de compresión o de tensión. Los sistemas de fallas trans-tensionales causan adelgazamiento de la corteza en zonas locales y crean cuencas estrechas. Si se envuelven con corteza continental, las transformaciones por movimiento pueden dar paso a una separación perpendicular de dicha corteza e iniciar una acreción de la nueva corteza oceánica con expansión limitada en sus centros.

Capítulo I – Conceptos generales

CATEGORÍA DE LA CUENCA	TIPOS ESPECIALES DE LA CUENCA	CORTEZA SUPRAYACENTE	ESTILO DE LA TECTÓNICA	CARACTERÍSTICAS DE LA CUENCA
Cuenca con depresiones internas	Cuencas epi-continenciales, cuencas intracratónicas	Continental	Divergente	Gran extensión, con poca subsidencia
Cuenca con fracturas internas	Fosas estructurales, valles de rift y zonas de rift, aulacógenos	Continental	Divergente	Cuencas relativamente estrechas, gran subsidencia en la etapa de inicio de rifting
Cuencas de margen pasivo	Cuencas con rift tensionados, cuencas marginales hundidas	Transicional	Divergente	Cuencas asimétricas con específicos tipos de dependencia de sedimento, subsidencia moderada a baja durante etapas tempranas
Cuencas en depresiones oceánicas	Cuencas nacientes oceánicas (Crecientes)	Oceánica	Divergente	Gran extensión, asimétricas, baja subsidencia
Cuencas relativas a procesos de subducción	Trincheras de fondo marino	Oceánica	Convergente	Parcialmente asimétricas, varían enormemente de profundidad y subsidencia
	Cuencas remanentes	Transicional, oceánica	Divergente (en su mayoría)	
Cuencas relativas a procesos de colisión	Cuencas de antepaís, de retro-arco y de antepaís fracturado	Oceánica	Convergente	Subsidencia activada debido a una sobrecarga rápida de sedimentos
	Cuencas de ante-arco, tras-arco e inter-arco	Continental	Convergencia local, flexión en la corteza	Cuencas asimétricas, con tendencia a incrementar la subsidencia
	Cuencas relativas a tierra	Oceánica		Similar a las cuencas de tras-arco
Cuencas con movimientos laterales de cizalla	Cuencas trans-tensionales y trans-presionales	Continental, oceánica	Movimientos de transformación, convergente o divergente	Relativamente pequeñas, elongadas, son subsidencia veloz

Tabla 1. Clasificación de las cuencas sedimentarias (A.H.G. Mitchell, 1989)

1.3.- Parámetros del sistema roca-fluidos en el yacimiento

El sistema roca-fluidos es el conjunto del sistema fluido y su relación con el sistema roca, analizando las propiedades químicas y físicas de las rocas y sus interacciones con los fluidos contenidos en ella.

Capítulo I – Conceptos generales

El principal objetivo de estudiar el sistema roca fluidos es poder entender las propiedades de las rocas en el yacimiento, particularmente cómo es la distribución espacial de los poros y su conexión entre ellos, controlando la acumulación y migración de los fluidos, entre ellos los hidrocarburos. Los puntos clave en el análisis del sistema roca-fluidos son la litología, porosidad, saturación de agua, permeabilidad de la roca y la densidad, los cuales sirven para establecer a grandes rasgos el tipo de yacimiento a estudiar.

El objetivo final del análisis del sistema roca-fluidos es estimar la cantidad de hidrocarburos presentes en el yacimiento y la tasa de producción a la cual se podrán producir los mismos. En resumen, sirven para evaluar volúmenes y la tasa de flujo de los fluidos.

Las propiedades más importantes que se pueden obtener ya sea en el laboratorio o mediante pruebas al pozo analizando el sistema roca-fluidos son las siguientes:

- Porosidad
- Compresibilidad
- Espesor neto
- Presión capilar
- Mojabilidad
- Histéresis
- Saturación de fluidos
- Registros geofísicos
- Densidad
- Capacidad de intercambio catiónico
- Transmisión de ondas acústicas
- Comportamiento capilar
- Permeabilidades efectivas y relativas

1.3.1 Tipo de fluido

Dependiendo de la presión inicial, los yacimientos de aceite pueden ser divididos en dos subcategorías, yacimientos bajo saturados y yacimientos saturados. Los yacimientos bajo saturados tienen la característica que, su presión inicial es mayor que la presión del punto de burbuja del fluido del yacimiento y por consecuencia todo el gas está contenido en el aceite. Por otro lado en los yacimientos saturados la presión inicial del yacimiento está por debajo del punto de burbuja del fluido del yacimiento, por lo que existe presencia de gas libre, acumulado en forma de un casquete de gas.

En general el crudo se clasifica como aceite negro y aceite volátil, estas clasificaciones se basan comúnmente en las propiedades del aceite como por ejemplo la composición, la relación gas-aceite, la apariencia o el color, así como la temperatura del yacimiento.

Aceite negro. Los aceites negros están formados por una variedad de especies químicas que incluyen moléculas largas, pesadas y no volátiles. Cabe mencionar, que el término de aceite negro no implica que dicho aceite sea necesariamente negro. A este tipo de fluido del yacimiento se le conoce como aceite ordinario, y aceite crudo de bajo encogimiento. La densidad del líquido es mayor a $0.85 \frac{g}{cm^3}$, una gravedad menor a 45° API, la RGA es menor a $200 \frac{m^3}{m^3}$ y la temperatura del yacimiento es menor que la temperatura crítica, además que sus características incluyen que en superficie se recupera aceite en mayor cantidad y gas en menor cantidad a $2.0 \frac{bls. @c.y.}{bls. @c.s.}$, presenta un color negro, verde oscuro o café oscuro y la composición de heptano plus será mayor a 20% mol.

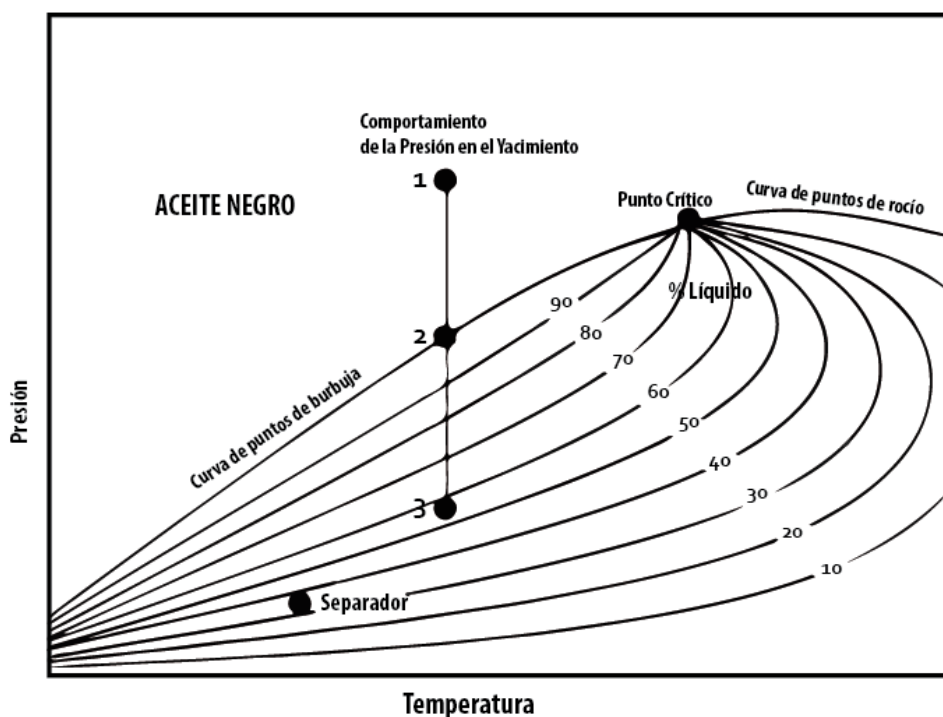


Figura 5. Diagrama de fase típico del aceite negro o no volátil. (McCain, 1989)

Aceite volátil. Los aceites volátiles contienen, pocas moléculas pesadas y mayor cantidad de moléculas intermedias (definida como etano, propano, butanos, pentanos y hexanos) en relación que las que contienen los aceites negros. Su RGA varía entre los 200 a $1000 \frac{m^3}{m^3}$, la densidad del líquido es de 0.85 a $0.75 \frac{g}{cm^3}$, posee una gravedad entre 45 y 55° API en tanque, y la temperatura del yacimiento puede ser menor o igual que la temperatura crítica. Sus características son el obtener en superficie una producción mayor de aceite y gas a $2.0 \frac{bls. @c.y.}{bls. @c.s.}$, la composición de heptano plus será entre 12.5 a 20% mol, y sus colores son café, anaranjado o verde.

Capítulo I – Conceptos generales

De manera general, si la temperatura del yacimiento es mayor que la temperatura crítica del sistema de hidrocarburos, se clasifica el yacimiento con yacimiento de gas natural. Se pueden clasificar en tres categorías basados en el diagrama de fases.

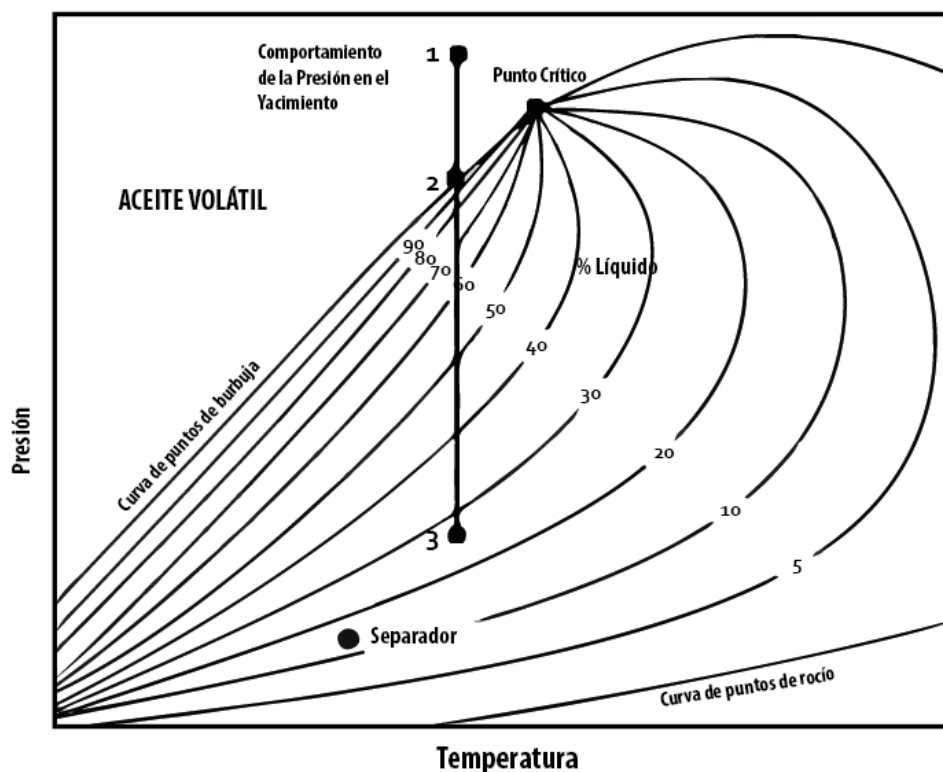


Figura 6. Diagrama de fase típico del aceite volátil.
(McCain, 1989)

Gas y condensado. A los gases retrógrados también se les denomina como condensados del gas o condensados. Inicialmente, a condiciones de yacimiento el fluido se encuentra en estado gaseoso y presenta un comportamiento retrógrado al descender la presión. La RGA varía entre 500 a 15000 $\frac{m^3}{m^3}$, y la densidad del líquido es cercana a 0.75 $\frac{g}{cm^3}$, una gravedad API en tanque por arriba de 50° API.

Otras características son que la composición de heptano plus será menor a 12.5% mol y el color del condensado puede ser café claro, anaranjado claro, verde claro o transparente.

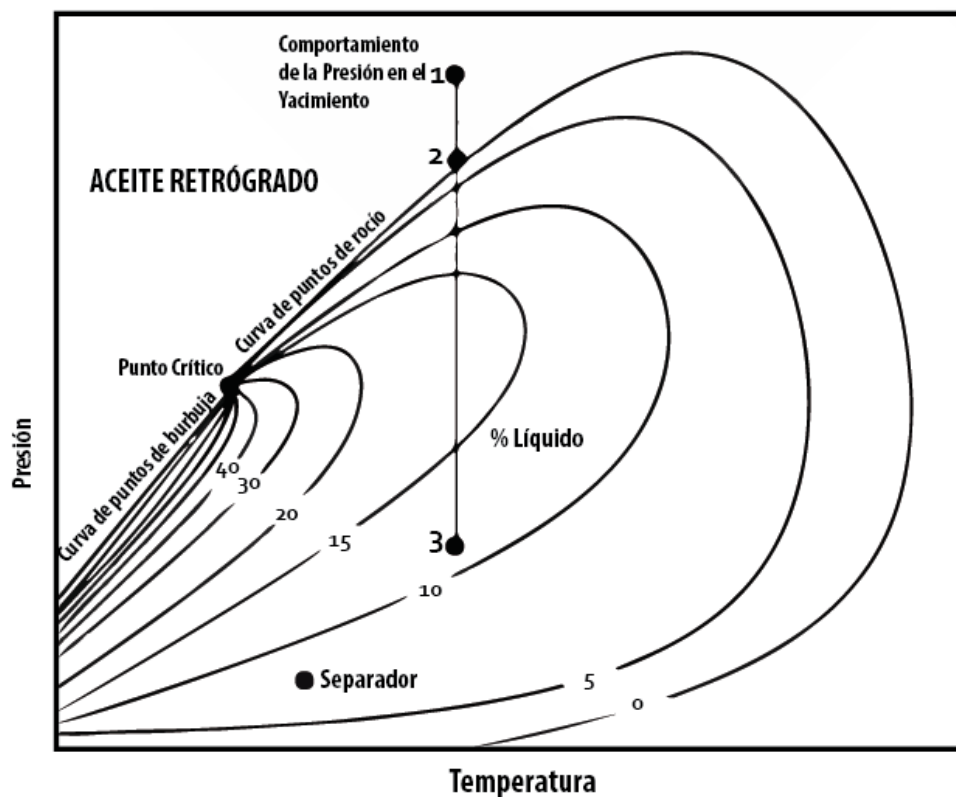


Figura 7. Diagrama de fase típico de gas y condensado o gas retrógrado. (McCain, 1989)

Gas húmedo. La palabra húmedo en gases húmedos se refiere al líquido hidrocarburo que se condensa a condiciones de superficie. En realidad, los yacimientos de gas se encuentran normalmente saturados con agua. Su RGA varía entre 10000 a 20000 $\frac{m^3}{m^3}$. Su gravedad supera los 60° API en tanque y el color es predominantemente transparente.

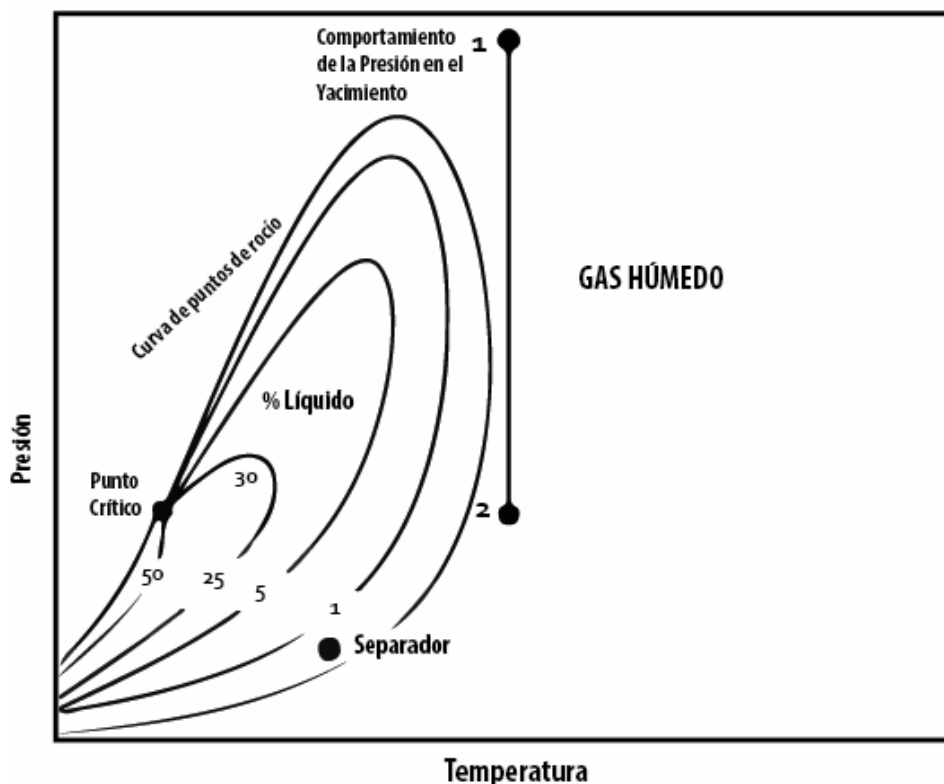


Figura 8. Diagrama de fase típico del gas húmedo.
(McCain, 1989)

Gas seco. La palabra seco en gas seco indica que el gas no contiene suficientes moléculas de hidrocarburos pesados para formar hidrocarburos líquidos a las condiciones de presión y temperatura de superficie. Sin embargo, comúnmente se condensa algo de agua en la superficie. Su RGA está cercana al rango de $20000 \frac{m^3}{m^3}$. Tiene una gravedad API mayor a 65° API y tiene mínima proporción de componentes de heptano plus.

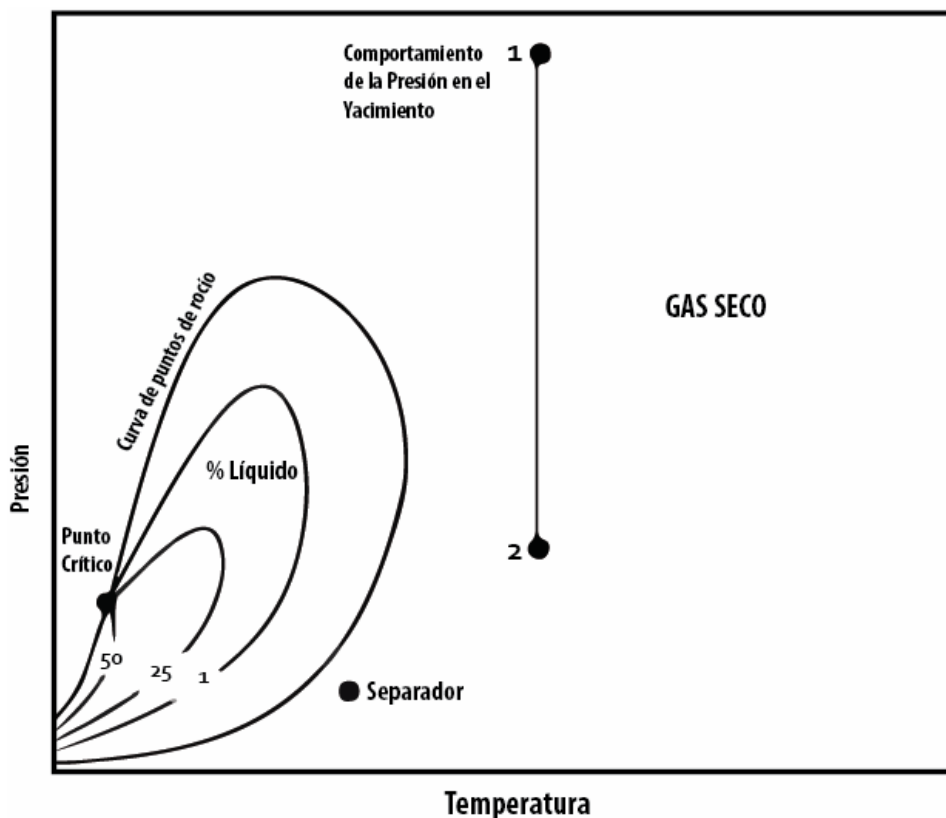


Figura 9. Diagrama de fase típico del gas seco.
(McCain, 1989)

1.3.2 Densidad y gravedad API

La densidad se refiere a la cantidad de materia contenida en cierto espacio de volumen, a una condición de temperatura. Por lo general las unidades más usadas son g/cm^3 , y Kg/m^3 .

Densidad del agua. Por convención del Sistema Internacional de Unidades, y definición de las unidades, la densidad del agua dulce es de $1 g/cm^3$, y la densidad del agua de mar es de $1.02 g/cm^3$ a condiciones de temperatura estándar.

Densidad del aceite. La densidad promedio del aceite es de $0.8 g/cm^3$ a condiciones de temperatura estándar. Dicha densidad aumenta al contener hidrocarburos más pesados, llegando a sobrepasar la densidad del agua en algunos casos.

Gravedad API. Se define como la densidad que, comparada con el agua, indica que tan pesado es un hidrocarburo. Proviene de las siglas en inglés *American Petroleum Institute*. La fórmula matemática para su obtención es la siguiente:

Capítulo I – Conceptos generales

$$API = \frac{141.5}{\gamma_{g60/60}} - 131.5$$

En donde $\gamma_{g60/60}$ se refiere a la densidad relativa del gas medida a temperatura estándar de referencia (60°F Temperatura sustancia 1 / 60°F Temperatura sustancia 2).

Agua. Tiene una gravedad API de 10, debido a que su gravedad específica es igual a uno. Se considera como la medida estándar para medir la gravedad API de los fluidos líquidos.

Aceite. Aquellos productos que tengan una gravedad API menor que 10 serán más pesados que el agua y por tanto se asentarían en el fondo.

ACEITE CRUDO	DENSIDAD (g/cm³)	DENSIDAD (°API)
Extrapesado	> 1.00	< 9.9999
Pesado	0.9999 - 0.92	10.0 - 22.2999
Mediano	0.9199 - 0.87	22.3 - 31.0999
Ligero	0.8699 - 0.83	31.1 - 38.9999
Superligero	< 0.8299	> 39.0

Tabla 2. Clasificación del aceite de acuerdo a su gravedad API (IMP)

1.3.3 Contenido de condensado

El límite inferior de la relación gas-aceite inicial para un aceite retrógrado es aproximadamente $3300 \frac{scf}{STB}$. El límite superior no está definido de manera precisa, pero se han obtenido valores cercanos a $150,000 \frac{scf}{STB}$. Los gases con altas relaciones gas-aceite tienen cricondentermas cercanas a la temperatura del yacimiento y sueltan una pequeña cantidad de líquido retrógrado en el yacimiento. De manera práctica, cuando la relación gas aceite al inicio de la producción es mayor a los $50,000 \frac{scf}{STB}$, la cantidad de líquido retrógrado en el yacimiento es muy pequeña, y el fluido del yacimiento puede ser tratado como un gas húmedo. La relación gas aceite durante la producción para un aceite retrógrado incrementará cuando la presión del yacimiento decae por debajo del punto de rocío del gas.

La densidad API de los líquidos a condiciones de tanque es entre 40° y 60° API e incrementan a medida que la presión del yacimiento disminuye por debajo de la presión de rocío. El líquido puede ser ligeramente coloreado, con un tono ya sea café, naranja, verdoso o blanco-agua.

Capítulo I – Conceptos generales

Los aceites retrógrados exhiben un punto de rocío cuando la presión se reduce a temperatura del yacimiento. La fracción de C7+ (heptanos plus) es menor que el 12.5% mol. El comportamiento retrógrado ocurre entonces a condiciones de yacimiento para gases con menos del 1% de heptanos plus, pero la cantidad de líquido retrógrado para dichos gases es despreciable.

Una relación gas aceite al inicio de la producción con valores de 3300 a 50000 $\frac{scf}{STB}$ indican un gas retrógrado muy rico, con suficiente líquido para poder llenar el 35% o más del volumen del yacimiento. Aun así, dicha cantidad rara vez podrá fluir y normalmente no puede ser producida.

El gas en superficie es muy rico en componentes intermedios y normalmente se procesa para poder remover los mismos, como por ejemplo propano líquido, butanos, pentanos y componentes hidrocarburos más pesados. Éstos fluidos se les conocen como líquidos de planta.

1.3.4 Mecanismos de empuje

Los mecanismos de empuje son una serie de procesos que ocurren en el interior del yacimiento, determinados por el tipo de yacimiento y la presión del mismo. Son los factores principales que pueden proveer energía de manera natural para transportar los fluidos hacia el interior del pozo, y por tanto crean una presión artificial con respecto a la presión original del yacimiento, incrementando así la recuperación de hidrocarburos.

Se pueden identificar seis tipos de mecanismos de empuje (cinco y combinaciones de ellos), los cuales son:

Empuje por expansión de roca y líquidos. Al momento de crear un conducto que une la superficie con el yacimiento de interés (pozo) se crea una diferencial de presión, que permite que los fluidos se desplacen de una zona de mayor presión a una zona de menor presión. Al reducirse el volumen de los fluidos producidos, el sistema tiende a reestablecer su equilibrio, mediante la expansión de la roca y los fluidos. Este tipo de expansión ocurre en todos los yacimientos al tener producción.

Empuje por gas disuelto liberado. Cuando se tiene un yacimiento bajo saturado, todo el gas se encuentra disuelto en el aceite, sin embargo al alcanzar la presión de burbuja o saturación, dicho gas se empieza a liberar. Como todos los fluidos, al tener mayor espacio para permanecer, tienden a ocupar a mayor cantidad de espacio posible, y dado que el gas es altamente compresible, al existir una mínima diferencial de presión se expande y por tanto crea una especie de equilibrio de presión y por tanto genera un empuje de los fluidos hacia el pozo.

Empuje por casquete de gas. En yacimientos saturados, donde existe gas libre, éste se acumula por densidad en la parte superior del yacimiento. El empuje por casquete consiste en una invasión continua de la zona de aceite por el gas libre, mientras que el aceite tiene un desplazamiento hacia los pozos productores. Para que ocurra dicho efecto es necesario que exista una gran cantidad de gas libre, acumulado en forma de casquete, ya que se requiere de grandes volúmenes de gas para que produzca un efecto lo suficientemente fuerte como para generar el empuje de fluidos.

Empuje hidráulico. Es similar al empuje por casquete de gas. En el subsuelo, existen grandes acumulaciones de agua de formación, los cuales por densidad se almacenan en la parte inferior del yacimiento. Al perforar pozos productores, los hidrocarburos fluyen hacia superficie, y ocurre un desplazamiento del agua de formación, al mismo tiempo empujando los hidrocarburos hacia los pozos, y generando una presión adicional que neutraliza la caída de presión producida por las actividades de producción. En algunas ocasiones el acuífero se puede generar desde la superficie, conectado por un afloramiento que inicia en superficie. Cabe mencionar que dicho mecanismo de empuje es uno de los más efectivos al momento de mantener la presión, sin embargo requiere de un acuífero muchas veces más grande que el yacimiento mismo.

Empuje por segregación gravitacional. Aunque se clasifica como un tipo de empuje, se puede decir que en realidad es un resultado de los demás. Es la tendencia que tienen los fluidos dentro del yacimiento para distribuirse según su densidad (mientras más ligeros se colocan más arriba), y de ésta manera por peso de los estratos y los fluidos que están dentro de los mismos, empujan los fluidos hacia zonas de menor presión, en éste caso a los pozos productores.

Empuje combinado. En éste caso, como se puede suponer, es la ocurrencia de los diferentes tipos de empuje ya explicados con anterioridad al mismo tiempo durante la producción de hidrocarburos. Es importante mencionar que aunque no se presentan todos los tipos de mecanismo de empuje por diversos factores (no tener un acuífero asociado, ser un yacimiento bajo saturado, entre otros) siempre ocurre más de un tipo de empuje durante la producción, aunque hay mecanismos que tienen mayor presencia en el yacimiento.

1.4.- Parámetros de producción

Son aquellas características que son importantes de mencionar para poder definir si dos campos pueden ser correlacionales, tales como la ubicación del yacimiento (tierra/onshore/offshore) tipo de yacimientos ya sea convencional o no convencional.

Capítulo I – Conceptos generales

1.4.1 Factor de Recuperación

El factor de recuperación de un campo es por definición la producción acumulada ya sea de aceite o gas a la fecha medida entre el volumen original de aceite o gas en el yacimiento. Se expresa en forma de porcentaje.

Es influenciado por diversos parámetros, como el volumen original de hidrocarburos en el yacimiento, mecanismos de desplazamiento o la etapa de explotación en la cual es medido. El factor de recuperación es útil para determinar la cantidad remanente de hidrocarburos en el subsuelo, y uno de los objetivos más importantes en la industria es elevar el factor de recuperación de los campos petroleros mediante técnicas de recuperación incremental, secundaria y mejorada, así como estimulaciones.

1.4.2 Tasa de Producción

Se define como el volumen de fluido producido por unidad de tiempo; es el gasto que se tiene en producción en superficie. Es importante tener en cuenta éste valor ya que al momento de realizar la planeación de un proyecto, se requiere de controlar los flujos producidos en superficie, así como realizar una explotación controlada.

1.4.3 Pico de Producción

El pico de producción es un parámetro complicado de calcular cuando no se ha tenido un gran declive, ya que se refiere a la tasa de producción máxima a obtener en la vida de producción de un campo. En campos que han experimentado una caída de presión intensa se dice que han alcanzado el pico de producción cuando se estima imposible incluso aplicando algún método de recuperación incremental alcanzar tal tasa de producción.

El pico de producción es un fenómeno natural que alcanza todo yacimiento debido al agotamiento de los hidrocarburos recuperables en el subsuelo, y es importante que, antes de alcanzar el pico de producción de un campo (desde el inicio del proyecto de explotación si es posible) instalar mecanismos que ayuden a reducir el impacto, y aplazar dicho cénit.

Las maneras más comunes de mantener un campo en producción sin llegar al pico de producción de manera tan abrupta son los mecanismos de mantenimiento de presión, regulación de las tasas de producción de acuerdo a un plan de explotación y utilizar métodos para que los fluidos entrampados en el yacimiento puedan fluir de manera más libre, aunado con un reemplazamiento de dichos fluidos ya sea por agua entrante por un acuífero asociado o por inyección de líquidos o gases.

Capítulo I – Conceptos generales

Es importante aclarar que el pico de producción a nivel mundial ya se alcanzó (en promedio), y que actualmente se dedica la mayor parte del tiempo en los estudios petroleros a reducir el declive de los campos petroleros con técnicas de recuperación adicional.

1.5.- Otros parámetros

Son aquellas características que son importantes de mencionar para poder definir si dos yacimientos pueden ser correlacionales, tales como la ubicación del yacimiento (tierra/onshore/offshore), métodos de recuperación adicional aplicados, yacimientos de hidrocarburos no convencionales, entre otros.

1.5.1 Petróleo convencional y no convencional

Se pueden distinguir los siguientes tipos de yacimientos convencionales y no convencionales-:

Petróleo crudo

Es aceite de baja densidad que fluye libre desde el subsuelo mediante técnicas de bombeo estándar. Las principales reservas remanentes se hallan en el Medio Oriente y Rusia. Exhibe los menores costes de producción debido a su relativa simpleza, costando alrededor de 5 a 20 dólares por barril de crudo.

Condensados

Son aquellos hidrocarburos en fase líquida que se encuentran en los yacimientos de gas natural y manan a la superficie durante el proceso de producción del gas. Entre los líquidos más comunes que se encuentran son los alcanos líquidos hasta el pentano, las gasolinas naturales y otros condensados.

Petróleo en el Ártico

Es un tipo de aceite que se encuentra por encima del círculo polar ártico donde debido a reglas de protección ambiental es una zona de difícil acceso y con poca posibilidad de extracción debido a protección ecológica.

Aceites pesados y aceites de alta densidad

Petróleo extra pesado (extra heavy oil). Debido a su gravedad API⁵ éste no puede fluir de manera natural y sencilla. Requiere de instalaciones especiales y técnicas de producción de la más alta tecnología. Consume una gran cantidad de energía para ser puesto en producción y grandes volúmenes de agua y/o gas como sistema para aumentar la presión del yacimiento y así crear más movimiento de fluidos. Las reservas más grandes de éste tipo de fluido se encuentran en Venezuela y Canadá.

⁵ Los aceites con densidad menor a 10° API se consideran extrapesados.

Arenas bituminosas. Son una mezcla de agua, aceite y roca deleznable o arena, formando bitumen. Las reservas más representativas se encuentran en Canadá, en donde la producción se realiza al aire libre, consumiendo gran cantidad de energía.

Shale gas/oil

Aceite de lutitas y gas. Es un tipo hidrocarburo contenido en las rocas, atrapado, el cual si se sobrecalienta a cierta temperatura (aproximadamente 500°C), puede producir un combustible similar al carbón con una calidad del material muy baja.

1.5.2 Ubicación del yacimiento

Terrestre (*ON SHORE*)

Se refiere al desarrollo de campos de aceite, gas y otros tipos de energía geotérmica sobre tierra. En cuanto a los procesos de extracción de hidrocarburos, la perforación y producción de los campos terrestres son menos costosos, menos complicados en su instalación y más manejables. Se tienen diversos métodos tales como la reflexión sísmica para eventos de exploración de yacimientos.

Los yacimientos convencionales se encuentran en su mayoría en campos terrestres, y la mayor parte de los yacimientos maduros del mundo se encuentran en zonas no marinas. Actualmente, existen aproximadamente 2 millones de pozos petroleros operando en todo el mundo. Más de la mitad emplean algún tipo de sistema artificial de producción. Más de 750 mil de los pozos emplean bombeo mecánico. En base a estadísticas, el bombeo mecánico es ampliamente aplicado en campos en la costa (on-shore).

Marino (*OFF SHORE*)

Literalmente, *offshore* significa “fuera de la costa”. Se refiere a los yacimientos de hidrocarburos que se encuentran por debajo de una columna de agua oceánica, localizado en un área mar adentro.

En alta mar el proceso de producción de hidrocarburos es la comunicación entre la superficie donde se encuentra la plataforma petrolera, y la superficie del fondo marino, donde los procesos para extraer los hidrocarburos son mucho más costosos que en tierra, y además la complejidad es mucho mayor, debido a las altas presiones generadas por una columna de sobrecarga del agua oceánica y la gran profundidad a la que se encuentran el fondo oceánico, y el yacimiento. Los elementos en el aparejo de producción se vuelven mucho más caros y por tanto el coste de producción es mayor.

Los principales geo riesgos que se presentan en aguas profundas son los siguientes:

- Taludes potencialmente inestables.
- Topografía rocosa irregular, la cual representa dificultad para el asentamiento de cimentaciones.

Capítulo I – Conceptos generales

- Fallas activas y vertientes de hasta 60m de altura.
- Presencia de fluidos en los suelos que pueden ser, agua, hidratos de gas o hidratos de metano que reducen la fuerza al cortante del suelo y afectan a la capacidad de carga.
- Erosión del fondo marino, producto de corrientes submarinas profundas.
- Sismicidad que puede disparar el deslizamiento de taludes.
- Condiciones de suelo, que van desde los no consolidados, hasta rocosos.

En campos mar adentro (off-shore) y pozos con alta producción, se emplea comúnmente el bombeo neumático.

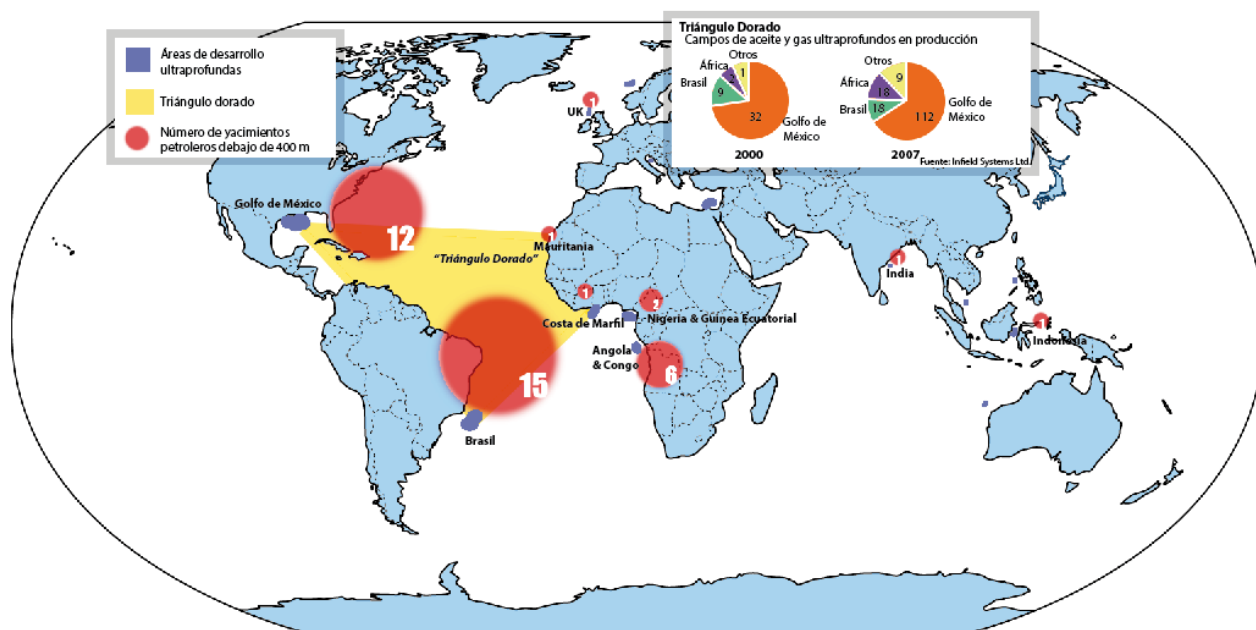


Figura 10. Localización de las reservas de hidrocarburos en aguas profundas. (IMP)

Transicionales (*ON SHORE/OFF SHORE*)

Son aquellos yacimientos los cuales la superficie rocosa se localiza verticalmente bajo una columna de agua, sin alcanzar a ser mar adentro, o ubicarse sobre la costa o la bahía. Se pueden hallar en las zonas costeras y de baja pendiente, aunque no necesariamente.

Debido a ser una clasificación complicada de realizar por motivos de lejanía con respecto a tierra o a mar, a profundidad marina o elevación terrestre, y al cumplimiento de diversos parámetros legales de cada nación se consideran como offshore-onshore:

- Campos en tierra, localizados en zonas como lagos y lagunas de muy vasta extensión (lago Albert en Uganda) con un tirante de agua entre los 1 y 25 metros.
- Campos ubicados exactamente en la costa.

Capítulo I – Conceptos generales

- Campos ubicados dentro del límite legal nacional para ser considerados onshore, con un tirante de agua entre los 1 y 25 metros.

Ω

Capítulo II – Producción de Petróleo en México

2.1.- Introducción

Desde el inicio de la producción en México en 1904⁶ con 1500 barriles diarios, pasando por el año 1920 en que México se colocó como uno de los productores más importantes de su tiempo, hasta la actualidad, la producción de hidrocarburos en México ha ido incrementándose de manera constante, siendo impulsada por la exploración y estudio del estado geológico del territorio mexicano, en tierra y en aguas territoriales.

Cabe mencionar que desde la expropiación petrolera efectuada el 18 de marzo de 1938 por el expresidente Lázaro Cárdenas, la exploración, producción y refinamiento de hidrocarburos en México quedó en manos de Petróleos Mexicanos, fundado oficialmente el 20 de julio de 1938.

En el presente capítulo se hace un breve resumen de cómo está dividida la república mexicana en tema de exploración y extracción de hidrocarburos, mediante las provincias geológicas y petroleras. Además se hace una pequeña semblanza del historial de la producción con fines de generar una idea general del estado actual de la producción.

2.2.- Geología de México

Los programas exploratorios que se han realizado en el país, se planifican con base en estudios geológicos y geofísicos de la República Mexicana, llegando a trazar un mapa con las principales características morfológicas de las regiones. Con ayuda de herramientas cada vez más exactas al momento de caracterizar el sistema de roca, se hizo necesario el fijar límites y nombrarlos para poder identificarlos fácilmente entre sí. La renovación de los conceptos han reclasificado varias veces los escenarios paleo geográficos y tectónicos, pero han apoyado

⁶ Impulsado por el ex Presidente Porfirio Díaz con la expedición de la Ley del Petróleo.

Capítulo II – Producción de petróleo en México

para poder definir zonas geológicas con características que las hacen más sencillas de entender.

En total, se tienen registradas 48 provincias geológicas, de las cuales 43 se encuentran dentro de tierra firme, 8 se ubican en territorio marino y 17 se localizan en zonas mixtas.

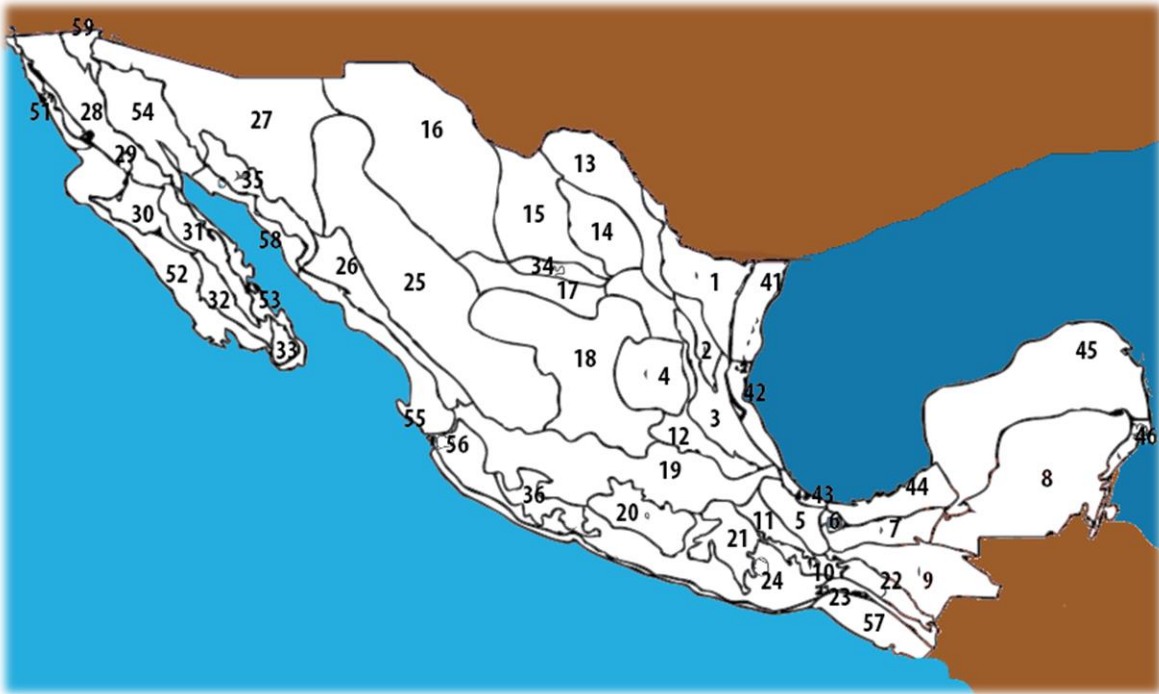


Figura 11. Mapa de Provincias de México (PEMEX)

2.2.1.- Sistemas Petroleros de México

Un sistema Petrolero es la extensión areal en la que la roca generadora, la red de distribución original de fluidos y los descubrimientos de yacimientos de hidrocarburos están íntimamente relacionados por su génesis. La República Mexicana se puede dividir en 16 sistemas petroleros, en donde se tienen agrupados en 8 sistemas conocidos, 7 hipotéticos y 1 especulativo.

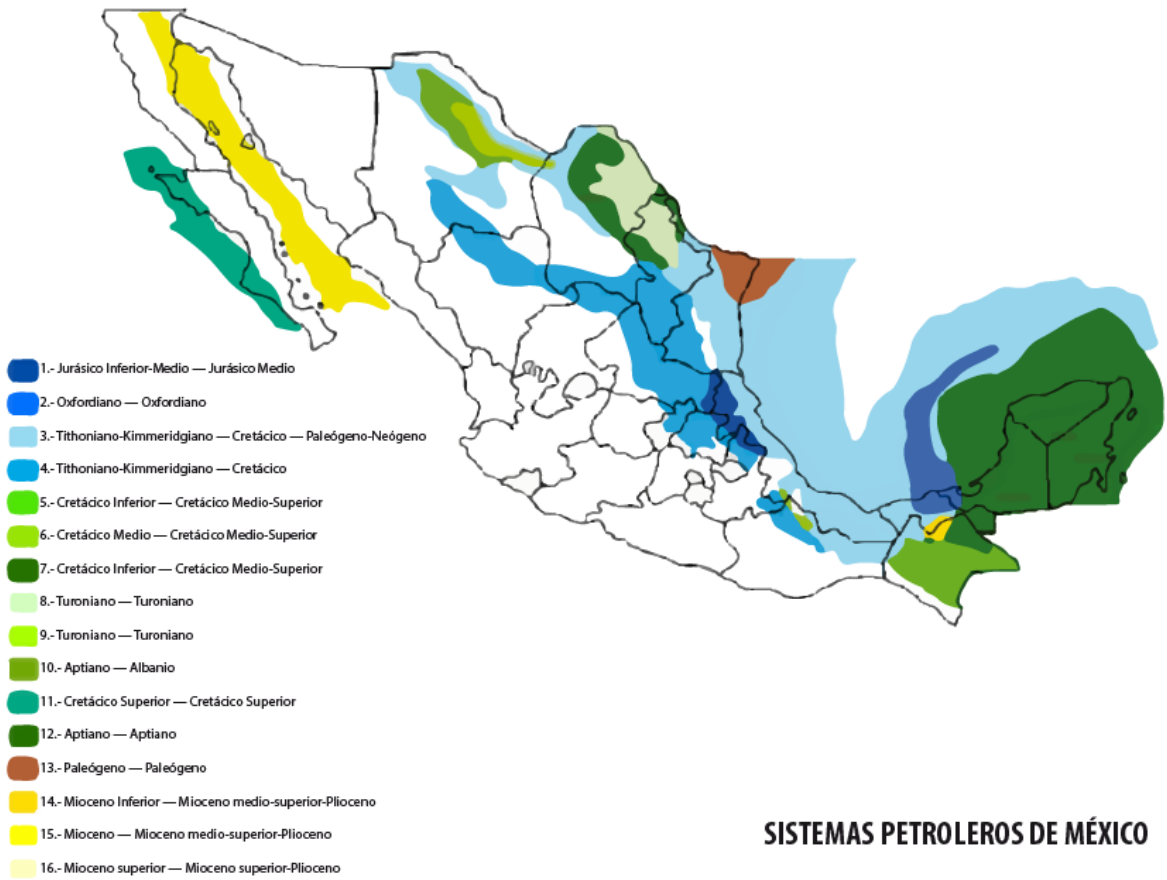


Figura 12. Ubicación de los Sistemas Petroleros en México (PEMEX)

TIPOS DE SISTEMAS PETROLEROS

1	Jurásico Inferior-Medio — Jurásico Medio	Conocido
2	Oxfordiano — Oxfordiano	Conocido
3	Tithoniano-Kimmeridgiano — Cretácico — Paleógeno-Neógeno	Conocido
4	Tithoniano-Kimmeridgiano — Cretácico	Hipotético
5	Cretácico Inferior — Cretácico Medio-Superior	Hipotético
6	Cretácico Medio — Cretácico Medio-Superior	Conocido
7	Cretácico Inferior — Cretácico Medio-Superior	Especulativo
8	Turoniano — Turoniano	Conocido
9	Turoniano — Turoniano	Hipotético
10	Aptiano — Albanio	Hipotético
11	Cretácico Superior — Cretácico Superior	Hipotético
12	Aptiano — Aptiano	Hipotético
13	Paleógeno — Paleógeno	Conocido
14	Mioceno Inferior — Mioceno medio-superior-Plioceno	Conocido
15	Mioceno — Mioceno medio-superior-Plioceno	Hipotético
16	Mioceno superior — Mioceno superior-Plioceno	Conocido

Tabla 3. Sistemas Petroleros en México (PEMEX)

Sistemas Petroleros Conocidos

Un sistema petrolero Conocido se define como aquel sistema que exhibe una correlación en las rocas generadoras y almacenadoras, ya sea con aceite o gas.

1.-Jurásico Inferior-Medio - Jurásico Medio. Su roca generadora se representa principalmente por lutitas carbonosas generadas en un ambiente transicional marino-lacustre. Dichas rocas son productoras de aceite ligero y gas. Las rocas almacenadoras son litarenitas feldespáticas de grano fino, así como algunas calizas oolíticas. El sello entre las formaciones son lutitas, y las trampas son de tipo combinado, provenientes del rift del Triásico-Jurásico temprano.

2.-Oxfordiano – Oxfordiano. La roca generadora predominante es lutita calcárea, productora de aceite ligero y pesado. La roca almacenadora son arenas provenientes de ambientes sedimentarios eólicos y costeros. El sello está conformado por anhidritas, y las trampas son de tipo estructural con cierres de falla.

3.-Tithoniano - Kimmeridgiano - Cretácico - Paleógeno – Neógeno. Las rocas generadoras de dicha región son desde lutitas hasta calizas arcillosas, pudiendo generar según su localización original desde aceites pesados hasta yacimientos de gas seco. Las rocas que

almacenan los fluidos son carbonatos del mesozoico y siliclastos del cenozoico. Existen diversos tipos de sello, predominando tres: calizas arcillosas, lutitas y evaporitas superpuestas sobre el yacimiento. No se tiene un específico tipo de trampa, sin embargo en su mayoría son de tipo estructural.

4.-Cretácico Medio - Cretácico Medio-Superior. Las rocas que tienen alto potencial para generar hidrocarburos son anhidritas y dolomías, depositadas en un ambiente carbonatado de aguas someras. Las rocas almacenadoras de dicho sistema son calizas y dolomías de plataforma y talud. Los sellos son calizas arcillosas y lutitas de aguas profundas. Las trampas son de tipo estructural.

5.-Turoniano – Turoniano. La roca generadora es un conjunto de calizas arcillosas y lutitas. Existen yacimientos de aceite y gas. Los hidrocarburos se encuentran almacenados en rocas carbonatadas fracturadas y areniscas en las facies transicionales. Los sellos son arcillas preferencialmente estratificadas en ambientes deltaicos. Las trampas son de tipo estructural y se encuentran fuertemente fracturadas.

6.-Paleógeno – Paleógeno. Las rocas generadoras de éste sistema son grandes estratos de lutitas depositadas en ambiente de plataforma y talud. En éste sistema los hidrocarburos generados son principalmente gas y condensado. Los hidrocarburos se encuentran en areniscas de grano fino y hasta medio, depositadas en ambientes transicionales, de delta y de barra. Los sellos son principalmente por fallas regionales.

7.-Mioceno Inferior - Mioceno medio-superior – Plioceno. Las rocas generadoras son lutitas carbonosas, productoras de gas seco y condensado principalmente. Dichos hidrocarburos se encuentran dentro de calizas de plataforma y areniscas producto de ambientes transicionales. Los sellos son lutitas intercaladas entre las rocas almacenadoras, así como fallas y pliegues en toda la región.

8.-Mioceno superior - Mioceno superior – Plioceno. Las rocas generadoras se constituyen por lutitas. La roca almacenadora es producto de abanicos aluviales y de piso de cuenca, principalmente areniscas de grano grueso. Los sellos son lutitas asociadas a las mismas facies de piso de cuenca. Las trampas son de tipo estructural.

Sistemas Petroleros Hipotéticos

No se puede tener una correlación directa entre los hidrocarburos y la roca generados y sólo puede relacionarse mediante pruebas geoquímicas.

9.-Tithoniano - Kimmeridgiano – Cretácico. Se cree que el sistema pueda ser generador de gas seco. Las rocas almacenadoras probablemente son carbonatos. Los sellos son preferentemente debido a cambio de facies. Las trampas son de tipo estructural y por fallas de cierre.

10.-Cretácico Inferior - Cretácico Medio-Superior. La roca generadora son pequeñas cantidades de dolomías y anhidritas que, debido a cambios de facie de ambientes marinos de plataforma y su probable origen de la materia orgánica, pueden ser productoras de aceite y gas. Las rocas almacenadoras de hidrocarburos son carbonatos de ambiente de plataforma y secciones arrecifales procedentes de ambientes evaporíticos. Los sellos están constituidos por lutitas y anhidritas. Las trampas son generadas debido a una gran cantidad de pliegues.

11.-Turoniano – Turoniano. La roca generadora son posiblemente lutitas. La roca almacén son procedentes de ambientes deltaicos, en su gran mayoría arenas. Las trampas son de tipo estructural y anticlinales en conjunto con fallas inversas.

12.-Aptiano – Albanio. Las rocas generadoras de éste sistema son probablemente lutitas principalmente. Se cree que puedan ser productoras de gas seco. Las rocas almacenadoras son posiblemente carbonatos de ambiente de plataforma y talud continental. Los sellos son lutitas depositadas posteriormente, y las trampas son de tipo estructural, por anticlinales y fallas asociadas a los mismos.

13.-Cretácico Superior - Cretácico Superior. Las rocas generadoras son procedentes de ambiente batial, lutitas carbonosas. Los hidrocarburos posiblemente se encuentren almacenados en rocas siliclásticas, entrampadas con sellos de lutitas. Las trampas son preferencialmente estratigráficas, con acumulaciones de arenas y basamento.

14.-Aptiano – Aptiano. Las rocas generadoras son lutitas y calizas arcillosas, probablemente. Los hidrocarburos entonces se hallarían en rocas almacén de tipo de calizas de plataforma. Los sellos son rocas arcillosas entre formaciones. Las trampas son de tipo estructural, fracturadas intensamente en las crestas.

15.-Mioceno - Mioceno medio-superior – Plioceno. Las rocas generadoras son probablemente en su mayoría lutitas de ambiente somero, con intercalaciones de ambientes más profundos, aportando gran cantidad de materia orgánica. La roca almacén en su mayoría se piensa son arenas, mientras que los sellos corresponderían a las mismas lutitas. Las trampas son de tipo combinadas, entre estratigráficas y estructurales.

Sistemas Petroleros Especulativos

A diferencia de los otros dos tipos de sistemas petroleros, éste sistema no tiene una correlación entre los hidrocarburos y la roca generadora, y que no puede ser relacionado mediante exámenes geoquímicos, sin embargo se puede suponer por indicios de pruebas geológicas o geofísicas.

16.-Cretácico Inferior - Cretácico Medio-Superior. Se cree que las rocas generadoras son una serie de rocas evaporíticas y carbonatos, pudiendo generar hasta aceites ligeros. Las rocas

almacenadoras probablemente son calizas y dolomías provenientes de ambiente de plataforma. Los sellos efectivos resultan probablemente debido a trampas estructurales, de rocas evaporíticas, entre calizas y dolomías. Existe baja deformación subterránea, y por tanto las trampas son débiles pliegues generados por baja actividad tectónica.

2.3.- Provincias Petroleras de México

Una provincia petrolera es aquella región Es un área donde ocurren cantidades comerciales de petróleo o en la que se ha identificado condiciones favorables para la acumulación de hidrocarburos⁷. Actualmente México cuenta con 12 provincias petroleras, divididas en provincias productoras principalmente de aceite y provincias productoras de gas.

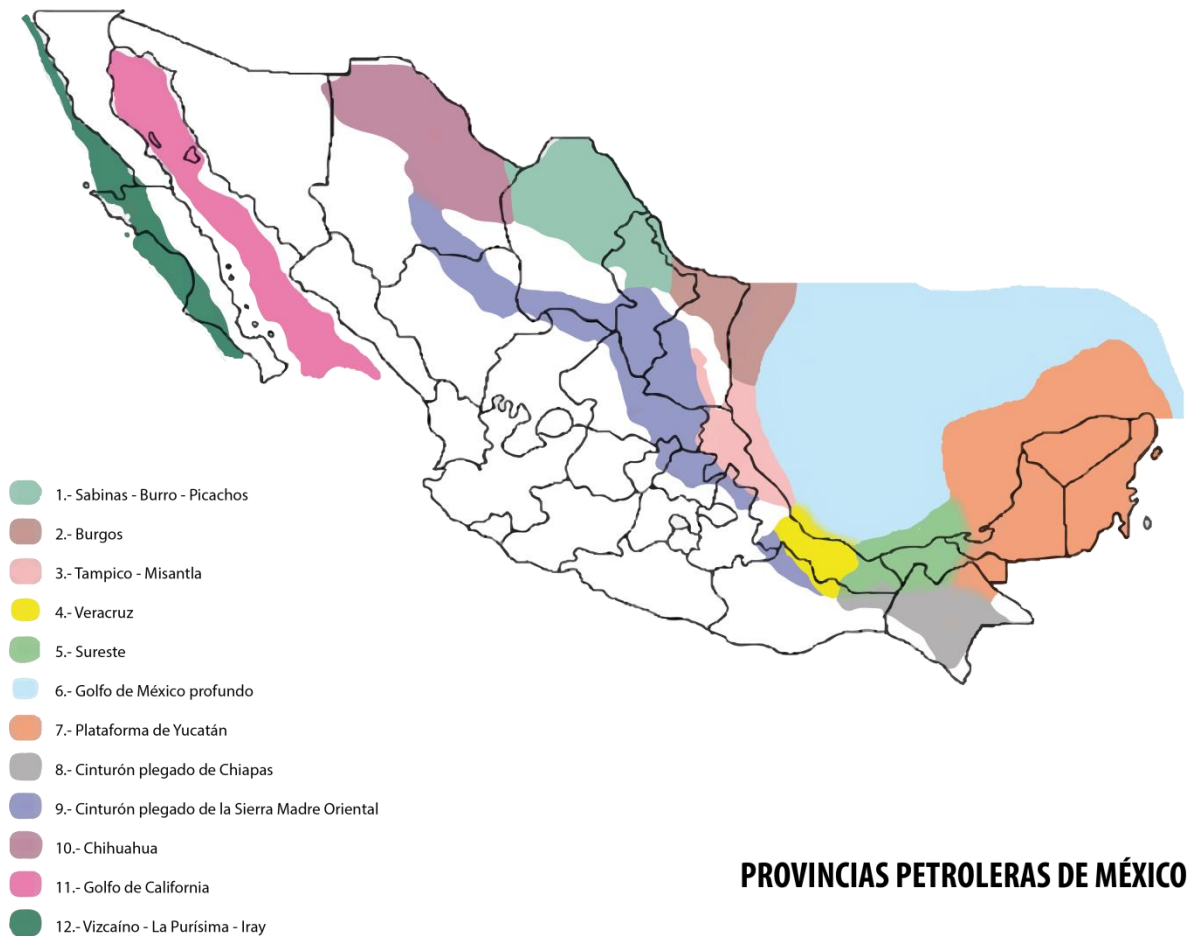


Figura 13. Provincias Petroleras mexicanas (PEMEX)

⁷ Provincias Petroleras de México. PEMEX, 2013.

Capítulo II – Producción de petróleo en México

NOMBRE	CONTINENTAL	MARINA	MIXTA
1 Sabinas - Burro - Picachos	●		
2 Burgos			●
3 Tampico - Misantla			●
4 Veracruz			●
5 Sureste			●
6 Golfo de México profundo		●	
7 Plataforma de Yucatán			●
8 Cinturón plegado de Chiapas	●		
9 Cinturón plegado de la Sierra Madre Oriental	●		
10 Chihuahua	●		
11 Golfo de California		●	
12 Vizcaíno - La Purísima - Iray	●		

Tabla 4. Provincias Petroleras mexicanas (PEMEX)

Las provincias productoras y/o con reservas actualmente son las provincias de Sabinas-Burro-Picachos, Burgos, Tampico-Misantla, Veracruz, Sureste, y Golfo de México Profundo; las provincias que tienen un potencial medio-bajo de producción son la Plataforma de Yucatán, el Cinturón Plegado de Chiapas, Cinturón Plegado de la Sierra Madre Oriental, Chihuahua, Golfo de California y Vizcaíno-La Purísima-Iray.

Cabe mencionar que una provincia petrolera difiere de una cuenca sedimentaria, por el hecho en que una cuenca es el espacio físico en que existe una depresión rellena de rocas sedimentarias, mientras que una provincia es el área donde se han identificado o se estiman condiciones favorables para la acumulación y/o existencia de hidrocarburos.

Provincia Petrolera Sabinas-Burro-Picachos.

Es productora principalmente de gas seco no asociado. Los hidrocarburos se encuentran en rocas del Jurásico Superior y Cretácico. Sus campos más importantes son Monclova-Buena Suerte, Pirineo, Merced, Forastero, Lampazos y Minero.

Provincia Petrolera Burgos

Es la principal productora de gas no asociado en el país. Su morfología geológica es de tipo anticlinal en rocas del Paleógeno. Sus campos más importantes son Monterrey, Reynosa, Cuitláhuac, Arcabuz, Culebra entre otros.

Provincia Petrolera Tampico-Misantla

Es productora principalmente de aceite. Los hidrocarburos se localizan en calizas y areniscas del Jurásico Medio, calizas del Jurásico Superior Kimmeridgiano, y taludes del Cretácico Medio. Sus campos más importantes son Poza Rica, Arenque, Tamaulipas-Constituciones y Chicontepec

Capítulo II – Producción de petróleo en México

Provincia Petrolera Veracruz

La provincia es productora principalmente de gas y aceite. La roca almacenadora de hidrocarburos son esencialmente rocas de sílice del Eoceno y Mioceno. Los campos más representativos son Playuela, Lizamba, Vistoso, Apertura, Arquimia, Papán entre otros.

Provincia Petrolera Sureste

Es la provincia petrolera de aceite más importante del país. Los hidrocarburos se encuentran en rocas carbonatadas del Cretácico, carbonatos y areniscas del Jurásico Superior, y unos pocos en alternancias clásticas del Terciario. Los campos más importantes son Cantarell, Ku-Maloob-Zaap, A.J. Bermúdez, y Jujo-Tecoaminacán. Alcanzó su máximo de producción con más de 4 millones de barriles de petróleo crudo equivalente diario en el 2004. Por su enorme potencial se ha dividido en 5 sub provincias: Salina del Istmo, Reforma-Comalcalco, Macuspana, Litoral de Tabasco y Sonda de Campeche.

Provincia Petrolera Golfo de México Profundo

Es la provincia que está actualmente en la mira de estudios geológicos y para realización de análisis de evaluación de potencial petrolero. Los hidrocarburos existentes se encuentran en rocas carbonatadas del Cretácico así como arenas del Neógeno. Las acumulaciones de los hidrocarburos se han identificado mediante la perforación de los pozos Trión-1, Supremus-1 y Maximino-1, mientras que la presencia de gas se ha producido con los campos Noxal, Lakach, Lalail y Kunah.

Provincia Petrolera Cinturón Plegado de Chiapas

Es una provincia con producción de aceite y condensados, con yacimientos de hidrocarburos en rocas carbonatadas y dolomías del Cretácico entrampadas por eventos tectónicos.

Provincia Petrolera Plataforma de Yucatán

Se encuentra sobre la plataforma continental de Yucatán, y alcanza hasta países como Guatemala y Belice. Sin embargo sólo se tiene producción de hidrocarburos en dichos países.

Provincia Petrolera Cinturón Plegado de la Sierra Madre Oriental

Se trata de un agrupamiento de pliegues y fallas que abarcan gran región del país. No se tienen registrados descubrimientos de hidrocarburos y se considera una provincia de potencial medio-bajo.

Provincia Petrolera Chihuahua

Debido a alta madurez de la roca generadora y falta de sincronía en los eventos, el sistema petrolero tiene alto riesgo y es complicado asegurar presencia de hidrocarburos. Actualmente no se tienen descubrimientos de hidrocarburos.

Provincia Petrolera Golfo de California

Cuenta con un único pozo productor de gas seco, localizado en arenas del Mioceno-Plioceno. Se considera una provincia con potencial medio-bajo.

Provincia Petrolera Vizcaíno-La Purísima-Iray

Aun cuando no se tienen registrados descubrimientos de hidrocarburos, mediante análisis se registra que la roca almacenadora es de edad del Cretácico Superior debido a la Formación Valle. Se considera una provincia con potencial medio-bajo.

2.4.- Regiones petroleras

Hasta ahora, México se había dividido en 4 Regiones para facilitar la administración de todos los yacimientos por regiones, activos y campos. Dicha organización es la siguiente: Región Marina Noreste, Región Marina Suroeste, Región Sur y Región Norte. México cuenta con 1358 yacimientos y con 757 campos.

Es muy importante mencionar que al día 01 de Enero de 2015 se mantuvo esta organización del país, sin embargo con motivo de cambios en la estructura energética en México, es muy posible que el arreglo divisorio se modifique.

Región Marina Noreste

Se localiza en la porción Sureste del país sobre la plataforma y el talud continental en el Golfo de México. Tiene una extensión aproximada de 166,000 km², y se encuentra en la costa de los estados de Campeche, Yucatán y Quintana Roo.

Los primeros estudios de exploración se realizaron en 1949 en los estados de Tabasco y Veracruz. En el período de 1969 a 1970 se hizo un análisis sísmico en el área en donde dichos estudios de magnetometría y gravimetría confirmaron la presencia de hidrocarburos en la cuenca sedimentaria de la cuenca de Campeche. Uno de los primeros pozos productores de la región, fueron los del complejo Cantarell, a 70 km de la costa de Campeche. Los pozos demostraron tener un alto potencial petrolero en la región, dando lugar a una serie de subsecuentes proyectos exploratorios.

Las estructuras más sorprendentes capaces de contener hidrocarburos, fueron halladas en el complejo Cantarell. El pozo exploratorio Chac-1 confirmó la presencia de hidrocarburos en la bahía de Campeche y produjo aceite y gas de dolomías clásticas (brechas) de la era del Paleoceno inferior y el Cretácico superior. Para 1981, se habían perforado 40 pozos productores, alcanzando una producción de 1.2 millones de barriles de aceite por día. El gran potencial del complejo Cantarell era evidente en algunos pozos que lograron una producción de más de 50,000 barriles diarios.

En las siguientes operaciones exploratorias, se corroboró la presencia de hidrocarburos en sedimentos de la era Oxfordiana de la región. El pozo exploratorio Ek-101 se perforó con un resultado positivo de 1,288 barriles diarios de aceite con una densidad de 28° API.

Capítulo II – Producción de petróleo en México

La Región Marina Noreste se ha dividido en 3 Unidades Comerciales de Producción, las cuales son: Cantarell, Ek-Balam y Ku-Maloob-Zaap, y administran 45 yacimientos, que se encuentran distribuidos en 28 campos petroleros.

CANTARELL	EK-BALAM	KU-MALOOB-ZAAP
Akal	Ek	Ku
Chac	Balam	Maloob
Nohoch	Bacab	Zaap
Kutz	Ixtoc	Zahil-Ha
Takín	Lum	

Tabla 5. Campos más importantes en los activos de producción de la RMNE (PEMEX, 1999)

Región Marina Suroeste

Se localiza en la región Sureste del país, en la plataforma y arrecife del Golfo de México. Cubre un área aproximada de 352,390 km², y está en colindancia con los estados de Veracruz, Tabasco, una porción de Campeche, y Quintana Roo, rodeando a la Región Marina Noreste.

Los estudios exploratorios iniciaron en 1949 bajo la supervisión de PEMEX en las costas de Coatzacoalcos, Veracruz. Fue hasta 1959 cuando el campo Santa Ana fue descubierto como productor. Sin embargo se considera apropiado mencionar el inicio de la historia de producción de la región sino hasta 1971, cuando el pozo Marbella-1 fue terminado. En 1979 se encontraron yacimientos de aceite ligero en el pozo Abkatún-1A, con una densidad API de 28° en una profundidad de 3600 metros. La producción inició oficialmente en Julio de 1980 con la perforación del pozo Abkatún-1B.

La región contiene constituyentes del Golfo de México, conformados por la plataforma de Yucatán, la cuenca Terciaria del Sureste, la cuenca de Veracruz y la Sierra de Chiapas. La estratigrafía de la Región Marina Sureste consta de sedimentos terrígenos y carbonatos. Los sedimentos terrígenos se encuentran principalmente en el Terciario, y los carbonatos en el Mesozoico. Los mejores yacimientos se encuentran en el cinturón oolítico Kimmeridgiano, aquellos que están en rocas calizas, y aquellos en brechas distales del Cretácico Superior.

Capítulo II – Producción de petróleo en México

ABKATÚN	POL-CHUC	LITORAL DE TABASCO
Abkatún	Batab	Alux
Caan	Ché	Ayín
Ixtal	Chuc	Bolontikú
Kanaab	Kay	Citam
Manik	Pol	Hayabil
Taratunich	Toloc	Kab
		Kax
		Kix
		Makech
		May
		Misión
		Och
		Sinán
		Uech
		Yaxché
		Yum

Tabla 6. Campos en los activos de producción de la RMSO (PEMEX, 1999)

Región Norte

Es la zona con mayor extensión territorial, con más de 2 millones de km². Colinda al norte con los Estados Unidos de América, al este con el golfo de México, al oeste con el océano Pacífico y está limitada en el sur por el río Papaloapan. Cubre parcialmente los estados de Guerrero, Oaxaca y Veracruz.

La historia de la región Norte comenzó hacia 1881, cuando comenzaron los estudios de exploración de las tierras. La producción comenzó en 1901, con la perforación de pozo Doheny-1, a una profundidad de 433 metros, con una producción diaria de 50 barriles. Sin embargo, para 1916, se descubrió uno de los yacimientos más importantes del mundo, puesto a producción por el pozo Cerro Azul-4, la cual en tan sólo 5 años ya llevaba una producción acumulada de 57 millones de barriles (actualmente produce alrededor de 15 barriles diarios). Cerro Azul-4, Cansino-7 y Potrero del Llano-4 han sido de los pozos productores más importantes de la región y de la industria petrolera mexicana y mundial.

Capítulo II – Producción de petróleo en México

En el año de 1950 se realizó una gran cantidad de actividades exploratorias en la región, que resultó el descubrimiento de la Faja de Oro; para el año de 1970 se realizaron muchos descubrimientos más, dando origen al Paleocanal de Chicontepec, y poco después, a la región de Burgos, la cual es productora de gas.

La región se ha dividido en unidades comerciales, cuatro de producción y cuatro de exploración. Las unidades de producción de hidrocarburos son Burgos, Altamira, Poza Rica y Veracruz, mientras que las unidades de exploración son Reynosa, Tampico, Papaloapan y Misantla-Golfo de México.

Región Sur

Localizada en el sureste de México, ocupa todo el territorio restante de la región Norte, sin incluir yacimientos en el mar. Aproximadamente ocupa un área de 400,000 km². Las actividades exploratorias iniciaron desde 1863, con el descubrimiento de un pozo de aceite a 27.4 metros, pero no fue sino hasta 1911 que se empezó a buscar los yacimientos petroleros en la región, logrando una producción en los estados de Veracruz y Tabasco.

Uno de los yacimientos más importantes fue La Venta, el cual tuvo una producción inicial de 125 barriles diarios, con una densidad API de 36°, siendo el mejor aceite del país. Ya para 1973 con el desarrollo de los campos Cactus, Sitio Grande, Níspero y Samaria entre otros, la producción de gas y aceite había incrementado enormemente.

La región se divide en siete unidades comerciales, principalmente abarcando el estado de Tabasco, parte de Veracruz y parte Chiapas. Dichas unidades son:

- Cinco Presidentes.
- Bellota-Chinchorro.
- Luna-Palapa
- Samaria-Sitio Grande.
- Jujo-Tecominoacán.
- Muspac
- Chilapilla-José Colomo.

Además, la región Sur tiene tres unidades comerciales exploratorias, las cuales son Salina del Istmo, Reforma-Comalcalco y unidad de Macuspana.

2.5.- Historia de Producción

La historia de la producción en México inicia realmente en el año de 1904, con la perforación del primer pozo comercial de México, La Pez No.1, con una producción diaria de 1500 barriles a 500 metros de profundidad. Después de éste primer pozo, comenzó con gran carácter la

Capítulo II – Producción de petróleo en México

búsqueda de hidrocarburos. En 1908 con el pozo Dos Bocas en San Diego de la Mar, Veracruz, se demostró el gigantesco potencial petrolero del país, ya que brotó con una fuerza de 100 mil barriles diarios; cabe mencionar que dicho año se comienza la organización de la Compañía Mexicana de Petróleo “El Águila”.

Para el año de 1910 las compañías “El Águila” y “La Huasteca” eran las empresas líderes de la industria petrolera, con presencia en los estados de Tamaulipas, Veracruz y San Luis Potosí. Con el incremento notable de la producción se comienza la exportación de crudo a Estados Unidos, Europa y América Latina; para 1911 la producción se había triplicado, llegando a los 12.6 millones de barriles diarios (Navarro, 1999).

El pozo Cerro Azul no.4 fue uno de los pozos con producción más espectacular, localizado en Veracruz, produciendo 260,000 barriles diarios para 1916. Debido a la sobreexplotación de los mantos y la falta de inversión, la producción tuvo una caída de 193.4 a 182.3 millones de barriles anuales. Dicho descenso continuaría, hasta llegar a un mínimo de la producción de 31 millones de barriles en 1933.

En 1934 nace Petróleos de México A.C., la cual se encargó de fomentar la inversión nacional en la industria petrolera, y en 1937 tras una serie de desacuerdos entre los obreros y los empresarios, estalla una huelga que detiene el suministro de gasolina durante 12 días en todo el país, provocando un caos a nivel nacional. Entonces el presidente Lázaro Cárdenas en 1938 decreta la expropiación del petróleo a favor de la Nación, y el 7 de junio se crea Petróleos Mexicanos como organismo encargado de todas las operaciones de exploración y explotación del país.

Tras 15 años de los eventos ocurridos por el presidente Lázaro Cárdenas, se registra una producción de 72.42 millones de barriles anuales. Desde ése momento inicia un progresivo y lento aumento en la producción de hidrocarburos de forma anual; para el año de 1960 se registra una producción anual de 99.05 millones de barriles, y las reservas totales ascienden a 4.35 mil millones de barriles. Para 1966 Petróleos Mexicanos deja de exportar crudo por primera vez en la historia, además que la producción interna del país no permitía satisfacer completamente la demanda de combustibles; la producción anual alcanza los 121.15 MB.

En 1971 se descubre el mega-yacimiento Cantarell, en la Sonda de Campeche. El pozo Chac 1 sería el pionero en la explotación de uno de los yacimientos marinos más productores del mundo. Para 1972 la producción había aumentado drásticamente de 164.9 MB por año en 1971 a 209.8 MB por año, reanudando el volumen de extracción alcanzado en 1921, un poco más de medio siglo después. Desde éste año, la producción tuvo un incremento exponencial gracias a la perforación de diversos pozos en el yacimiento de Cantarell.

En 1979 se descubre el segundo mega-yacimiento más grande del país, Maloob. La producción aumentó de manera increíble a 533.32 MB anuales. Para 1990 las reservas totales de petróleo ascienden a 66.45 miles de millones de barriles, mientras que la producción ha alcanzado los

Capítulo II – Producción de petróleo en México

930.02 MMB por año. En el año 2004 se fija un nuevo récord de producción, llegando a los 1,235 millones de barriles anuales, mientras que las reservas alcanzan 46.9 MMB. En ese momento comienza un declive de la producción en el país, descendiendo de los casi 3.5 millones de barriles diarios a sólo 2.5 millones de barriles por día.

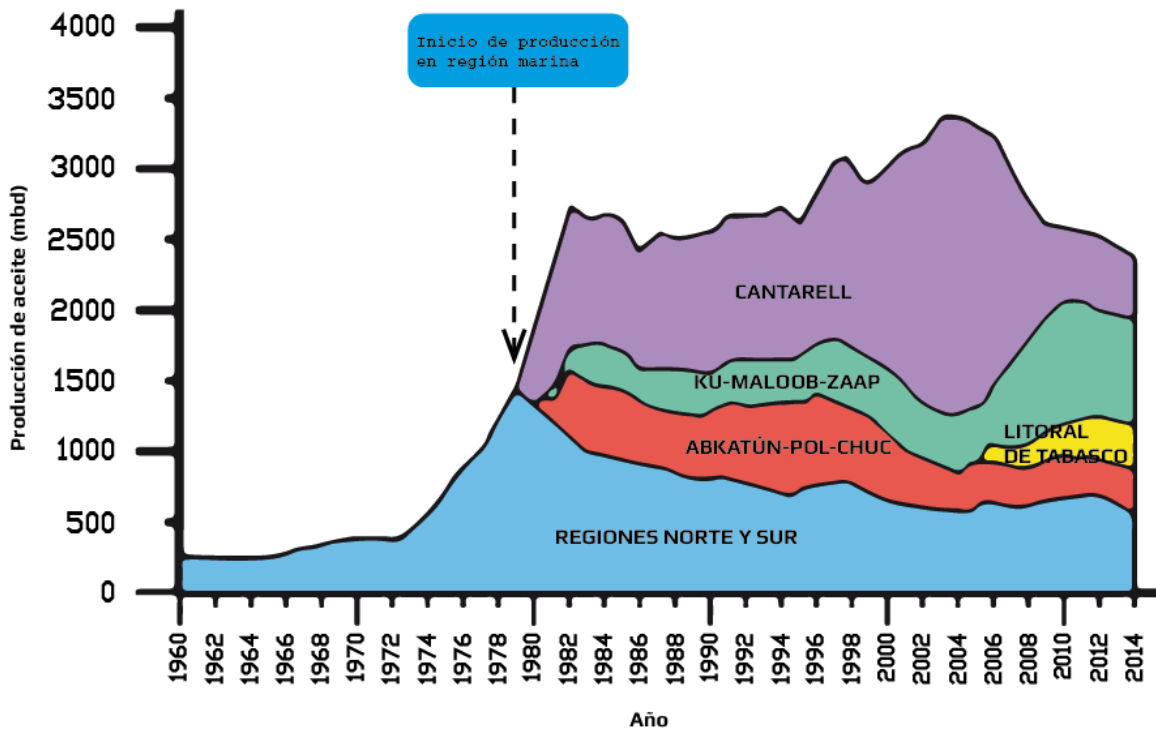


Figura 14. Historia de Producción en México (CNH)

Es importante mencionar que en México el mayor consumidor relativo de combustibles son los automóviles, y que la mayor parte de la producción está destinada a alimentar la maquinaria encargada del transporte.

COMBUSTIBLE	CONSUMO
Gas Licuado L.P.	5,676,713.00
Gasolina	18,800,419
Turbosina	1,729,347.00
Kerosina	1,191,155.00
Diésel	11,688,963.00

Tabla 7. Consumo de combustible en México en 1985 (Pangtay, 2015)

2.6.- Reservas

El volumen original 3P de aceite y gas en México total es de 264,885.60 mmb y 284,279.4 mmmpc respectivamente.

Las reservas remanentes probadas de México de petróleo crudo equivalente alcanzan los 13,071.4 mmbpce; las reservas remanentes probables son de 9,966.1 mmbpce y las reservas remanentes posibles son de 14,421.3mmbpce⁸.

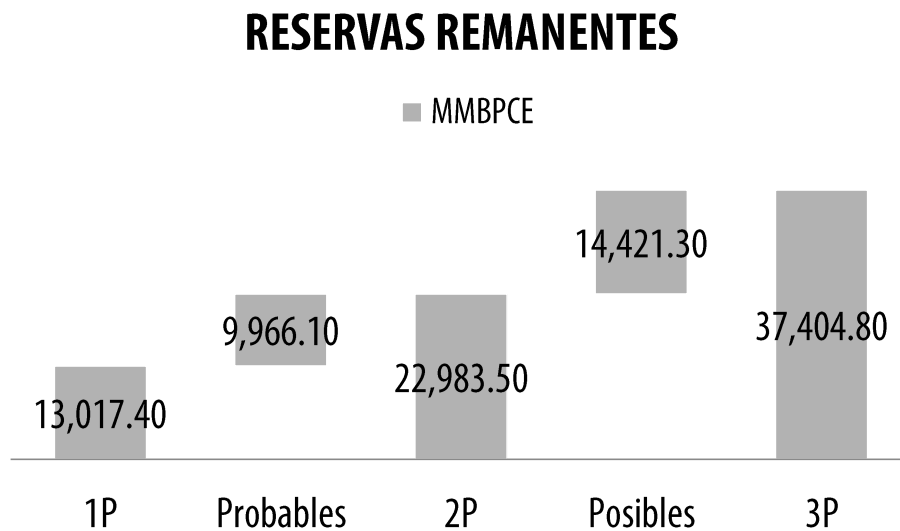


Figura 15. Reservas remanentes de P.C.E. de México, 2015 (CNH)

Las reservas remanentes de aceite y gas en el país para el 2015, son las siguientes:

⁸ Comisión Nacional de Hidrocarburos con datos de Pemex, 2015.

RESERVAS REMANENTES

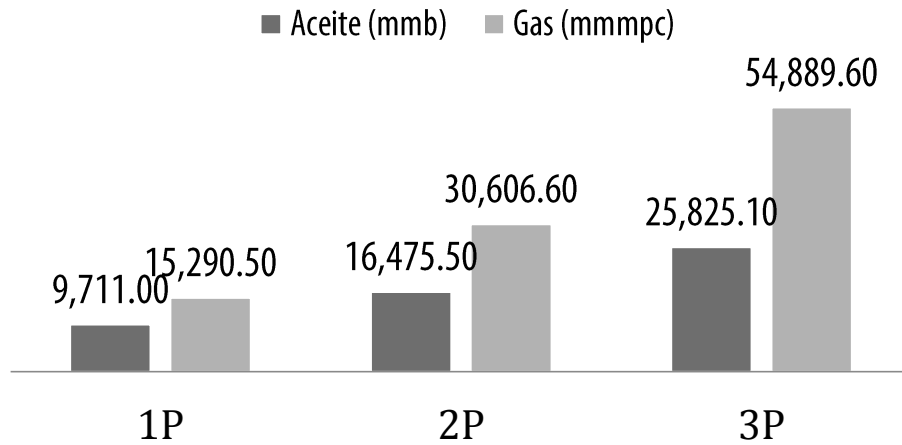


Figura 16. Reservas remanentes de aceite y gas 1P, 2P y 3P de México, 2015 (CNH)

Las reservas 2P de México (reservas probadas y probables), ascienden a 22,983.5 millones de barriles, en donde la mayoría se concentran entre la Región Marina Noreste y la Región Norte.

RESERVAS REMANENTES 2P POR REGIÓN

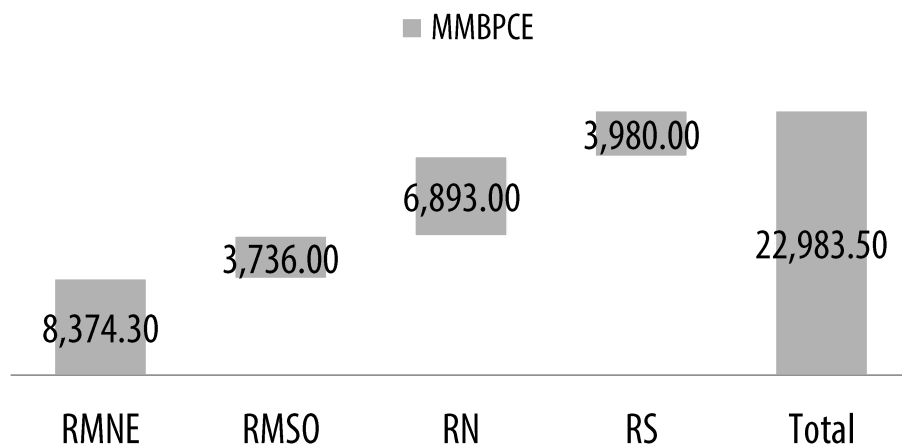


Figura 17. Reservas remanentes de P.C.E. de México por región, 2015 (CNH)

Las reservas remanentes de aceite y gas 2P en el país para el 2015 por región, son las siguientes:

RESERVAS REMANENTES 2P POR REGIÓN

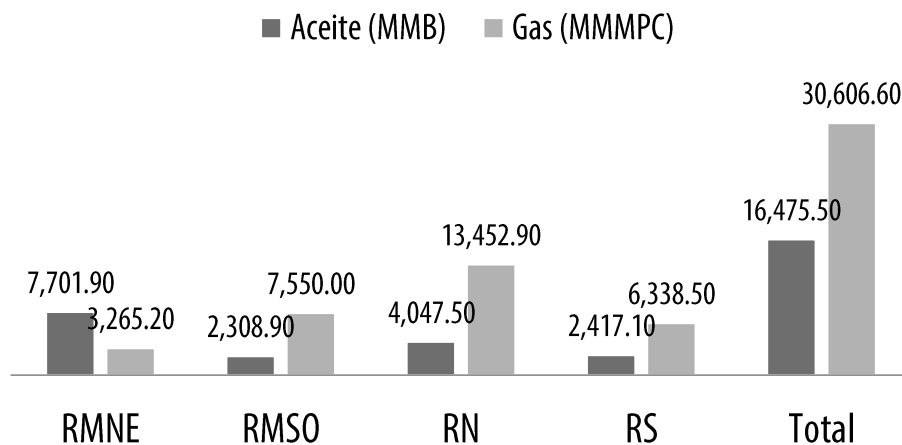


Figura 18. Reservas remanentes de aceite y gas 2P de México por región, 2015 (CNH)

La Relación entre las Reservas 1P y la producción acumulada, sirve para poder estimar el porcentaje en relación al volumen original de la cantidad de hidrocarburo extraíble con los métodos y procedimientos actuales.

En el caso del Aceite las reservas 1P son de 9,711 mmb (19%) y la producción acumulada de 42,434.1 (81 %) del volumen original extraíble sin métodos de producción adicionales.

Relación Producción Acumulada - Reservas Aceite (MMB)

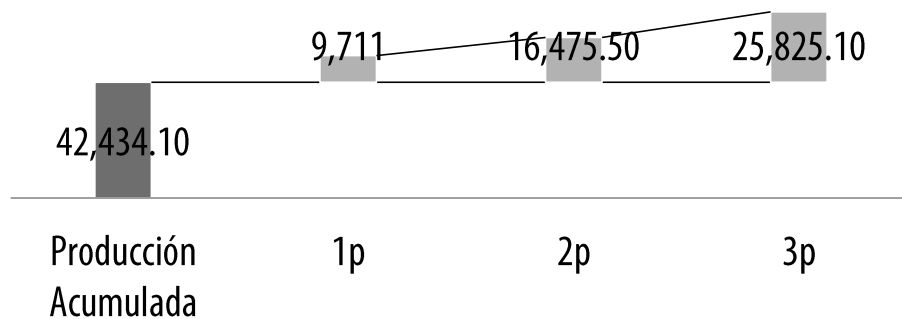


Figura 19. Relación Volumen remanente de aceite en reservas 1P (PEMEX)

En el caso del Gas las reservas 1P son de 15,290.5 mmmpc (17%) y la producción acumulada de 76,301.2 mmmpc (83 %) del volumen original extraíble sin métodos de producción adicionales.

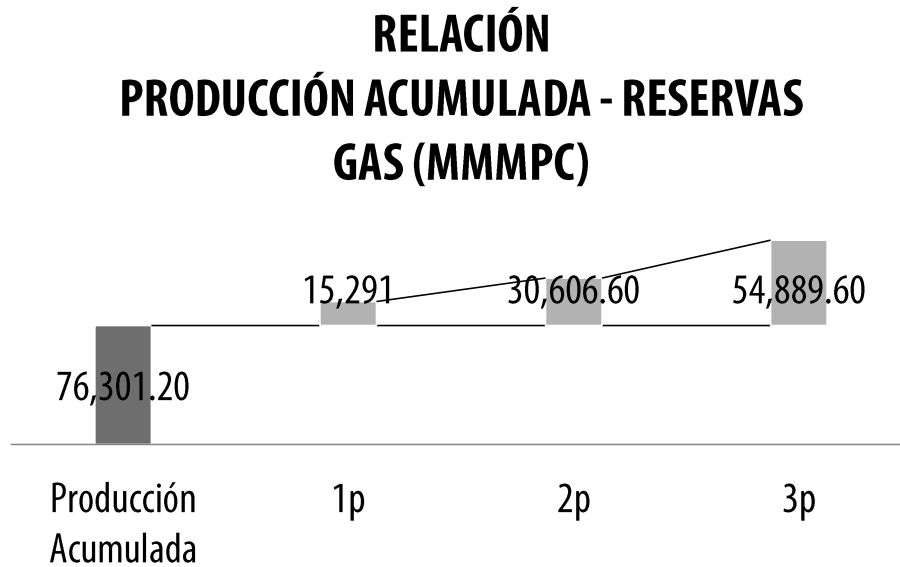


Figura 20. Relación Volumen remanente de aceite en reservas 1P (PEMEX)

La producción anual de aceite y gas en México de los últimos 5 años deja ver una lenta pero progresiva línea de tendencia de decaimiento.

PRODUCCIÓN ANUAL DE HIDROCARBUROS

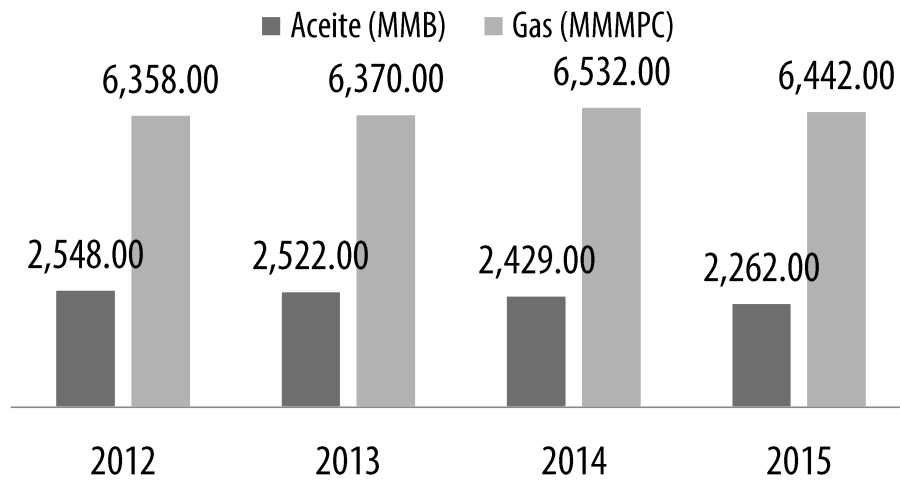


Figura 21. Producción anual en México 2012-2015 (CNH)

Ω

Capítulo III – Producción de Petróleo en el Mundo

3.1.- Introducción

Aun cuando el petróleo se conoce desde mucho tiempo atrás, no fue sino hasta el comienzo de la primera guerra mundial que la búsqueda del petróleo se volvió algo común en el día a día. El consumo de petróleo para satisfacer la demanda de gasolina requerida por los vehículos, empresas y generación de electricidad ha crecido más conforme el pasar de los años. En la década de 1957 hasta el año de 1966 se había ocupado casi la misma cantidad de petróleo que los utilizados desde 100 años antes (desde 1855 hasta 1955).

Actualmente, el petróleo tiene una amplia variedad de usos, entre los cuales los más importantes son la fabricación de la gasolina y el gasóleo como combustibles; los plásticos (productos petroquímicos) y detergentes como productos no combustibles más relevantes; caucho, pinturas y fibras sintéticas (polyester, nylon y acrílicos), así como películas fotográficas (etileno petroquímico), velas (cera) y maquillaje (derivados de petroquímicos), entre muchos otros.

En éste capítulo se busca el revisar la localización de los yacimientos de hidrocarburos más importantes del mundo y las características geológicas del yacimiento, así como la producción acumulada de las potencias mundiales para mostrar el panorama global de la relación producción-consumo, y la situación actual de dichos yacimientos, tanto como los que han sido explotados en parte, como los futuros yacimientos llamados “no convencionales” demostrando así el potencial petrolero de cada región y de los principales países que poseen las reservas más grandes del mundo.

3.2.- Producción y Consumo de los hidrocarburos a nivel mundial

Capítulo III – Producción de petróleo en el mundo

Cuando fue desarrollado el motor basado en el ciclo Otto en 1857 (empleando una mezcla entre carbón y gas como combustible), el mercado buscó aumentar la eficiencia del motor Otto. Durante los siguientes años se popularizó el motor Otto principalmente en grandes industrias. Sin embargo trabajando en poder ampliar su efectividad comenzó a aplicarse en máquinas de tamaño más reducido que pudieran realizar tareas más cotidianas (relativamente). Fue en 1859 cuando Edwin Drake logra descubrir un pequeño yacimiento petrolero y logra explotarlo de manera burda y rudimentaria, lo que inicia la carrera de la explotación de los hidrocarburos. Cuando se empezó a refinar el petróleo, se observó la eficiencia que podía aplicarse al ciclo Otto, la primitiva gasolina se empezó a emplear como fuente principal de alimentación de dicho motor.

Una vez que se comprendió el enorme potencial energético de los hidrocarburos y las gasolinas comenzó una agitada búsqueda por la obtención de dichos fluidos. Cuando finalizaron los combates armamentistas en 1945 de la segunda guerra mundial, con la firma de tratado de paz, se continuó una lucha entre países por obtener la superioridad energética mediante la producción de hidrocarburos.

Para 1960, en una conferencia en Bagdad se realiza una reunión entre los países con mayor producción petrolera al momento, llamado la OPEP (Países Exportadores de Petróleo) en donde participaban inicialmente Irán, Iraq, Kuwait, Arabia Saudita y Venezuela, siendo el mayor productor y exportador de petróleo exceptuando a Estados Unidos.

En 1968 se descubren yacimientos petrolíferos en *North Slope*, Alaska, específicamente en *Prudhoe Bay*, con reservas 3P aproximadamente de 10 mil millones de barriles. Un año después, se realizan descubrimientos de petróleo en el Mar del Norte, Noruega, en el yacimiento Ekofisk, con grandes volúmenes comerciales. Por problemas económicos en la venta de petróleo, Estados Unidos sufre una disminución en su producción, así como los países de la OPEP, y el precio del petróleo asciende de 3 dólares a más de 12 dólares por barril.

Una revolución en Iraq produce una crisis en la que ocurre una nueva alza en los precios de los hidrocarburos, ésta vez de 13 a 34 dólares por barril en tan sólo 2 años, para finalizar en 35 dólares por barril aproximadamente en 1981. Después de tener éstos precios en el petróleo, ocurre una caída en el costo, por lo que aumenta el consumo de petróleo. Y en 1990 el petróleo crudo de referencia Brent, marca un precio récord de 42 dólares por barril. Progresivamente el precio habría alcanzado los 150 dólares por barril en los siguientes 20 años hasta llegar a una estabilización momentánea.

Capítulo III – Producción de petróleo en el mundo



Figura 22. Producción diaria promedio por país en bpc (1960)
(Media, 2015)

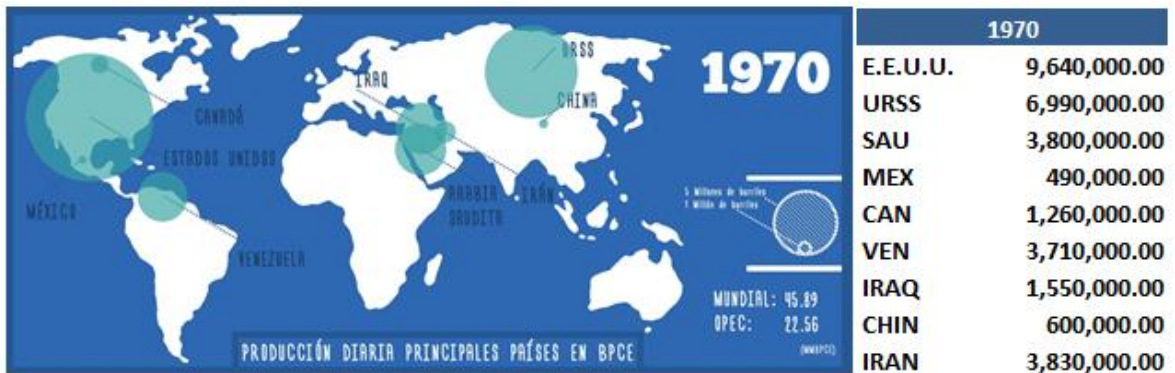


Figura 23. Producción diaria promedio por país en bpc (1970)
(Media, 2015)

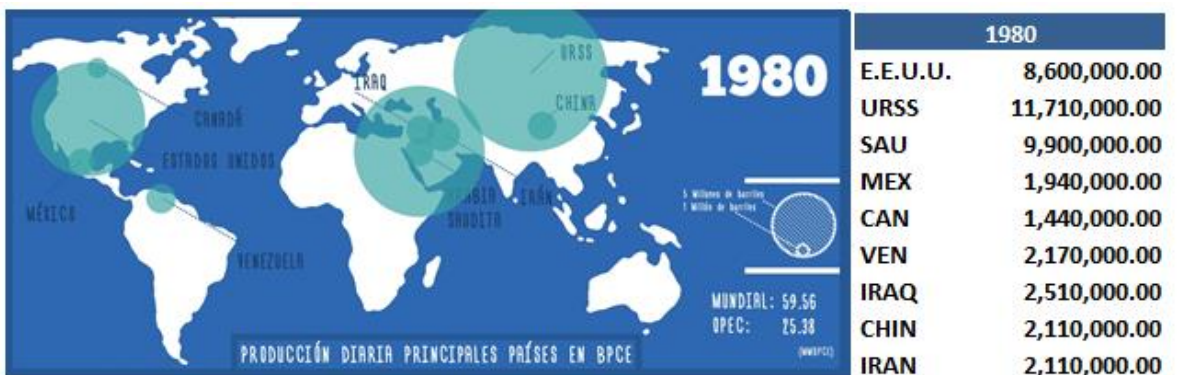


Figura 24. Producción diaria promedio por país en bpc (1980)
(Media, 2015)

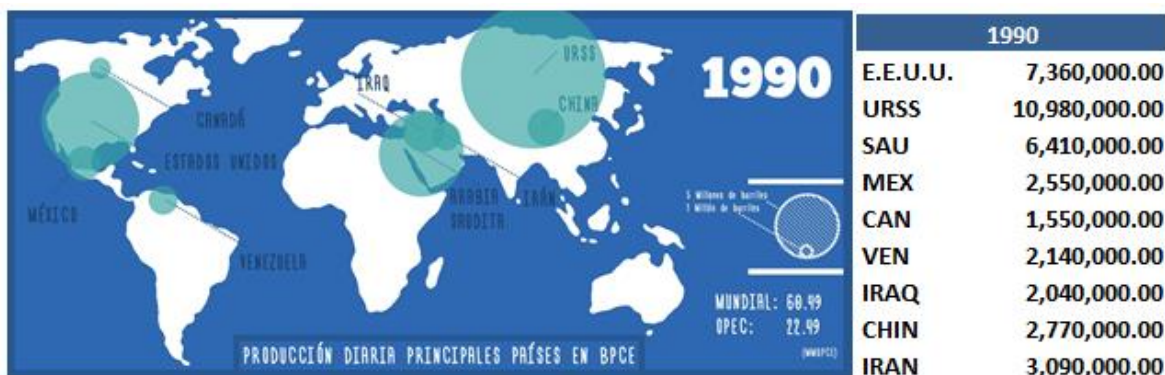


Figura 25. Producción diaria promedio por país en bpce (1990)
(Media, 2015)



Figura 26. Producción diaria promedio por país en bpce (2000)
(Media, 2015)



Figura 27. Producción diaria promedio por país en bpce (2010)
(Media, 2015)

Capítulo III – Producción de petróleo en el mundo

3.2.1.- Producción de hidrocarburos actualmente (petróleo y gas natural)

En este momento, los países líderes en producción de hidrocarburos (petróleo crudo equivalente o pce), son Estados Unidos, Rusia y Arabia Saudita, de los cuales Rusia se especializa en la producción de gas, Arabia Saudita en la producción de aceite, y Estados Unidos produce en su mayoría aceite, aunque de igual manera tiene gran producción de gas natural.

La producción total mundial para 2013, alcanzó los 86,754 miles de barriles de aceite diarios (mbpd), de los cuales la producción por países pertenecientes a la OCDE es un total de 23.0% y los países no pertenecientes a la OCDE de 77.0%. Los países pertenecientes a la OPEP producen un total aproximado de 42.1%, los países de la unión europea producen 1.7% y los países de la antigua Unión Soviética un 16.4%. Los países no pertenecientes a ninguna de los grupos producen en conjunto 41.4% de aceite.

Con respecto al año anterior (2012), la producción de aceite de los países de la OPEP se redujo de 66,712 a 66,230 mbpd (-482 MBPD) y los países no pertenecientes a la OPEP se incrementó ligeramente de 35,122 a 36,062 MBPD (940 MBPD); la producción en países pertenecientes a la unión europea se redujo de 1,528 a 1,437 MBPD (-91 MBPD) y en la antigua unión soviética el consumo se incrementó de 13,655 a 13,863 MBPD (208 MBPD).

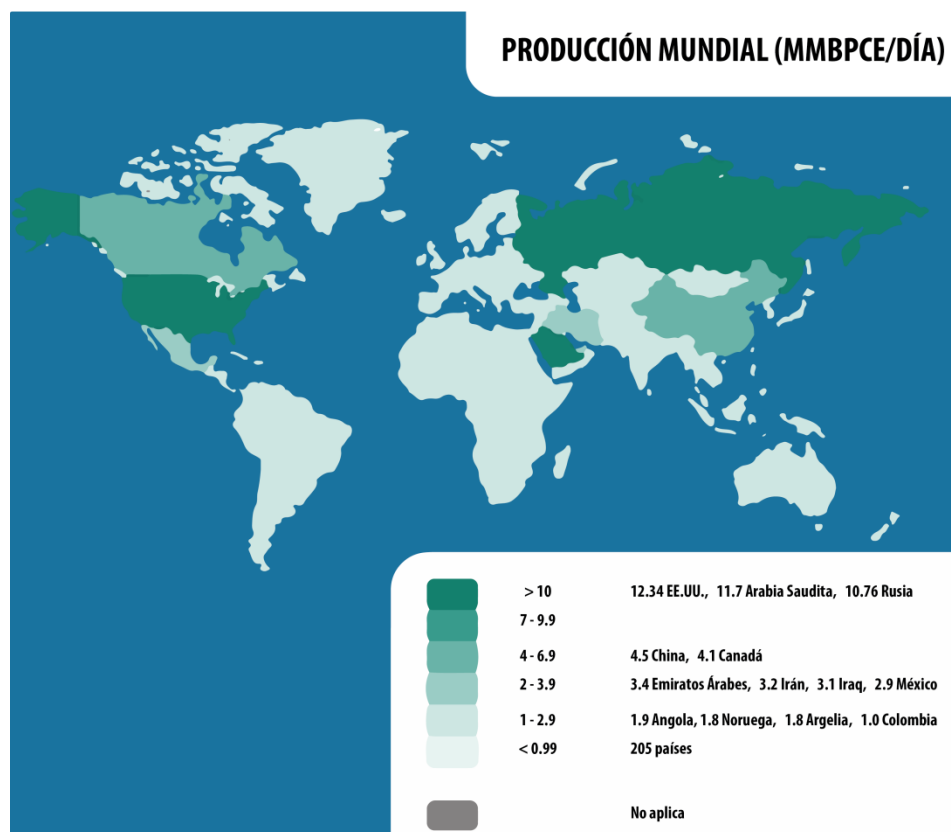


Figura 28. Producción mundial de hidrocarburos por país MMBPCE/día.
(U.S. E.I.A., 2013)

3.2.2.- Consumo de hidrocarburos actualmente (petróleo y gas natural)

En cuanto al consumo de hidrocarburos, los países líderes indiscutiblemente son E.E.U.U y China, con 19 MMBBPD y 10.3 MMBBPD respectivamente. El siguiente país con alto índice de consumo es Japón, con 4.5 MMBBPD, India y Rusia con 3.5MMBBPD cada uno, y Brasil y Arabia Saudita con 3.0 MMBBPD.

El consumo total en el mundo en 2013, alcanzó los 91,331 mil millones de barriles de aceite, de los cuales el consumo por países pertenecientes a la OCDE es un total de 49.2% y los países no pertenecientes a la OCDE de 50.8%. Los países pertenecientes a la Unión Europea alcanzan un consumo total del 14.5% y la antigua unión soviética un 5.1%.

Con respecto al año anterior (2012), el consumo de aceite total en el mundo, alcanzó los 91,331 mil millones de barriles de aceite, de los cuales el consumo por países pertenecientes a la OCDE es un total del 49.2% y los países no pertenecientes a la OCDE de 50.8%. Los países pertenecientes a la Unión Europea alcanzan un consumo total del 14.5% y la antigua unión soviética un 5.1%.

Con respecto al año anterior, el consumo de aceite de los países de la OCDE se incrementó de 45,545 a 45,558 MBPD (13 MBPD) y los países no pertenecientes a la OCDE de 44,386 a 45,773 MBPD (1,387 MBPD); el consumo en países pertenecientes a la unión europea se redujo de 13,946 a 12,770 MBPD (-176 MBPD) y en la antigua unión soviética el consumo se incrementó de 4,434 a 4,559 MBPD (125 MBPD).

El consumo de los países de la OCDE se incrementó de 45,545 a 45,558 MBPD (13 MBPD) y los países no pertenecientes a la OCDE de 44,386 a 45,773 MBPD (1,387 MBPD); el consumo en países pertenecientes a la unión europea se redujo de 13,946 a 12,770 MBPD (-176 MBPD) y en la antigua unión soviética el consumo se incrementó de 4,434 a 4,559 MBPD (125 MBPD).

En cuanto al consumo total de gas en el mundo, se registran valores de 323.9 billones de pies cúbicos por día, de los cuales el consumo por países pertenecientes a la OCDE es un total de 47.8% y los países no pertenecientes a la OCDE de 52.2%. Los países pertenecientes a la Unión Europea alcanzan un consumo total del 13.1% y la antigua unión soviética un 17.1%.

Con respecto al año anterior, el consumo de aceite los países de la OCDE se incrementó de 151.9 a 154.5 BPCD (2.6 BPCD) y los países no pertenecientes a la OCDE de 167.6 a 169.4 BPCD (1.8 BPCD); el consumo en países pertenecientes a la unión europea se redujo de 42.9 a 42.4 (-0.5 BPCD) así como en la antigua unión soviética el consumo se redujo de 56.8 a 55.7 BPCD (-1.1 BPCD).

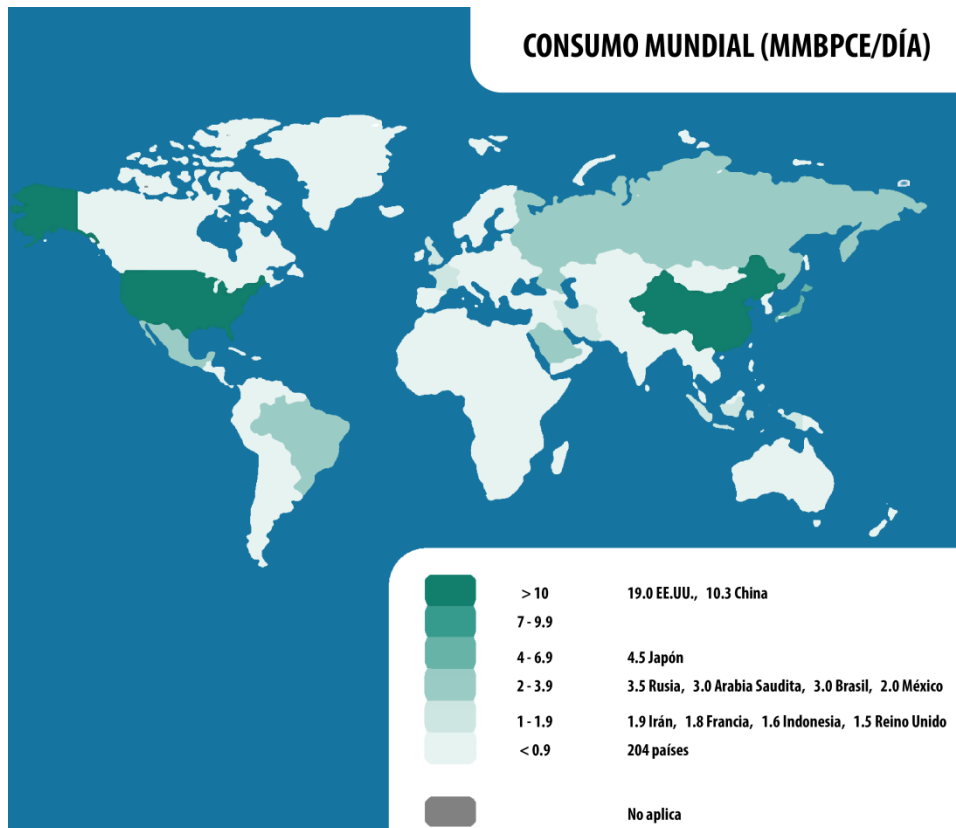


Figura 29. Consumo mundial de hidrocarburos por país MMBPCE/día. (U.S. E.I.A., 2013)

3.2.3.- Reservas de hidrocarburos actualmente (petróleo y gas natural)

Actualmente, los países líderes en volúmenes de reservas de hidrocarburos (petróleo crudo equivalente), son Venezuela y Arabia Saudita, con un importante porcentaje de esas reservas en forma de petróleo crudo (aceite). Les siguen Canadá, Irán, Irak y Kuwait.

Las reservas probadas de petróleo en la última década han aumentado ligeramente, para llegar desde 1,334.1 hasta los 1,687.9 mil millones de barriles de aceite; mientras que de igual manera se han incrementado las reservas mundiales de gas para alcanzar de 155.7 a 185.7 billones de metros cúbicos, al 1º de Enero de 2014.

En cuanto a las reservas de aceite, los países pertenecientes a la OPEP poseen la mayor cantidad de reservas del mundo superando a los países no pertenecientes, a la unión europea, y a la antigua unión soviética. Dichas reservas variaron levemente en el último año, para incrementarse de 1,213.8 a 1,214.8 mil millones de barriles de aceite en los países de la OPEP (1.0 MMB); reducirse de 342.6 a 341.9 mil millones de barriles de aceite en los países no pertenecientes a la OPEP (-0.7 MMB); mantenerse con valores similares en la unión europea

Capítulo III – Producción de petróleo en el mundo

con 6.8 mil millones de barriles, y aumentar ligeramente de 130.9 a 131.8 mil millones de barriles de aceite en la antigua unión soviética (0.9 MMB).

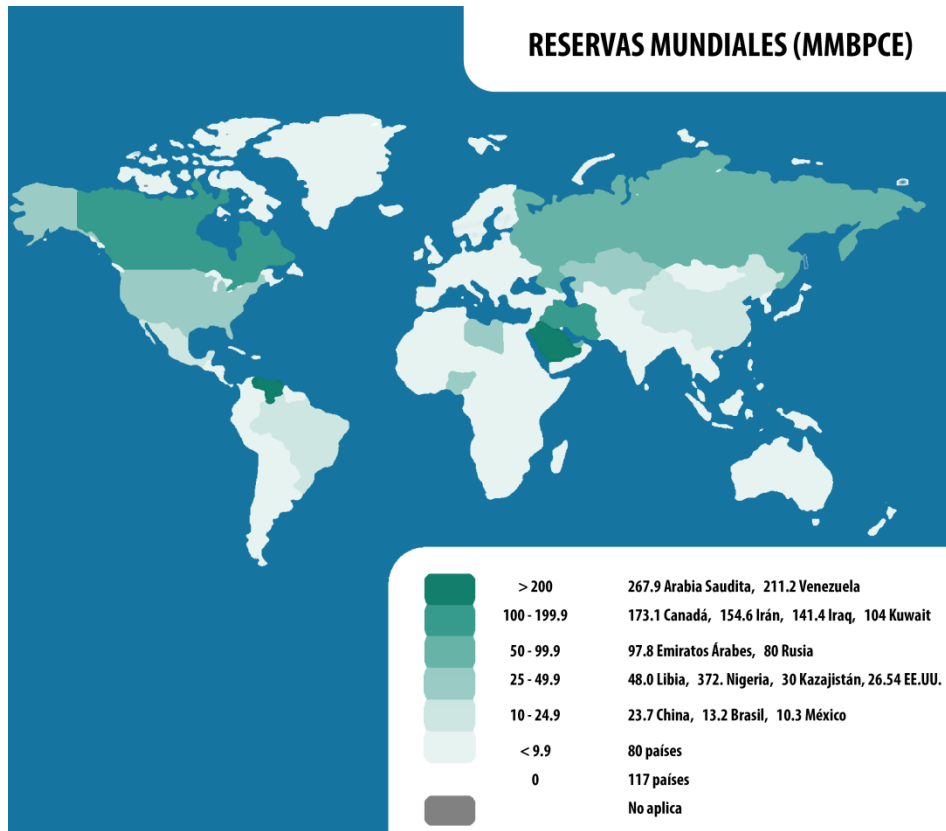


Figura 30. Reservas mundiales de hidrocarburos por país MMBPCE. (U.S. E.I.A., 2013)

3.3.- Situación de los yacimientos más importantes del mundo

Actualmente el mundo obtiene su producción de más de 4,000 campos petroleros., la mayoría de éstos producen menos de 20,000 BPCE diarios. Después siguen los yacimientos gigantes, que producen alrededor de 100,000 BPCE diariamente, y por último se tienen los megayacimientos, que generan una producción de 1 millón de BPCE.

Se considera como el rey de la producción, al yacimiento en el campo Ghawar en Arabia Saudita. Se estima que tiene por producir más de 100 mil millones de BPCE como reserva recuperable. Parte del éxito de su elevada producción es la inyección de agua como sistema de mantenimiento de presión. Desde 1960, Saudi Aramco© comenzó la inyección de agua en los bordes del yacimiento, con el propósito de extraer la mayor cantidad de aceite líquido posible.

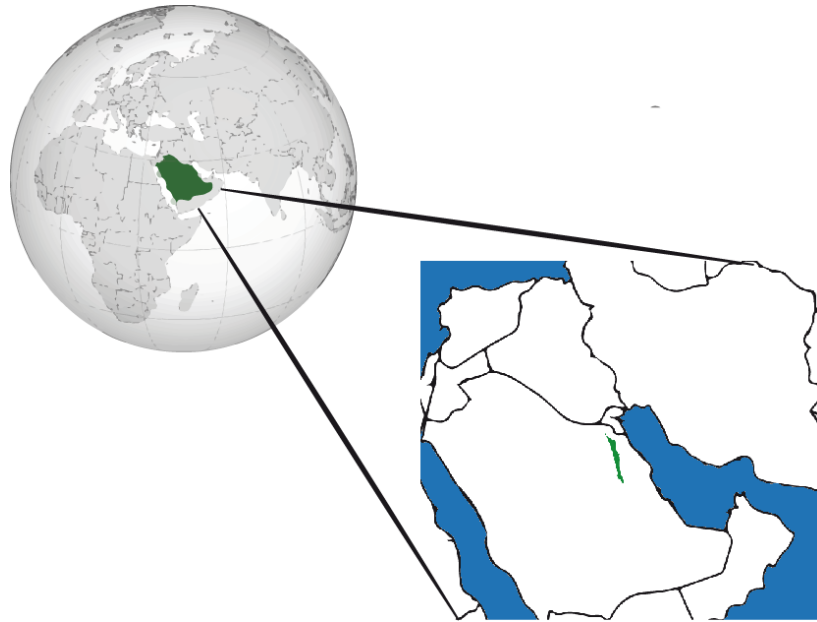


Figura 31. Campo Ghawar (Forbes, 2010)

El segundo lugar lo ocupa el campo West Qurna, en Irak, que se estima que tiene una reserva de 21 billones de BPCE. Las compañías petroleras que se encargan de explotarlo son la ExxonMobil© y la Royal Dutch Shell©, y en sus contratos se les paga \$1.90 USD por barril producido. Su objetivo es producir desde 300,000 a 2.3 millones de BPCE diariamente.

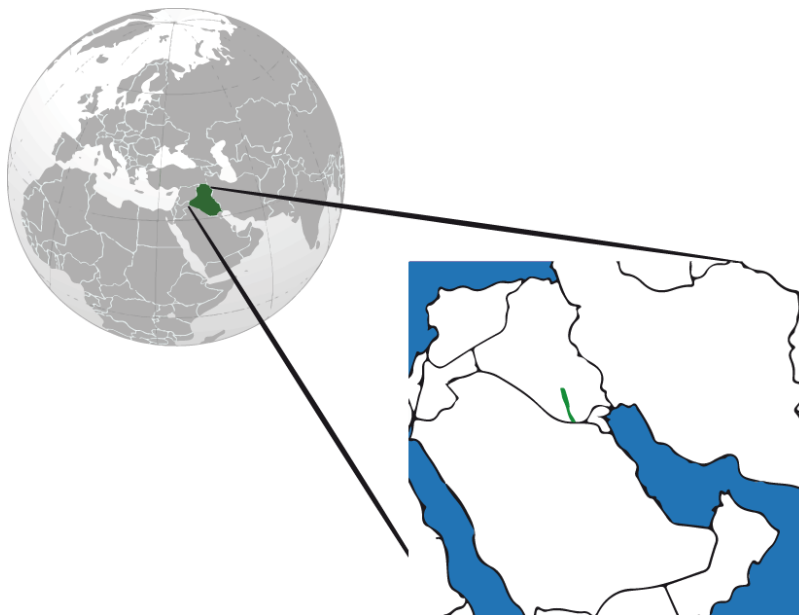


Figura 32. Campo West Qurna (Forbes, 2010)

Capítulo III – Producción de petróleo en el mundo

El tercer yacimiento que se cree tendrá el liderazgo en producción y reservas, es otro yacimiento hallado en el Este-Medio, el campo Majnoon, en Irak. Sus reservas son relativamente pequeñas comparadas con los anteriores, sin embargo ascienden a 13 mil millones de BPCE. Aunque no se ha puesto en producción como se esperaba debido a sus cercanías con la frontera Iraní, la producción de tal yacimiento ya es importante para el país. Irak también se posiciona como cuarto lugar con el campo Rumalia, con 17 billones de BPCE.



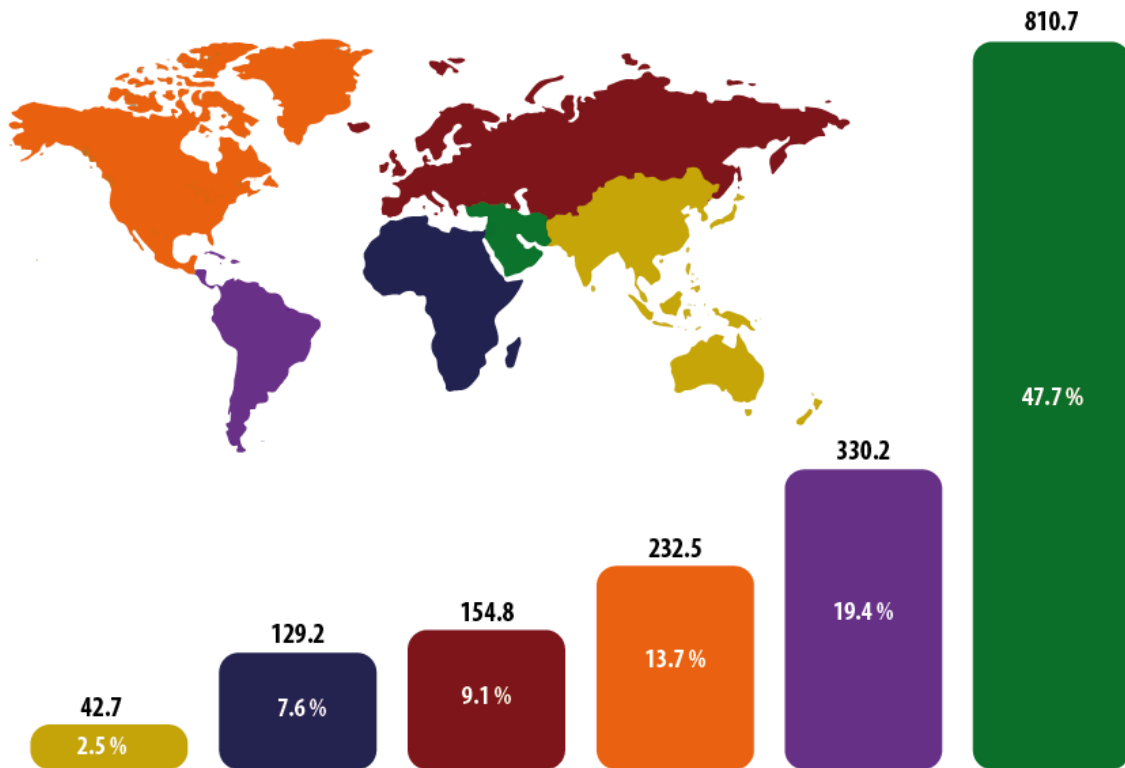
Figura 33. Campo Majnoon. (Forbes, 2010)

Yacimiento	País	Emplazamiento	Clasificación según reservas 2P	Año descubrimiento	Producción máxima anual	Producción 2007	% Producción mundial convencional	Situación a 2007	
				Year	Year	kb/d	kb/d		
Ghawar	Arabia Saudita	tierra	super gigante	1948	1980	5.588	5.100	7%	meseta
Cantarell	México	mar	super gigante	1977	2003	2.054	1.675	2%	declive
Safaniyah	Arabia Saudita	On/off	super gigante	1951	1998	2.128	1.408	2%	declive
Rumaila N&S	Irak	tierra	super gigante	1953	1979	1.493	1.250	2%	declive
Greater Burgan	Kuwait	tierra	super gigante	1938	1972	2.415	1.170	2%	declive
Samotlor	Rusia	tierra	super gigante	1960	1980	3.435	903	1%	declive
Ahwaz	Irán	tierra	super gigante	1958	1977	1.082	770	1%	declive
Zakum	Abu Dhabi (UAE)	mar	super gigante	1964	1998	795	674	1%	declive
Azeri-Chirag-Guneshli	Azerbaijan	mar	super gigante	1985	2007	658	658	1%	meseta
Priobskoye	Rusia	tierra	super gigante	1982	2007	652	652	1%	meseta
Top 10						20.300	14.260	20%	
Bu Hasa	Abu Dhabi (UAE)	tierra	super gigante	1962	1973	794	550	1%	declive
Marun	Irán	tierra	super gigante	1964	1976	1.345	510	1%	declive
Raudhatain	Irán	tierra	super gigante	1955	2007	501	501	1%	meseta
Gachsaran	Iran	tierra	super gigante	1928	1974	921	500	1%	declive
Qatif	Arabia Saudita	ambos	super gigante	1945	2.006	500	500	1%	meseta
Shaybah	Arabia Saudita	tierra	super gigante	1968	2003	520	500	1%	meseta
Saertu (Daqing)	China	tierra	super gigante	1960	1993	633	470	1%	declive
Samotlor (main)	Rusia	tierra	super gigante	1961	1980	3.027	464	1%	declive
Fedorovo-Surguts	Rusia	tierra	super gigante	1962	1983	1.022	458	1%	declive
Zuluf	Arabia Saudita	mar	super gigante	1965	1981	677	450	1%	declive
Top 20						30.240	19.163	27%	

Fuente: AIE 2008

Nota: yacimientos «super gigantes» fields son aquellos con reservas 2P iniciales iguales o mayores a 5 Gb

Tabla 8. Yacimientos más importantes del mundo. (BBVA, 2008)



NOTA: UNIDADES MEDIDAS EN MILES DE MILLONES DE BARRILES

Figura 34. Reservas de hidrocarburos
(BP, Statistical Review, Junio 2015)

3.4.- Regiones petroleras del mundo

El mundo petrolero, para poder estudiarse de una manera más sencilla, se ha dividido en 7 regiones petroleras según su cantidad de reservas y su producción. Dichas regiones son:

- Región de Norteamérica
- Región de Suramérica y América Central
- Región de Europa
- Región de África
- Región de Este Medio
- Región de Eurasia
- Región de Asia-Pacífico



Figura 35. Regiones del mundo.
(U.S. E.I.A., 2013)

3.4.1.- Campos en Norteamérica.

Los países que conforman la región de Norteamérica son Canadá, Estados Unidos de América y México. En conjunto, las reservas probadas de aceite suman alrededor de 230 mil millones de barriles y las reservas probadas de gas suman casi 12 billones de metros cúbicos.

Canadá

Las reservas de Canadá alcanzan los 174.3 mil millones de barriles de aceite y 2.0 billones de metros cúbicos de gas (1-Ene-2014).

Los primeros yacimientos de aceite fueron descubiertos en 1858 al sur de Ontario, en el campo *Oil Springs*, mientras que los primeros yacimientos de gas descubiertos fueron cerca de Alberta, en 1883. Para 1920 se descubrieron yacimientos petroleros al norte de Canadá en el campo *Norman Wells*, y fue hasta 1972 cuando se explotaron los yacimientos en el campo *Hecla* (en la cuenca de *Sverdrup*, en el ártico canadiense), siendo éstos los primeros yacimientos costa afuera descubiertos en Canadá.

Capítulo III – Producción de petróleo en el mundo

Las reservas más importantes en Canadá se encuentran en Alberta y al sur de Ontario. El Delta de Mackenzie y la cuenca *Sverdrup* en la parte norte de Canadá, y las cuencas costa afuera en el Atlántico son igualmente significantes.

Estados Unidos de América

Las reservas correspondientes de E.E.U.U. son alrededor de 44.2 mil millones de barriles de aceite y 9.34 billones de metros cúbicos (1-Ene-2014).

El primer descubrimiento de la era moderna ocurrió en 1859, año que comenzó la producción de Estados Unidos, en el estado de Pennsylvania. Para 1861 en la cuenca *Ventura*, en la parte occidental del país, se descubrió el campo *Santa Paula*. En 1873 el campo *Iola* se descubrió en la plataforma *Cherokee* en el centro del país.

Posteriormente se continuó con la exploración en el Golfo de México, y se hallaron reservas de hidrocarburos en 1901 en el campo *Spindletop*, y fue hasta 1946 que se encontraron reservas en Alaska, en campo *Umiat*.

Las mayores reservas del país en yacimientos terrestres se localizan principalmente en la parte interna del Este y las zonas Centro-Continental, en el oeste de Texas, al este de Nuevo México y el Golfo de México. Las montañas Colorado y Rocosas, así como las reservas en Alaska también son regiones productoras importantes. Las áreas costa afuera importantes se encuentran en el mar de *Beaufort* (Alaska) y en el Golfo de México. Según estadísticas, el pico de producción en E.E.U.U. se alcanzó en 1970, y ha mantenido un constante declive desde entonces.

México

El informe completo y detallado se analiza en el Capítulo 2 de la presente tesis.

3.4.2.- Campos en Suramérica y América Central.

La región de América Central y Suramérica está conformada principalmente por Venezuela, Brasil, Ecuador y Colombia, como los principales productores de hidrocarburos, además también pertenecen a ésta región países como Argentina, Perú y Trinidad y Tobago, entre otros. En total, las reservas probadas de aceite alcanzan los 329.6 mil millones de barriles y las reservas probadas de gas alcanzan los 7.67 billones de metros cúbicos.

Venezuela

Las reservas de Venezuela se caracterizan por ser las más grandes de la región, e incluso del continente americano, alcanzando los 298.3 mil millones de barriles de aceite y 5.57 billones de metros cúbicos de gas (1-Ene-2014).

Desde hace siglos se explotaba por filtraciones de aceite en el *Lago Maracaibo*, pero la explotación comercial inició oficialmente en 1905, en *Pedernales*. Los procesos de exploración en la cuenca *Maracaibo*, en el campo *Mene Grande*, incrementaron las reservas para 1914. En

Capítulo III – Producción de petróleo en el mundo

1928 se descubre el campo *Quiriquire* al este de la cuenca *Venezuela*. Los procesos de exploración en zonas costa afuera fueron exitosos hasta 1925 en el campo *Lagunillas*, dentro del lago *Maracaibo*. Casi la totalidad de las reservas se encuentran al noroeste de la cuenca *Maracaibo*, y al este de la cuenca *Venezuela*.

Brasil

Brasil posee un total aproximado de 15.6 mil millones de barriles de aceite y 0.45 billones de metros cúbicos (1-Ene-2014), colocándolo en segundo lugar en reservas de aceite de los países de la región de Centro y Suramérica, después de Venezuela.

La producción en Brasil inició con el descubrimiento de los depósitos de hidrocarburos en la cuenca *Recóncavo* (campo *Lobato*), al noreste de Brasil, en 1939. Más adelante se realizaron importantes descubrimientos de hidrocarburos por todo el país. El primer descubrimiento de yacimientos en zonas de costa afuera se realizó en la cuenca *Bahía Sul*, en 1969; de manera similar en zona de costa afuera, se descubrieron yacimientos en la cuenca de *Campos*.

Las regiones más importantes en tierra en cuanto a localización de reservas se encuentran en las cuencas de *Recóncavo* y *Sergipe-Alago*, ubicadas en la parte central-este del país. Otras cuencas muy importantes son las cuencas de *Campos* y *Santos*, ubicadas al sureste de Brasil, en costa afuera, con un gran potencial de aceite y gas.

Ecuador

Ecuador se posiciona como tercer país en cuanto a reservas de la región de Centro y Suramérica, con un total aproximado de 8.2 mil millones de barriles de aceite y menos de 59 billones de metros cúbicos de gas (menos del 1% relativo de las reservas de gas de la región) (1-Ene-2014).

Se encontraron pequeños yacimientos durante 1910 en la península de *Santa Elena* y se pusieron en producción hasta 1917. Posteriormente se realizaron estudios de exploración en la cuenca *Putumayo-Oriente-Marañón* y hasta 1967 fueron exitosos (campo *Lago Agrio*). Se tiene registrado un descubrimiento de un yacimiento en zona de costa afuera en 1970 en la cuenca *Progreso* (campo *Amistad*).

Las áreas potencialmente más importantes en Ecuador se encuentran en la Península de *Santa Elena*, en la costa suroeste, y al noreste de la cuenca *Putumayo-Oriente-Marañón*.

Colombia

Con un total de 2.4 mil millones de barriles de aceite y 0.16 billones de metros cúbicos, Colombia si sitúa en cuarto lugar en reservas de su región (1-Ene-2014).

El primer descubrimiento de hidrocarburos se realizó en la cuenca *Magdalena Medio*, con el campo *Infantas* en 1918. Posteriormente se desarrolló el campo *Carbonera* en la cuenca *Maracaibo*, en 1939. En la cuenca *Llanos* se descubrió aceite hasta 1969. Con respecto a campos en zona de costa afuera se descubrió el único yacimiento de hidrocarburos en 1973 en

Capítulo III – Producción de petróleo en el mundo

la cuenca *Guajira*, el campo *Chuchupa*, localizado en el norte de Colombia, en el Mar del Caribe.

Se tienen varias zonas importantes contenedoras de hidrocarburos, como son las cuencas *Guajira*, *Magdalena Medio* y *Magdalena Medio* y *Maracaibo* (al noroeste de Colombia), las cuencas *Magdalena* y *Llanos* en la parte central del país, y las cuencas de *Putumayo-Oriente-Marañón* al sur.

3.4.3.- Campos en Europa.

La región de Europa está conformada por alrededor de 36 países, sin embargo aquellos con reservas relativamente importantes de aceite y gas son únicamente Noruega y Reino Unido; el resto posee menos del 2% de las reservas de hidrocarburos de la región y menos del 0.1% de las reservas mundiales. En total las reservas de hidrocarburos en la región de Europa ascienden a poco más de 12 mil millones de barriles de aceite y 2.30 billones de metros cúbicos de gas.

Noruega

Noruega posee cerca de 8.7 mil millones de barriles de aceite y 2.05 billones de metros cúbicos de gas (1-Ene-2014). La historia de la industria petrolera inició en 1965 con el comienzo de los proyectos exploratorios en el Mar del Norte. En 1969 se descubrieron los campos *Cod* y *Ekofisk* en el rift del Mar del Norte (graben). Posteriormente se realizaron una serie de descubrimientos en la misma cuenca. En 1982 se descubrieron en la zona de Vestfold-Helgeland los campos *Tyrihans* y *Midgard*, en la misma zona donde se localiza el campo supergigante *Ormen Lange*. Debido a procesos de búsqueda de aceite y gas en el mar de Barents, se descubrió en 1981 el campo *Askeladd*.

Es importante mencionar que todas las reservas de aceite y gas se localizan en dichos mares, el mar del Norte y el mar de Barents.

Reino Unido

El Reino Unido posee el segundo lugar en cuanto a reservas de aceite en la región de Europa, con 3.0 mil millones de barriles de aceite, y tan sólo 0.24 billones de metros cúbicos de gas (1-Ene-2014). Para el año de 1919 se realizó el primer descubrimiento de un yacimiento de hidrocarburos, en el campo *Hardstoft*, en la cuenca Anglo-Holandesa, en la parte este del Reino Unido. Al sur se fundó en campo *Kimmeridge* hacia 1959, y en 1966 se descubrió en primer yacimiento en costa afuera, en el mar del Norte, estableciendo así el campo *Leman*. Más tarde se creó el campo *Morecambe* en el mar de Irlanda. Aunque la mayoría de las reservas de Reino Unido se localizan tanto en el mar del Norte como en el mar de Irlanda, las reservas en tierra más importantes se localizan en la cuenca Anglo-París, al sur de Inglaterra.

3.4.4.- Campos en Eurasia.

La región de Eurasia comprende los países de Azerbaiyán, Kazajistán y la Federación Rusa, como los principales productores de hidrocarburos. También se encuentran comprendidos otros países como Armenia, Bielorrusia, Estonia, Georgia, Lituania, etcétera. En total, las reservas probadas de aceite alcanzan a ser alrededor de 135.0 mil millones de barriles aproximadamente y las reservas probadas de gas alcanzan los 53 billones de metros cúbicos.

Rusia

La Federación Rusa posee el primer lugar en reservas de toda Eurasia, con un total de 93.0 mil millones de barriles de aceite, así como el primer lugar en reservas de gas de su región, con 31.25 billones de metros cúbicos de gas (1-Ene-2014).

Aun cuando la exploración de yacimientos inició en el siglo 19, ya se tenían registros de yacimientos de aceite en 1595 en la cuenca *Timan-Pechora*. El primer pozo exploratorio se perforó hacia 1864 en la cuenca de *Azov-Kuban* en la península de Tamán. Posteriormente se puso a producción el primer pozo del país, en 1893 en el campo Starogroznen en la cuenca del Caspio Medio, donde años después se realizaría el primer descubrimiento con importancia comercial (1899). Después de los eventos de la Segunda Guerra Mundial, los procesos exploratorios se desplazaron más hacia el este, hacia la cuenca *Volga-Ural* y la cuenca del este de Siberia. Los procesos de búsqueda de yacimientos en zonas de costa afuera iniciaron a principios de la década de 1970 y quizá el más importante ha sido el descubrimiento del campo Okruzhnaya en la cuenca del norte de Sakhalin en 1972. Rusia es gran productor de gas a nivel mundial, y la mayor parte de las reservas (casi el 77%) se ubican al oeste de Siberia. Las cuencas de gran importancia en cuanto a hidrocarburos son la cuenca *Volga-Ural*, las cuencas del norte y Caspio Medio, y las cuencas de *Azov-Kuban* y *Timan-Pechora*.

Kazajistán

Las reservas de aceite de Kazajistán lo colocan en segundo lugar en su región, con casi 30.0 mil millones de barriles de aceite y 1.53 billones de metros cúbicos (1-Ene-2014).

Aunque los reportes de exploración producción en Kazajistán indican que fue durante el inicio de 1960 cuando se realizaron los estudios exploratorios en la cuenca del Caspio Medio, se piensa que los primeros descubrimientos de yacimientos de hidrocarburos fueron por el año de 1911 cuando menos. Sin embargo hasta el año 1961 se encontró el campo *Uzen* con el que inició oficialmente la producción de hidrocarburos. Más adelante se encontraron los yacimientos supergigantes de *Karachaganak* y *Tengiz* en 1979, ambos en la cuenca al norte del mar Caspio. Actualmente se sigue con rigurosos procesos de exploración, todos en el mar Caspio.

En el 2005 se comenzó con la explotación de un tercer yacimiento supergigante, el campo *Kashagan*, en zona de costa afuera. Por lo anterior se puede observar que la mayor parte de las reservas se tienen en el mar Caspio, en las cuencas al norte y centro del mismo, y al norte de *Ustyurt*.

Azerbaiyán

Las reservas de Azerbaiyán lo posicionan en tercer lugar en cuanto a volumen en su región, alcanzando los 7.0 mil millones de barriles de aceite y los 0.88 billones de metros cúbicos de gas (1-Ene-2014).

Se data desde los viajes de Marco Polo, en el S. XIII, la presencia de emanaciones de aceite en la región de Baku, al este de Azerbaiyán. Fue durante su primer auge en las décadas de 1880 hasta 1920 en el que se colocó como uno de los principales productores de aceite del mundo. En 1990, retomó su lugar como potencia productora de hidrocarburos (aceite y gas) con la explotación de los yacimientos en tierra y costa afuera.

Casi la totalidad de las reservas se encuentran en la cuenca del sur del mar Caspio, en las regiones costa adentro y costa afuera alrededor de Baku.

3.4.5.- Campos en el Este Medio.

La región del Este medio es la región con mayor cantidad de reservas a nivel mundial. Poseen casi el 48% de las reservas probadas mundiales de aceite y casi el 43.5% de las reservas mundiales de gas. El 98.7% de todas las reservas se encuentran distribuidas en 6 países, en orden de mayor a menor volumen de aceite: Arabia Saudita, Irán, Irak, Kuwait, Emiratos Árabes Unidos y Qatar. El resto de los países que integran la región en el Este Medio son Omán, Siria y Yemen entre otros. Las reservas de aceite del Este Medio en total alcanzan los 808.5 mil millones de barriles de aceite y 80.29 billones de metros cúbicos de gas.

Arabia Saudita

Arabia Saudita ocupa el primer lugar no solo a nivel región en cuanto a reservas probadas de aceite, con 265.9 mil millones de barriles de aceite, sino que también ocupa el primer puesto a nivel mundial. En cuanto a reservas de gas, tiene el puesto regional número tres, debajo de Irán y de Qatar, con 8.23 mil billones de metros cúbicos de gas (1-Ene-2014).

El primer descubrimiento de un yacimiento petrolero en Arabia Saudita, ocurrió en 1938 con el campo *Dammam*, pionero de una gran serie de descubrimientos en el Golfo Pérsico, así como al este de Arabia Saudita. En 1948 se descubrió el yacimiento más grande del mundo, el campo *Ghawar*, y en 1951 se encontró un segundo mega yacimiento en zona de costa afuera, el campo *Safaniya*. Desde entonces se han registrado descubrimientos de yacimientos en la parte interior del arco central Homoclinal, que descansa al sur de *Riyadh*.

La mayor parte de las reservas se localizan en la parte este del país, en zonas costa adentro y costa afuera. El arco central Homoclinal localizado en la parte central oriental de Arabia Saudita, al sur de Riyadh, tiene un volumen bastante considerable de reservas.

Irán

Capítulo III – Producción de petróleo en el mundo

Irán tiene el segundo lugar en cuanto a volumen de reservas probadas de la región del Este Medio, con 157.0 mil millones de barriles de aceite y el primer lugar en cuanto a reservas probadas de gas, con 33.78 billones de metros cúbicos (1-Ene-2014).

Se tiene conocimiento de la existencia de aceite y gas en Irán debido a flujo natural a superficie desde hace siglos, pero el primer descubrimiento en la era moderna fue en 1908, con el campo *Masjed Soleyman*, en el cinturón plegado de *Zagros*. A través de los años se realizaron actividades exploratorias exitosas, y hasta 1960 se descubrieron los primeros yacimientos en costa afuera, en el Golfo Pérsico. La producción de aceite inició entre 1911 y 1912, con el campo *Masjed Soleyman*, y la producción de gas inició en 1955.

Las zonas más importantes contenedoras de reservas son la Cuenca Profunda Mesopotámica en campos costa afuera, y el cinturón plegado de *Zagros* en yacimientos costa adentro. Ambos se localizan en el Golfo Pérsico al oeste de Irán.

Irak

Irak posee un volumen de reservas probadas de aceite casi de 150.0 mil millones de barriles de aceite, y 3.59 3.59 billones de metros cúbicos de gas (1-Ene-2014).

La exploración de aceite inició oficialmente, en la era moderna, en el siglo XIX. El desarrollo de la industria petrolera en Irak inició en 1901, con el descubrimiento del campo *Chia Surkh* en el cinturón plegado de *Zagros*, seguido del campo *Naft Khaneh* en 1909, y por último el yacimiento supergigante del campo *Kirkuk* en 1927, todos ellos en la misma región. En 1949 los primeros yacimientos de aceite en la cuenca profunda Mesopotámica (campos *Nahr Umr* y *Zubair*) se descubrieron, cerca de Basrah. La primera producción oficialmente comercial en Irak ocurrió en el año de 1934 con el campo *Kirkuk*, mientras que la producción de gas inició oficialmente desde 1955.

Las zonas más importantes que contienen los hidrocarburos se encuentran en el cinturón plegado de *Zagros* y en la cuenca profunda Mesopotámica, las cuales se localizan al este de Irak y se extienden en dirección de norte a sur del país.

Kuwait

Kuwait es el cuarto país con más reservas en la región del Este Medio. Sus reservas correspondientes son de casi 101.5 mil millones de barriles de aceite y 1.78 billones de metros cúbicos (1-Ene-2014).

El primer descubrimiento importante en el desarrollo de la industria petrolera fue en el año de 1938 cuando se encontró el megayacimiento *Burgan* en la cuenca profunda Mesopotámica, En el año de 1950 se descubrió una gran cantidad de campos costa adentro. Sin embargo en 1960 se reportó haber descubierto el primer megayacimiento en zona de costa afuera. Entre Kuwait y Arabia Saudita.

Capítulo III – Producción de petróleo en el mundo

Las reservas de aceite y gas pueden ser halladas prácticamente en cualquier parte el país, incluso en costa afuera.

Emiratos Árabes Unidos

Emiratos Árabes Unidos poseen un total de reservas probadas de aceite de 97.8 mil millones de barriles de aceite y 6.1 billones de metros cúbicos (1-Ene-2014). Emiratos Árabes Unidos es un grupo de siete emiratos: *Abu Dabi, Ajmán, Dubái, Fuyaira, Ras al-Jaima, Sharjah y Umm al-Qaywayn.*

La búsqueda por los hidrocarburos inició, en Abu Dabi y en Dubái, en 1936. El primer descubrimiento en Abu Dabi ocurrió en 1958, en el campo *Murban bab.*

Catar

Las reservas probadas de aceite de Catar son casi de 25.1 mil millones de barriles de aceite, y 24.68 billones de metros cúbicos de gas (1-Ene-2014).

El primer descubrimiento de aceite en Catar fue el campo Dukham en 1939. Posteriormente se realizaron diversos descubrimientos en costa afuera en las décadas de 1960 y 1970. El campo North, localizado en costa afuera, es uno de los yacimientos de gas más grandes del mundo, descubierto en 1971.

La producción en Catar inició oficialmente en 1949 cuando el campo Dukham inició sus operaciones. El primer campo costa afuera que inició con producción fue Idd El Shargi, en 1964. El mega-yacimiento en el campo North comenzó a producir sus reservas de gas en 1991. Geográficamente la mayor cantidad de aceite y gas se localiza en zonas costa afuera, al norte y este de la península de Catar.

3.4.6- Campos en África.

La región de África se compone por los países que integran el continente Africano, sin embargo no todos poseen reservas importantes de hidrocarburos, por lo que los países representativos de dicha región son Libia y Nigeria como principales productores de aceite; Angola, Argelia, Sudán, Sudán del Sur, y Egipto entre otros. En total, la región de África posee 130.3 mil millones de barriles de aceite y 14.21 billones de metros cúbicos de gas, aproximadamente el 7.7% de las reservas mundiales de aceite y el 7.65% de las reservas mundiales de gas, respectivamente.

Libia

Las reservas de Libia alcanzan casi los 48.5 mil millones de barriles de aceite y 1.55 billones de metros cúbicos de gas (1-Ene-2014), convirtiéndolo en el país con mayor cantidad de reservas de aceite de la región. El primer descubrimiento de hidrocarburos en Libia fue en el levantamiento tectónico Fezzan, en 1956. Después se hallaron yacimientos en el campo

Capítulo III – Producción de petróleo en el mundo

Nasser en 1961, seguido de diversos yacimientos por el país. La producción de aceite comenzó en 1961 oficialmente con el campo Nasser.

Las reservas de gas y aceite se localizan principalmente en las cuencas Sirte, Ghadames y Murzuk, y en zonas de costa afuera en la cuenca Pelagian.

Nigeria

Nigeria posee alrededor de 37.1 mil millones de barriles de aceite y 5.08 billones de metros cúbicos de gas (1-Ene-2014), haciéndolo poseedor del segundo lugar en reservas de aceite y primer lugar en reservas de gas de la región. El primer yacimiento de aceite descubierto en Nigeria fue hallado en el Delta del Níger, en 1956, con el campo Oloibiri. Oficialmente la producción en Nigeria comenzó en 1958. Las reservas de gas y aceite en dicho país se localizan principalmente en el Delta del Níger, aunque también se encuentran yacimientos en las cuencas de Anambra, Chad, Benin y Benue.

Angola

Angola posee unas reservas de aceite y gas que ascienden a 12.7 mil millones de barriles de aceite y menos del 0.6% de las reservas de gas de la región (1-Ene-2014). Se ha practicado una intensa exploración petrolera en la cuenca Cuanza, en 1952, y fue hasta 1955 que se encontró el primer yacimiento petrolero, con el campo Benefica. En Cabinda, la exploración inició en 1957, y en 1966 se encontró el mega-yacimiento de aceite en costa afuera con el campo Malogo. Formalmente la producción de aceite inició en 1956, y en 1973 Angola comenzó a exportar petróleo. Su producción de aceite se ha incrementado desde 1980 en un 600% y en 2002 Angola se posicionó como segundo mayor productor de petróleo de África Sub-Sahariana. Sus reservas se localizan en Cabina, al noroeste de Angola. Las cuencas Cuanza y la región alrededor de la ciudad Soyo son sus regiones productoras en costa adentro más importantes.

Argelia

Argelia cuenta con un total de reservas probadas de 12.2 mil millones de barriles de aceite y 4.50 billones de metros cúbicos de gas (1-Ene-2014), posicionándolo como el segundo país con mayor cantidad de reservas probadas de gas, después de Nigeria. Se tiene documentado el primer yacimiento de aceite en Argelia hacia 1892, en Ain Zeft, seguido de dos descubrimientos más en 1914 y 1948, sin embargo la exploración oficialmente inició en 1956. Se considera a Argelia como un país con reservas potencialmente grandes sin descubrir.

La producción inició en 1958, y debido a la nacionalización de la industria petrolera en 1970, las compañías extranjeras ganaron acceso a los campos Argelinos en 1991. Sus reservas se localizan principalmente en la cuenca Ghadames en el desierto central, y en la cuenca Illizi en el este del país.

Egipto

Egipto cuenta con unas reservas de 3.9 mil millones de barriles de aceite y 1.85 billones de metros cúbicos de gas (1-Ene-2014). El primer descubrimiento de aceite en Egipto ocurrió en

Capítulo III – Producción de petróleo en el mundo

1868, en la costa este del Golfo de Suez, con el campo Gemsa. Desde 1960 se inició un proceso de exploración en el país, logrando diversos descubrimientos petroleros. La producción de Egipto inició oficialmente en 1910, en el campo Gemsa. Para 1998 se tenían registrados 120 campos de aceite y 12 campos de gas en producción. Sus reservas de hidrocarburos se localizan en el Golfo de Suez (costa afuera), en el desierto del Oeste (al noroeste de Egipto) y en áreas costa afuera del norte del Delta del Nilo y el Sinaí. Dichas regiones son las más importantes en cuanto a reservas y producción. Actualmente se realizan actividades de exploración y producción al sur de Egipto.

3.4.7.- Campos en el Asia-Pacífico.

La región del Asia-Pacífico es la región petrolera con menor cantidad de reservas del mundo, logrando un 2.5% de las reservas de aceite y 8.18% de las reservas de gas. Los países más representativos de dicha región son China, India, Malasia y Vietnam por parte del continente Asiático, e Indonesia y Australia del continente de Oceanía, como principales países productores de hidrocarburos.

China

Las reservas de China alcanzan los 18.1 mil millones de barriles de aceite y 3.27 billones de metros cúbicos de gas otorgándole el primer país en relación de reservas de su región, en aceite (1-Ene-2014).

En China se tienen registradas filtraciones de aceite desde hace siglos, en la cuenca Junggar, al noroeste del país; sin embargo el primer descubrimiento comercial se realizó en 1897 cerca de Urumqi, en el campo Dushanzi. La exploración de la industria petrolera comenzó formalmente en la década de 1950, y en 1959 se encontró un mega-yacimiento, en la cuenca Songliao al noroeste de China. La exploración en zonas de costa afuera comenzó en 1958, en el golfo de Bo Hai, logrando diversos descubrimientos. La producción de la industria petrolera oficial comenzó en 1907, con el campo Yanchang en la cuenca Ordos. Desde 1949 la producción de aceite crudo se ha ido incrementado, y en 1978 el país se colocó como una potencia productora de aceite en el mundo. La producción de gas de manera significativa comenzó en 1975.

Las áreas más importantes en costa adentro donde se localizan los yacimientos petroleros en China son en la cuenca Songliao al noreste de China, las cuencas del norte de China y Sichuan al suroeste, cerca de Chongqing. Las reservas de hidrocarburos en costa afuera se concentran en el golfo de Bo Hai y en las cuencas de la isla de Hainan.

India

Las reservas de India lo posicionan en segundo lugar de su región en aceite, con 5.7 mil millones de barriles de aceite y 1.35 billones de metros cúbicos (1-Ene-2014). La exploración en India comenzó hacia 1866, que dio resultados hasta 1889, cuando el campo Digboi de aceite se encontró en la cuenca Assam. Después de su independencia en 1947, la búsqueda de

Capítulo III – Producción de petróleo en el mundo

yacimientos de gas y aceite se intensificó. En 1960 se realizó el primer descubrimiento comercial en la cuenca de Bombay, con el yacimiento Gran Bombay en 1974, el cual era en zona de costa afuera. Se realizaron descubrimientos en las cuencas de Cauvery y Krishna-Godavari en 1980 y 1990, los cuales fueron de gran importancia para el país.

Con la puesta en producción del campo Digboi en 1890, se inicia oficialmente la producción del país. La cuenca de Bombay comenzó en 1962, y en la misma se realizaron numerosos descubrimientos. Cabe mencionar que el Gran Campo Bombay comenzó a producir en 1976, y en 1999 aportó un total del 36% de la producción total de aceite en India.

Las regiones más importantes de India en cuanto a reservas de aceite y gas, se ubican en la cuenca Assam en zona de costa adentro al noreste del país, la cuenca de Bombay que abarca zona de costa dentro y costa afuera al oeste y las cuencas de Krishna-Godavari y Cauvery al este de India.

Indonesia

Indonesia tiene un total en reservas de 3.7 mil millones de barriles de aceite, y 2.93 billones de metros cúbicos de gas (1-Ene-2014). En Indonesia la producción de aceite comenzó en 1871 y el primer campo comercial data del año 1885 en la cuenca del Norte de Sumatra. Posteriormente se realizaron descubrimientos de aceite en Java (1888), Kalimantan (1898) y en la cuenca del sur de Sumatra (1904).

En la cuenca del este de Java se reporta el desarrollo de campos petroleros desde 1888. Hasta 1960 la producción de aceite se incrementó de manera substancial y alcanzó su pico de producción en 1980. La producción de gas comenzó en 1967 y se ha ido incrementando desde 1975. Indonesia es uno de los países exportadores de gas más importantes del mundo.

La mayor cantidad del aceite y gas se encuentran en las cuencas de Sumatra, Java y Kalimantan. Así mismo existen yacimientos en Sulawesi y en Irian Jaya. Las áreas de mayor potencial se localizan en el centro de Sumatra, al noroeste de Java y al este de Kalimantan.

Australia

Australia posee las reservas de gas más grandes de su región. Las reservas alcanzan los 4.0 mil millones de barriles de aceite y 3.68 billones de metros cúbicos de gas (1-Ene-2014). El primer descubrimiento de aceite se descubrió en 1901, al este de Australia cerca de Roma, con el campo Hospital Hill. La exploración en Australia comienza en 1960, que resultó en el descubrimiento de yacimientos en la cuenca Surat al este de Australia, al oeste de Brisbane. El primer descubrimiento del primer yacimiento petrolero en costa afuera ocurrió en 1965 en la cuenca Gippsland, al sureste de Melbourne.

El historial de producción comenzó en 1906, para consumo local. La producción a gran escala de aceite comienza en 1961 y la de gas en 1969. En 1990 cerca del 90% de toda la producción de hidrocarburos provenía de campos en costa afuera.

Capítulo III – Producción de petróleo en el mundo

La localización de las regiones más importantes en Australia se encuentra en la cuenca Gippsland en costa afuera, las cuencas Eromanga y Surat en Queensland, y las cuencas del noroeste y Bonaparte al oeste de Australia.

Ω

Capítulo IV – Metodología propuesta

4.1.- Introducción

El proceso para evaluar yacimientos similares puede llegar a ser muy complejo. Dependiendo de las características iniciales de búsqueda se podrían encontrar un número considerable, reducido o inclusive inexistente de yacimientos análogos. No obstante existen ciertas características básicas que deben poseer todos los yacimientos petroleros que además de poder medirse, puede generar una clasificación básica de propiedades. En este capítulo se propone una metodología que, mediante una secuencia de pasos, permite identificar aquellos parámetros que nos ayudan a la elección de los yacimientos análogos que queremos estudiar. Cabe mencionar que una vez que se eligen los parámetros adecuados y más representativos del tipo de yacimiento en estudio es necesario contar con una base de datos tal que nos permita hacer comparaciones de tipo técnico-económico con base en diversas herramientas estadísticas y de referencia.

4.2.- Secuencia de pasos

La metodología propuesta se compone de una serie de 6 pasos, los cuales involucran analizar los parámetros a medir, establecer los rangos de dichos parámetros para poder refinar correctamente la búsqueda, posteriormente realizar análisis de los datos obtenidos mediante histogramas y diagramas de dispersión (*cross-plots*) como los métodos más comunes, y finalmente establecer el resultado o conclusión.

Se puede apreciar en la siguiente figura la metodología a aplicar:

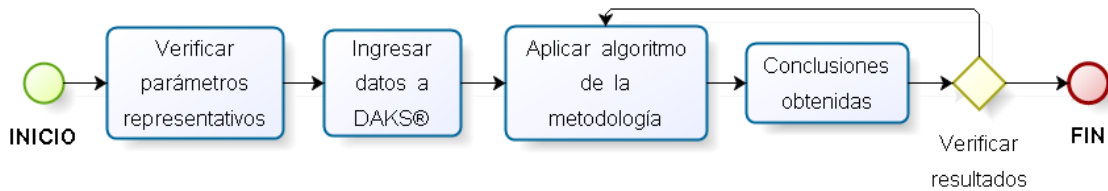


Figura 36. Metodología para evaluar analogías (Con Bizagi®)

4.3.- Parámetros primarios

Se toman en cuenta 3 parámetros básicos:

1. Ubicación espacial del campo.
2. Ambiente de depósito.
3. Tipo de fluido en el yacimiento.
 - a. Gravedad API (en el caso de ser un campo de aceite)

Esto es debido a que son las propiedades mínimas para realizar el refinamiento de toda la base de datos, en la que se clasificará según el fluido a explotar, la densidad de dicho fluido, el tipo de ambiente sedimentario y las condiciones operativas del campo según esté costa adentro o en el mar.

4.4.- Parámetros secundarios

Al ser un procedimiento tan minucioso se consideran 4 parámetros de búsqueda de analogías entre yacimientos, los cuales son importantes para poder realizar un comparativo, pero que reduce notablemente el número de campos similares y por ello no se toman en cuenta durante el ingreso de datos a DAKS®.

Se toman en cuenta 4 parámetros secundarios que complementan a los parámetros primarios para el análisis de analogía de yacimientos:

1. Tectónica asociada.
2. Mecanismos de empuje.
3. Litología del campo.
4. Ambiente sedimentario.⁹

⁹ No se debe confundir con el ambiente de depósito de los parámetros primarios, el cual busca únicamente filtrar de primera instancia el tipo de ambiente en el cual los sedimentos fueron depositados, ya sea clástico o carbonatado, mientras que el ambiente sedimentario como parámetro secundario entra más a detalle para hacer un análisis correcto.

El orden numérico aquí establecido implica la importancia de la propiedad al momento de poder evaluar la analogía entre campos similares, lo cual define un estricto algoritmo durante el momento de realizar los análisis estadísticos.

4.5.- Rangos de las propiedades primarias

Para poder ingresar los parámetros primarios a DAKS®, es necesario establecer algunas características que permitirán una mayor amplitud en cuanto a los resultados que van a ser filtrados, y así aumentar los estudios que se hubieron o se estén realizando en dichos campos.

Ambiente sedimentario de depósito

DAKS® maneja distintos ambientes de depósito específicos, divididos en dos tipos:

- Ambiente sedimentario clástico.
- Ambiente sedimentario carbonatado.

De tal modo que los resultados obtenidos permitirán evaluar los yacimientos de todas las subcategorías correspondientes a ambos ambientes principales.

Ubicación espacial

En el capítulo I se establecieron las características para poder clasificar a un campo ya sea como onshore, offshore u onshore/offshore. Se entrará con uno de dichos valores a DAKS®:

- Onshore
- Offshore
- Onshore/offshore

Esto servirá para los futuros pasos de la metodología, al momento de realizar las recomendaciones de métodos de recuperación incremental que se han aplicado en campos con tecnología operativa similar.

Tipo de hidrocarburo

Se consideran de manera general 3 tipos de hidrocarburos:

- Aceite.
- Gas.
- Gas y Condensado.

Ya que es muy importante poder clasificar los tipos de aceite para poder diferenciarlos entre sí debido a sus propiedades variables según su densidad, se agregará un cuarto parámetro el cual es la gravedad API (Solo en caso de ser aceite). Los rangos de entrada son los que se observan en la tabla 2 del capítulo I.

4.6.- Verificar disponibilidad de parámetros a ingresar

Es importante al momento de aplicar la metodología, tener en cuenta que se requiere de un mínimo de parámetros para poder ingresar a DAKS®, por lo que se muestra a continuación el número de dichos parámetros fundamentales.

Parámetros primarios

Se requieren como mínimo 3. Dado que son datos presentes en la mayoría de los yacimientos, es posible tener la mayoría de los casos los 4 parámetros requeridos.

Parámetros secundarios

Se requieren como mínimo 2. Son los parámetros que debido a su complejidad pueden estar o no especificados en los datos del yacimiento. En caso de no poseer cuando menos 2 propiedades, la metodología no será viable y podrá ser aplicada, pero poseerá un gran margen de error.

4.7.- Metodología

La metodología propuesta se compondrá de tres etapas principales. El primer paso se refiere a la introducción de datos en DAKS® y la obtención de los yacimientos similares aunado con la información de las propiedades secundarias de ellos. El paso dos está referido a establecer la analogía según los resultados del paso 1. El paso tres se refiere a hacer un análisis comparativo de los métodos de recuperación secundaria, recuperación mejorada y otros métodos de recuperación incremental disponibles para ser recomendados en el campo objetivo.

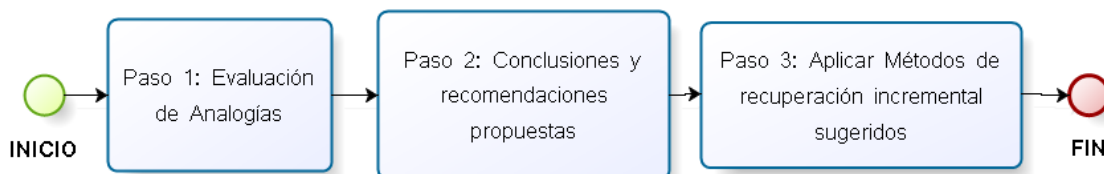


Figura 37 – Secuencia de pasos en la metodología (Desarrollado en Bizagi®).

El algoritmo de la metodología se expone a continuación:

4.7.1 Paso 1: Metodología para verificar analogías.

El procedimiento para realizar la búsqueda de datos en DAKS® es el siguiente (se debe seguir un estricto orden en la secuencia de ingreso de valores):

Capítulo IV – Metodología propuesta

- 1) Ingresar los datos principales para el refinamiento de yacimientos.
 - a) Ingresar el ambiente de depósito del yacimiento.
 - b) Ingresar la localización del campo petrolero
 - c) Ingresar el tipo de hidrocarburo principal del yacimiento.
 - i) Ingresar la gravedad API del fluido en caso de ser aceite.
- 2) Graficar en un histograma los factores de recuperación principales de los yacimientos que se tienen del refinamiento de la búsqueda, y mostrar la media (P50), para poder evaluar el factor de recuperación del yacimiento objetivo con aquellos de propiedades similares.
- 3) Realizar un muestreo estadístico en histogramas, de las propiedades secundarias para evaluar el número de yacimientos con características similares.
 - a) Histograma de Tectónica asociada.
 - b) Histograma de Mecanismos de empuje.
 - c) Histograma de Litología del campo.
 - d) Histograma de Ambiente sedimentario.

Para evaluar si un yacimiento es análogo deberá estar colocado en las primeras tres columnas más frecuentes de los resultados obtenidos, de no ser así se continuará la secuencia de pasos sin embargo se deberán tomar en cuenta las consideraciones (Capítulo 5).

- 4) Realizar mediante análisis de gráficas de dispersión, los comparativos entre los siguientes parámetros:
 - a) Capacidad de flujo ($k * h$) vs Factor de recuperación.
 - b) Movilidad vs Factor de recuperación.
 - c) API vs Factor de recuperación.

Es importante recalcar que DAKS® no cuenta con el parámetro de capacidad de flujo específicamente, sin embargo se tomará en cuenta el flujo (*flowability*), con unidades de $\frac{k*h}{cp}$.

El objetivo primordial es tener a la mano las características dinámicas del flujo de fluidos en el yacimiento junto con respecto a otros yacimientos similares, para poder realizar las sugerencias de mejoramiento del fluido mediante técnicas de recuperación incremental.

4.7.2.- Paso 2: Resultados y recomendaciones.

Éste paso de la metodología busca establecer la analogía entre los yacimientos con base en los datos anteriores. Se considerarán únicamente los 3 grupos más comunes de los resultados generados por los histogramas, en caso de que la propiedad del yacimiento objetivo pertenezca a alguno de dichos valores, se considerará analogía positiva en esa propiedad.

Al tener cuatro parámetros graficados en histogramas para verificar analogías, se pueden tener las siguientes posibilidades:

Cuatro propiedades con analogías positivas

El yacimiento se considera análogo, y por tanto los métodos de recuperación secundaria, recuperación mejorada y otros métodos de recuperación incremental son ampliamente recomendados, con base a estudios de las compañías a explotarlos. Se sugiere de igual manera tener precaución en los parámetros no involucrados en la presente metodología.

Tres propiedades con analogías positivas

El yacimiento presenta las características necesarias para poder ser considerado análogo, aunque conviene ser cautos al momento de sugerir alguna técnica de recuperación incremental. Conviene tener en cuenta las posibilidades y desafíos que genera la propiedad que no coincide con yacimientos análogos, aunque de igual manera se recomienda emplear los métodos de recuperación incremental que han sido aplicados en yacimientos análogos, con cautela.

Dos propiedades con analogías positivas

En caso de que el yacimiento posea dos de las cuatro propiedades como positivas, se considerará como análogo, pero con baja recomendación para poder aplicar los métodos de recuperación incremental, con base en estudios de calidad realizados por la compañía que pretenda explotarlo. Sin embargo se debe tener en cuenta que muchas propiedades del yacimiento serán distintas y por tanto podrán alterar los métodos de recuperación adicional que se sugieran.

Una propiedad con analogías positivas

Si el yacimiento posee únicamente una propiedad que puede ser considerada como análoga, se considera como un yacimiento no análogo para la aplicación de métodos de recuperación incremental. Conviene tener a la mano dichas características al momento de sugerir técnicas de incremento de producción.

Ninguna propiedad con analogías positivas

En caso de que el yacimiento no pertenezca a alguno de los primeros 3 grupos mostrados en los histogramas, se considerará como no análogo, y no se recomienda aplicar los métodos de recuperación incremental sin tener a la mano los estudios necesarios generados por la compañía a explotar. Se sugiere por tanto buscar técnicas alternativas de explotación.

Según el resultado anterior dependerá por tanto que tan fundamental sea aplicar el método de recuperación incremental que se definirá en el siguiente paso, aunque se sugiere ampliamente que independientemente del número de propiedades con analogía positiva se realice el análisis de métodos de recuperación incremental aplicados, ya que ayudará durante la etapa de explotación del campo en un futuro.

4.7.3.- Paso 3: Metodología de Análisis de métodos de recuperación incremental.

Se comparará con base en histogramas, los métodos de recuperación incremental que son aplicados con mayor frecuencia en los campos con propiedades primarias similares, sea o no un yacimiento análogo. El procedimiento será el siguiente:

1. Se realizará un histograma que grafique los métodos de recuperación secundaria.
2. Se realizará un histograma que grafique los métodos de recuperación mejorada generales, y posteriormente un histograma por cada uno de los primeros dos métodos más frecuentes.
3. Se realizará un histograma que grafique otros métodos de recuperación adicional y posteriormente un histograma por cada uno de los primeros tres métodos más frecuentes.

El objetivo con generar los segundos histogramas de los métodos más frecuentes, es el recomendar con más detalle y profundidad la tecnología que ha sido aplicada en campos con propiedades similares, y así poder incrementar el factor de recuperación de manera similar en el campo objetivo.

4.8.- Verificar Resultados

Una vez que se tengan los análisis de las técnicas de recuperación adicional que son más frecuentes de ser aplicadas en los yacimientos análogos, se procederá a realizar la recomendación de ser o no aplicables al campo objetivo, dependiendo de las conclusiones obtenidas en los pasos 1, 2 y 3 de la metodología. Se hará notar que aunque la metodología proponga dichas técnicas, siempre deberá hacerse con cautela el procedimiento de sugerencia.

4.9.- Análisis comparativo – Campo Kanaab, México

Usando de muestra el campo Kanaab, ubicado en la plataforma Continental del Golfo de México a 150 km al noreste de la Terminal Marítima de Dos Bocas y a 80 km al noroeste de Ciudad del Carmen, Campeche, se realizó el siguiente análisis.

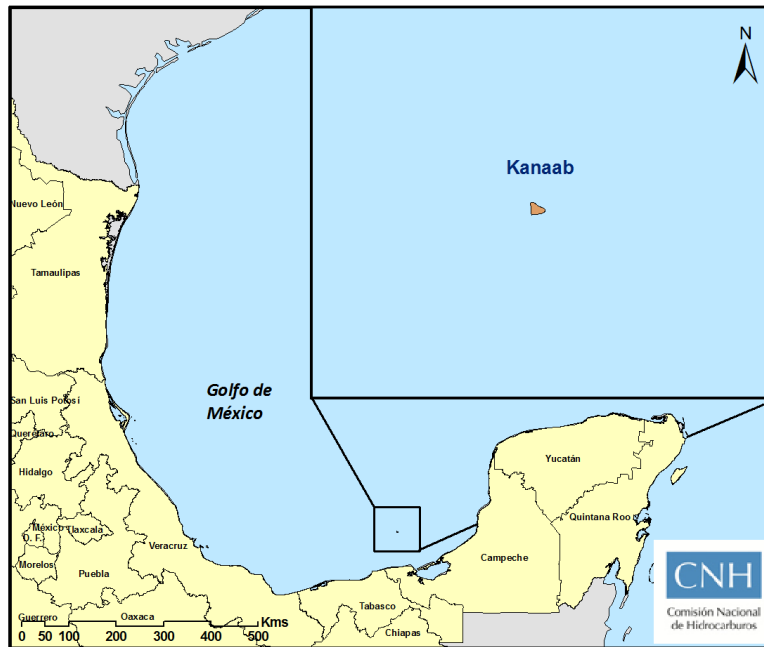


Figura 38 – Ubicación del campo Kanaab. (CNH)

Datos del campo

- *Ambiente Sedimentario: Ambiente carbonatado.*
- *Onshore-offshore: Offshore.*
- *Tipo de Hidrocarburo: Aceite.*
- *API: 28°.*

Parámetros disponibles: 4/4. La metodología es viable.

- *Tectónica asociada: Fallamientos inversos, modelo anticlinal, fracturamientos con disolución en partes con dolomía.*
- *Mecanismo de empuje: Acuífero asociado, expansión del sistema roca fluidos.*
- *Litología: Rocas carbonatadas, dolomía micro cristalina y meso cristalina, color gris claro y café claro.*
- *Ambiente sedimentario: Marino profundo.*

Parámetros disponibles: 2/4 La metodología es viable.

Factor de recuperación actual: 27.3%

Factor de recuperación esperado: 39.1%

Técnicas de recuperación incremental propuestas

Capítulo IV – Metodología propuesta

Perforación y terminación de un pozo adicional, además de instalar pozos con bombeo neumático. Se busca poder aumentar la producción con un método de recuperación adicional.

Se ingresó a DAKS® con los datos anteriores:

Refinamiento

Se obtuvieron 19 resultados similares (imagen ilustrativa).

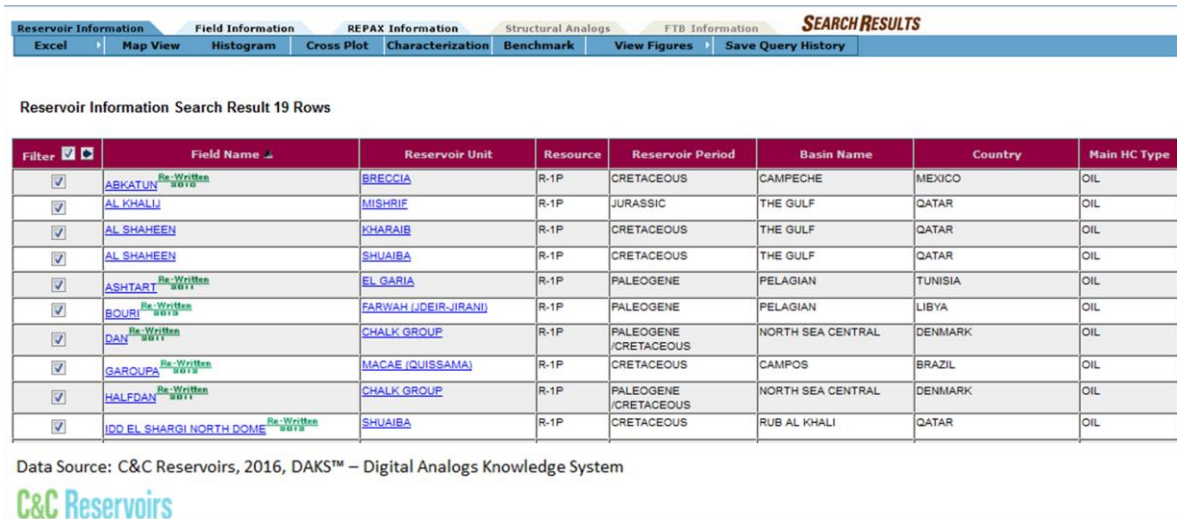


Figura 39 - (DAKS®, 2015)

Se realizó el primer análisis para conocer el factor de recuperación medio de los datos disponibles.

1. Factor de Recuperación

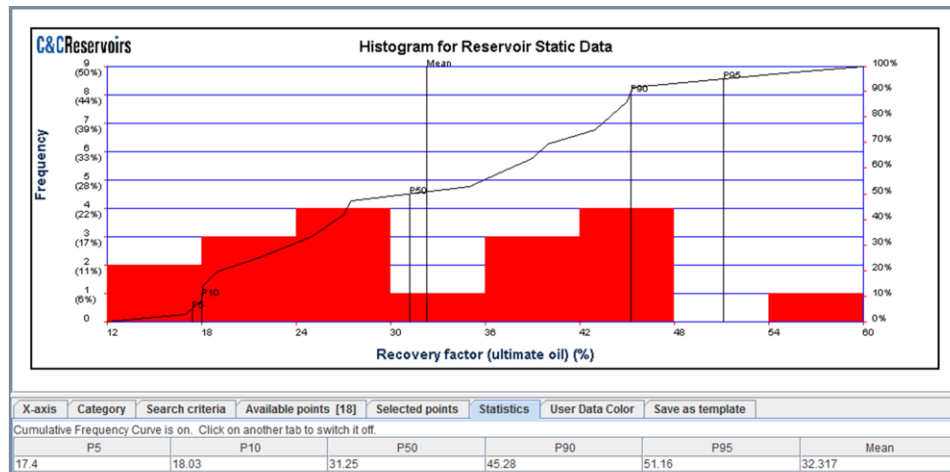


Figura 40 - (DAKS®, 2015)

Se observa que el factor de recuperación (actual y esperada) del campo Kanaab lo ubica muy cercano a la media, por encima al P50. El histograma acumulado muestra un crecimiento lineal, por lo que la concentración de los factores de recuperación en un rango de $\pm 15\%$ es amplia.

Metodología paso 1

Se realizó el segundo análisis para determinar analogía entre yacimientos. Se tienen dos de los parámetros secundarios mínimos para ingresar a DAKS® por lo que es viable el método.

1. Tectónica

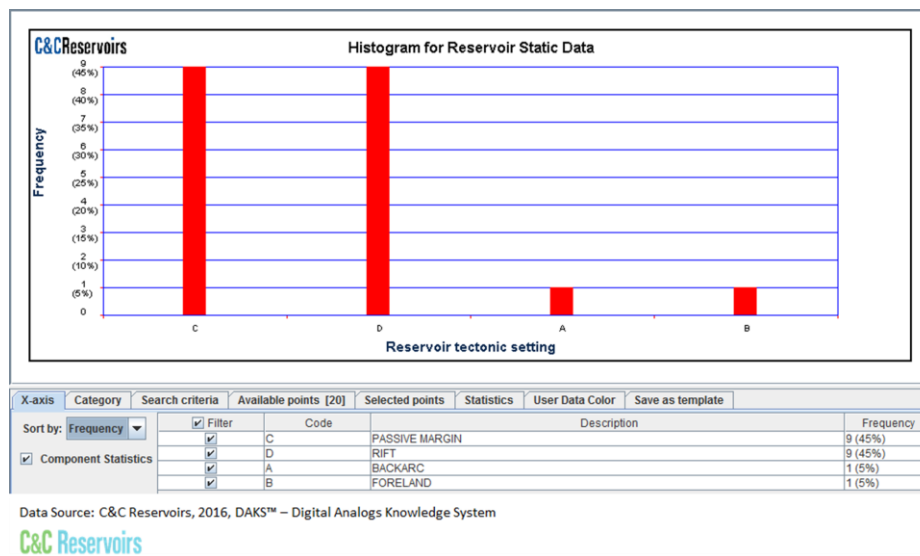


Figura 41 - (DAKS®, 2015)

Mediante un histograma de frecuencias (primero ampliado) general, se observa que las primeras tres características o propiedades importantes y comunes en los yacimientos con los parámetros de entrada seleccionados al inicio del muestreo, son la tectónica mediante domos salinos, después el rift y por último las cuencas sedimentarias de antepaís.

2. Mecanismo de empuje

Capítulo IV – Metodología propuesta

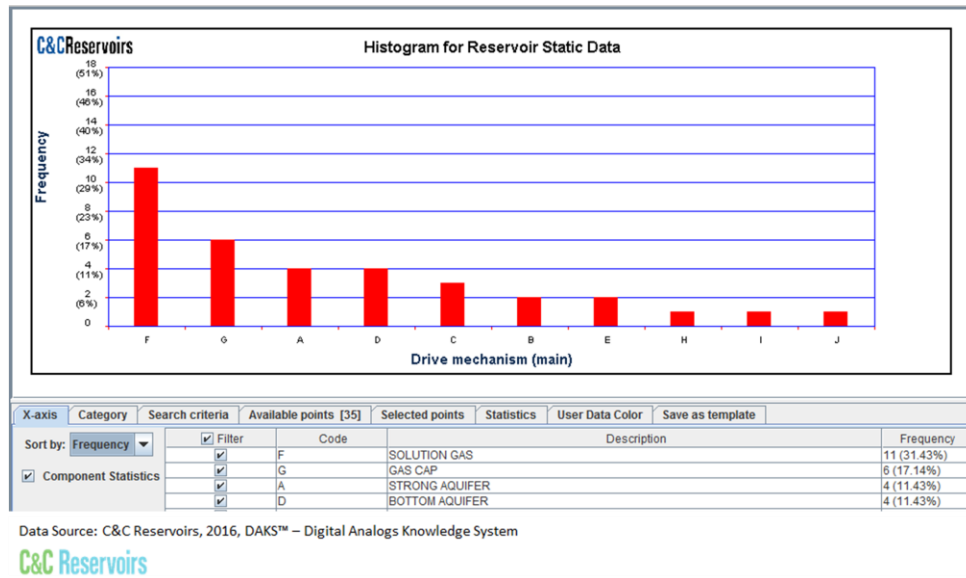


Figura 42 - (DAKS®, 2015)

Los mecanismos de empuje que predominan en los yacimientos con las características antes mencionadas son en gran medida por presencia de empuje por gas en solución, y en menor medida a contribución a mantenimiento de presión la presencia de casquete de gas y un acuífero fuerte asociado.

3. Litología.

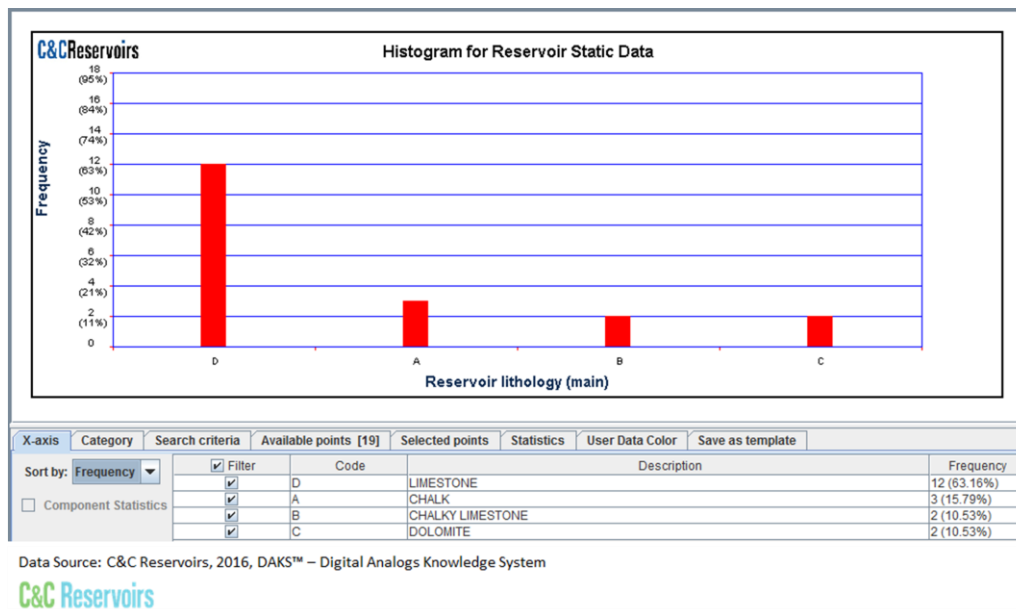
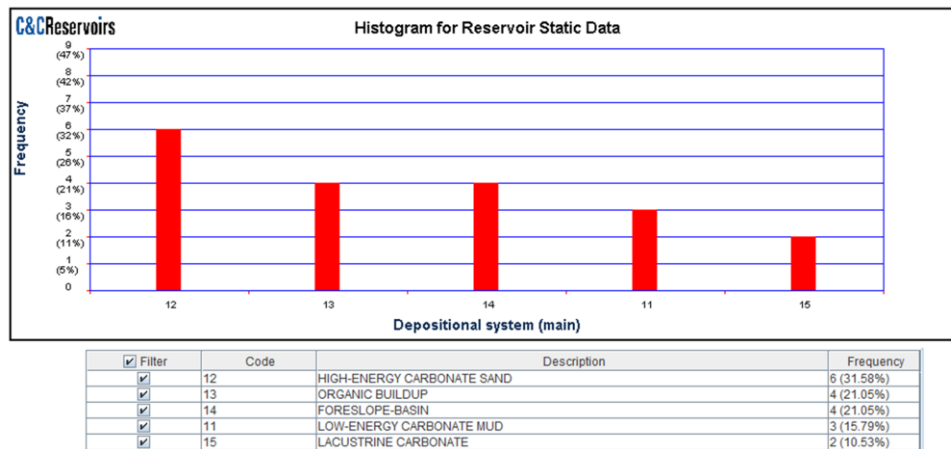


Figura 43 - (DAKS®, 2015)

La litología que predomina en éste tipo de yacimientos es ampliamente referida a carbonatos. En primer lugar las rocas calizas y posteriormente cretas y dolomías.

4. Ambiente Sedimentario



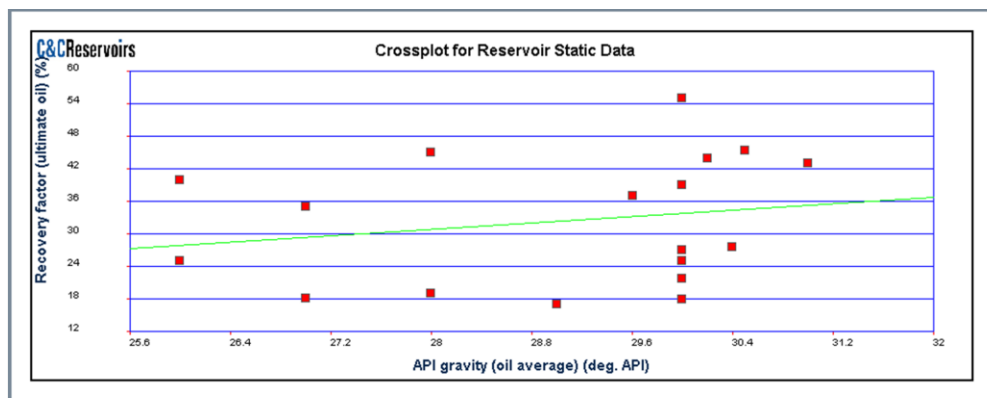
Data Source: C&C Reservoirs, 2016, DAKS™ – Digital Analogs Knowledge System

C&C Reservoirs

Figura 44 - (DAKS®, 2015)

Los ambientes sedimentarios más comunes en la categoría de carbonatos son cercanos al 30% y son referidos a arenas carbonatadas de alta energía, posteriormente a medios altamente orgánicos y cuencas de antepaís, haciendo notar el hecho que son sedimentos que en su momento se depositaron en mayor medida en ambientes marinos, con alto contenido orgánico.

1. API



Data Source: C&C Reservoirs, 2016, DAKS™ – Digital Analogs Knowledge System

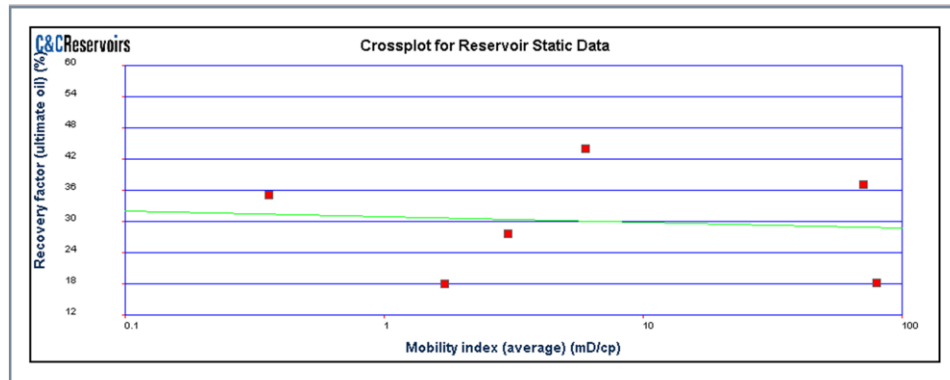
C&C Reservoirs

Figura 45 - (DAKS®, 2015)

Capítulo IV – Metodología propuesta

La tendencia del modelo de regresión lineal, indica que existe un leve incremento del factor de recuperación a medida que se incrementa la gravedad API de la cantidad de muestras del yacimiento. El conjunto del muestreo se agrupa preferentemente entre los 29° y los 31° API. R^2 tiene un valor de 0.042 (4.2%).

2. Movilidad



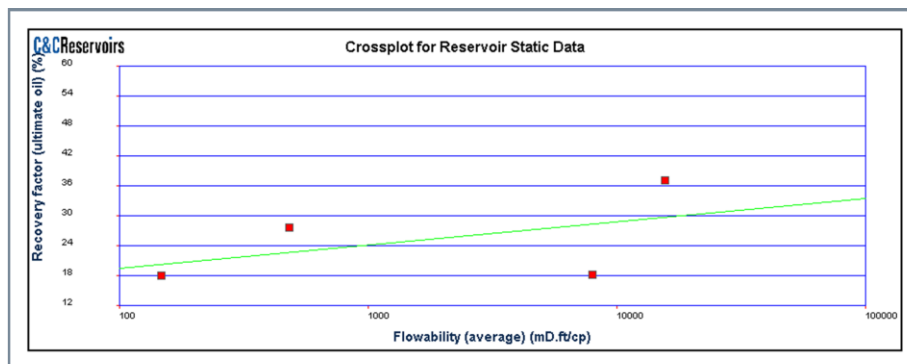
Data Source: C&C Reservoirs, 2016, DAKS™ – Digital Analogs Knowledge System

C&C Reservoirs

Figura 46 - (DAKS®, 2015)

Existe una escasez de información, por lo tanto los datos no pueden ser concluyentes. Sin embargo se puede notar el decremento de la línea de tendencia en el método de regresión lineal en la gráfica de movilidad; la acumulación preferentemente es entre $1 \frac{mD}{cp}$ y los $10 \frac{mD}{cp}$. R^2 tiene un valor de 0.0092 (0.92%).

3. Capacidad de flujo



Data Source: C&C Reservoirs, 2016, DAKS™ – Digital Analogs Knowledge System

C&C Reservoirs

Figura 47 - (DAKS®, 2015)

Capítulo IV – Metodología propuesta

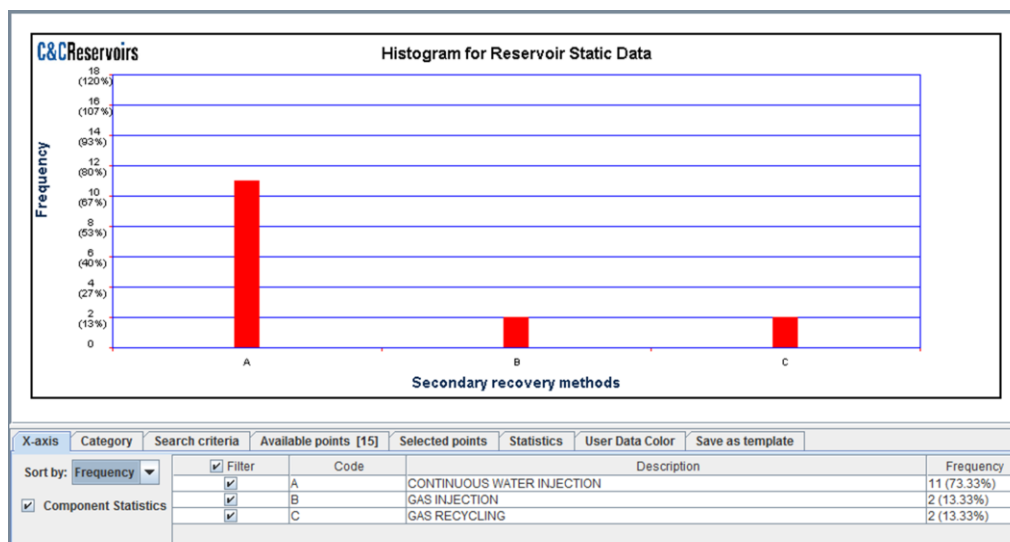
Existe una escasez de información, por lo tanto los datos no pueden ser concluyentes. Se puede notar un leve aumento de la línea de tendencia en el método de regresión lineal en la gráfica de la capacidad de flujo; la acumulación preferentemente no puede ser definida con claridad, aunque de la muestra graficada oscila entre $1 \frac{mD*ft}{cp}$ y los $500 \frac{mD*ft}{cp}$. R^2 tiene un valor de 0.2437 (24.37%).

Metodología paso 2

Se concluye que presenta características similares y por tanto análogas, con ciertas diferencias clave, por tanto los sistemas de producción adicional que han sido instalados en campos similares pueden o no ser aplicados en el campo Kanaab con su debido análisis según su analogía de yacimientos.

Metodología paso 3

Recuperación Secundaria.



Data Source: C&C Reservoirs, 2016, DAKS™ – Digital Analogs Knowledge System

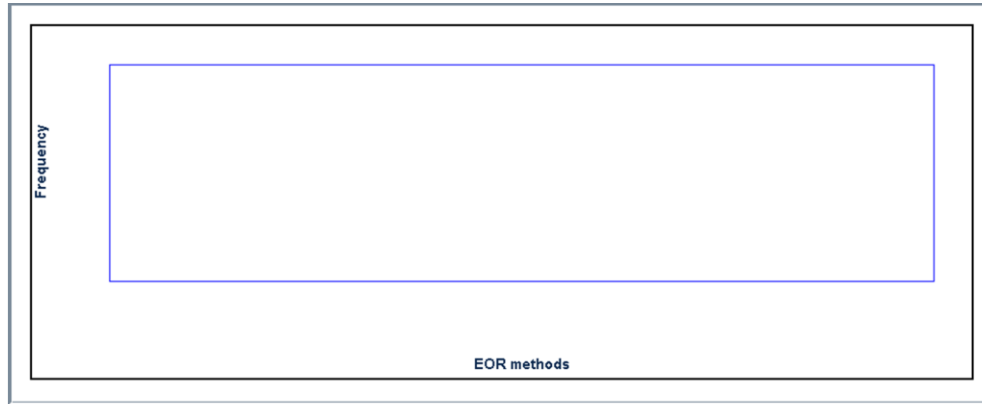
C&C Reservoirs

Figura 48 - (DAKS®, 2015)

Según datos de DAKS®, el método más aplicado en cuanto a Recuperación secundaria es la inyección continua de agua. Dado que el mecanismo de mantenimiento de presión es preferentemente por gas en solución, también se ha aplicado la inyección de gas y reciclamiento del mismo.

EOR

Capítulo IV – Metodología propuesta



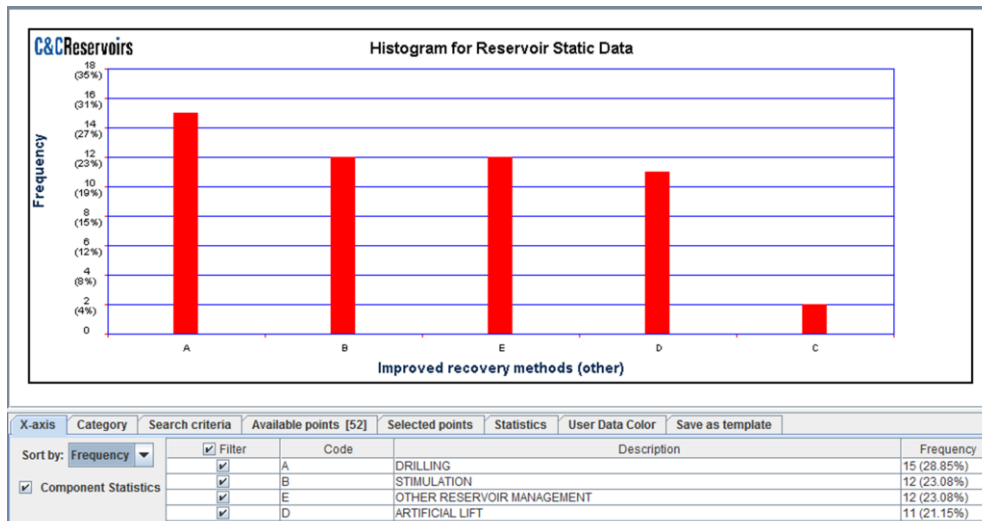
Data Source: C&C Reservoirs, 2016, DAKS™ – Digital Analogs Knowledge System

C&C Reservoirs

Figura 49 - (DAKS®, 2015)

No se tiene información disponible de métodos de EOR aplicados a yacimientos con características similares. Se sugiere ampliar la cantidad de resultados obtenidos mediante suavizado en el ingreso de valores a DAKS®.

Otros métodos



Data Source: C&C Reservoirs, 2016, DAKS™ – Digital Analogs Knowledge System

C&C Reservoirs

Figura 50 - (DAKS®, 2015)

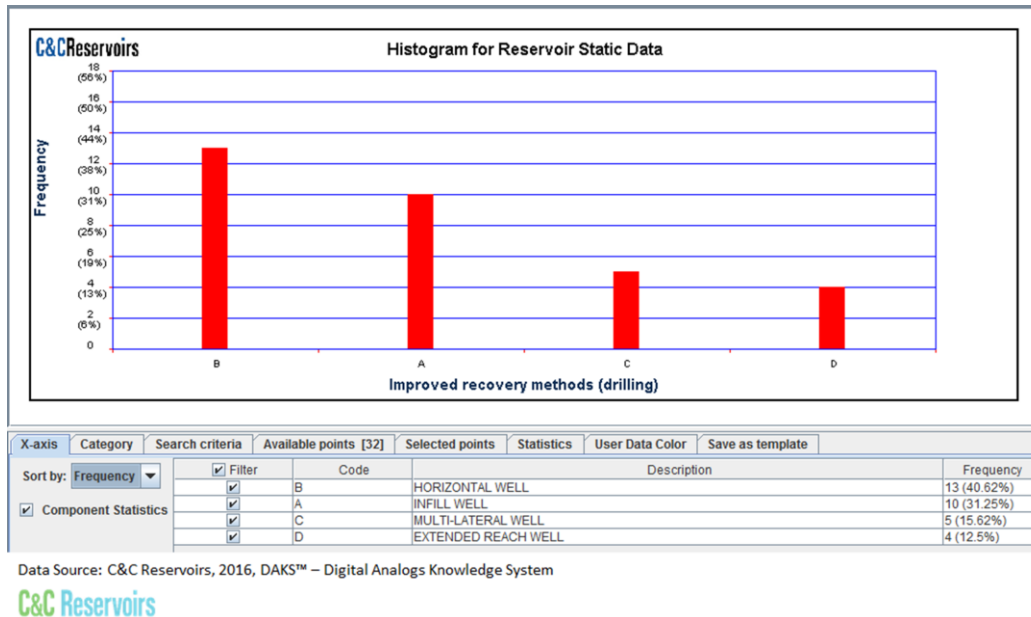


Figura 51 - (DAKS®, 2015)

Entre otros métodos que incrementan la producción en yacimientos similares, se encuentra la perforación de más pozos, horizontales y perforación de pozos de relleno principalmente.

Resultados

Conclusiones

Con base en los puntos anteriores se concluye que:

- El campo Kanaab posee un factor de recuperación promedio y aceptable.
- Las características de litología, tectónica y ambiente de sedimentario están ampliamente estudiadas en yacimientos similares.
- Las gráficas de regresión lineal indican que los factores de recuperación en yacimientos similares no son enteramente concluyentes según las propiedades de movilidad, capacidad de flujo y gravedad API, por lo que se sugiere incrementar el número de muestras mediante una holgura en el ingreso de datos a DAKS®.

Se considera que es un yacimiento análogo en base a los datos anteriores y por tanto es candidato a los métodos de recuperación adicional mencionados anteriormente. Se recomienda realizar un análisis más a detalle de los métodos de recuperación incremental para ser aplicados en el campo Kanaab.

Capítulo V - Consideraciones en la metodología propuesta

5.1.- Introducción

Ya que el proceso para establecer analogías entre campos es difuso e inexacto, la metodología que se pretende constituir requiere de cierto análisis cuando existen valores o situaciones que hacen difícil su aplicación. Las consideraciones aquí citadas no son una regla definitiva, debido a la inmensa cantidad de factores que ocurren durante la explotación de un campo petrolero, sin embargo permitirán dar un resultado de campos análogos.

5.2.- Secuencia de pasos

Es importante señalar que la secuencia de pasos a emplear durante la aplicación de la metodología siempre debe ser holgada pero estrictamente objetiva, en el sentido que las probabilidades son muy bajas para tener dos yacimientos realmente similares, sin perder el punto de poder escoger la menor cantidad de campos del total existentes en el mundo. Por ello el proceso para aplicar ésta metodología siempre habría de ser la que se expone en la siguiente figura.

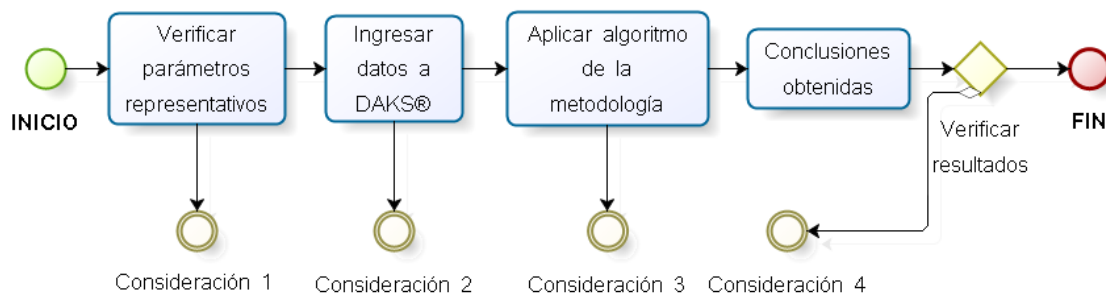


Figura 52. Metodología para evaluar analogías, con consideraciones (Con Bizagi®).

No obstante como ya se mencionó con anterioridad, las consideraciones siempre harán el refinamiento más complicado, por lo que se sugiere se emplee o cuando el proceso original no sea efectivo (obtención de un número de campos relativamente bajo para su estudio), o cuando se requiera de un poco más de detalle (cuando el número de campos sea tan vasto que haga falta un refinamiento).

Las siguientes propiedades que se detallarán, son los puntos necesarios para evaluar nuevamente un campo, de tal forma que permita un refinamiento más eficiente.

5.3.- Consideración 1: Insuficiencia de datos básicos.

Dadas las propiedades básicas en la metodología, aunque poco probable, pueden existir diversos casos en los que la información inicial sea insuficiente, por ello se considerará lo siguiente:

- En caso de existir información de campos cercanos que produzcan del mismo yacimiento, y que las propiedades geológicas sean similares, es posible usar los datos para poder ingresar a DAKS®.
- En caso de ser un campo nuevo a explotar y por lo tanto no tener información de campos cercanos que exploten el mismo yacimiento es posible omitir un dato de entrada si y solo si se cuenta con los otros 3 parámetros.
- En caso de ser un campo nuevo a explotar y por lo tanto no tener información de campos cercanos que exploten el mismo yacimiento y que se tengan dos propiedades a ingresar o menos, se puede usar el dato promedio de los campos existentes en el mundo con base en los otros parámetros que se poseen, sin embargo se debe tener en mente que el margen de error será muy alto y por lo tanto las conclusiones tenderán a ser poco satisfactorias.

5.4.- Consideración 2.1: Refinamiento de resultados obtenidos

En el mundo existen yacimientos con características muy variadas, sin embargo ciertos yacimientos poseen propiedades muy similares que produciría una muestra muy amplia de yacimientos análogos. En muchos casos es positivo tener gran variedad de datos para poder graficar correctamente o lo más cercano a lo real, por otro lado al momento de hacer análisis estadístico que involucra la comparación entre diversas propiedades los resultados se orientarán a ser más cercanos a la media de la muestra general y no a la media de la muestra con las características requeridas, por lo que se debe proceder de la siguiente manera:

Capítulo V – Consideraciones en la metodología propuesta

- En caso de que los resultados sobrepasen los 80 resultados similares, se deberá proceder a reducir los parámetros de entrada. La propiedad que puede ser restringida será la gravedad API, y se reducirá el rango de entrada en -10° API (5° API por cada extremo).
- En caso de que los resultados sobrepasen los 60 resultados similares, se deberá proceder a reducir los parámetros de entrada. La propiedad que puede ser restringida será la gravedad API, y se reducirá el rango de entrada en -6° API (3° API por cada extremo).
- Una muestra razonablemente representativa comprenderá no más de 50 resultados.

5.5.- Consideración 2.2: Extensión de resultados obtenidos

En los casos que una búsqueda de campos sea ineficiente en el ámbito de haber arrojado un pequeño número de datos, se requerirá una ampliación en los rangos de ciertas características. En casos cuando los resultados obtenidos sean poco significativos se procederá de la siguiente manera:

- En caso de tener una muestra menor a 6 resultados, se procederá a omitir uno de los parámetros de entrada si y solo si se poseen los 4 parámetros mínimos, de otro modo se conservará la muestra arrojada por la plataforma, y en los resultados se deberá especificar como primer punto que la muestra no es enteramente concluyente. Si se poseen las 4 características de entrada el parámetro que puede ser considerado para ser omitido será el ambiente sedimentario. De igual forma será detallado como primer punto en los resultados la omisión por causa de falta de yacimientos similares.
- En caso de tener una muestra menor a 4 resultados, se procederá a omitir uno de los parámetros de entrada sólo si los resultados del análisis de DAKS® (después del análisis estadístico) no son enteramente satisfactorios. El parámetro a omitir será el ambiente sedimentario y deberá ser mencionado en las conclusiones del análisis.
- Una muestra razonablemente representativa comprenderá no menos de 10 resultados.

5.6.- Consideración 3: Análisis estadístico ineficiente

Durante el transcurso de la aplicación de la metodología propuesta, puede ocurrir que el análisis estadístico no arroje resultados amplios y por tanto ser enteramente no concluyente. En casos extremos (no contar con un número de yacimientos suficiente para proporcionar una conclusión) se deberá proceder de la siguiente manera:

Capítulo V – Consideraciones en la metodología propuesta

- En caso que las gráficas de histogramas incluyan pocos valores (menores a 5 yacimientos muestra) se deberá agregar en las recomendaciones el hecho de que la metodología en ése paso fue ineficiente, y por tanto implica un margen de error mayor en los resultados de sistemas artificiales de producción recomendados.
- En caso que las gráficas de dispersión entre los estudios de propiedades incluyan pocos valores (menores a 5 yacimientos muestra), se deberá concluir que el yacimiento no puede ser enteramente evaluado para ser análogo.
- Una muestra de yacimientos presentes en los análisis estadísticos deberán ser de 6 o más.

5.7.- Consideración 4: Resultados poco concluyentes

Existe la posibilidad que los campos que son considerados como análogos no tengan actualmente sistemas de recuperación adicional, y por tanto el resultado de la metodología aunque eficientemente determinó analogías entre yacimientos, no es enteramente satisfactorio con las conclusiones. En los casos que se tenga ningún resultado de métodos de recuperación secundaria, EOR u otros métodos, se concluirá que el yacimiento es candidato para hacer análisis de recuperación incremental, más no se recomienda en particular un método.

5.8.- Análisis comparativo - Faja de oro, formación El Abra, México

La faja de oro se encuentra en el estado de Veracruz, en la cuenca Tampico-Misantla. La producción inició alrededor de 1908, y se encuentra en estado de constante declive. La formación productora El Abra, tiene un ambiente de depósito del tipo marino poco profundo, sobre una plataforma carbonatada. La litología del yacimiento son calizas wackestone y packstone, así como grainstone. La porosidad es variada, con cavernas, vugulos, Intergranular y con presencia de fracturas, entre otros. Posee alta porosidad por fracturas y alta permeabilidad.

Los fluidos presentes en el yacimiento alcanzan a ser desde aceite ligero y hasta aceites pesados, así como gas en solución. La gravedad API presente es desde los 13° hasta los 40°, con una media de 23°.

Datos del campo

- *Ambiente Sedimentario: Ambiente Carbonatado.*
- *Onshore-offshore: On/Offshore*
- *Tipo de Hidrocarburo: Aceite.*
- *API: 23°*

Capítulo V – Consideraciones en la metodología propuesta

Parámetros disponibles: 4/4. La metodología es viable.

- *Tectónica asociada: Margen Pasivo en el yacimiento, en la trampa geológica y en la roca madre.*
- *Mecanismo de empuje: De tipo en gas en solución y probablemente la entrada de agua de un acuífero débil en territorio cercano a la costa (onshore) y un acuífero fuerte lejano a la costa (offshore).*
- *Litología: Bioclastos de tipo wackestone y packstone con miliólidos.*
- *Ambiente sedimentario: Marino somero relacionado con una plataforma carbonatada.*

Parámetros disponibles: 4/4 La metodología es viable.

Factor de recuperación actual: 35% aproximadamente.

Técnicas de recuperación incremental propuestas

Actualmente no posee técnicas de recuperación secundaria o mejorada.

Refinamiento

Se obtuvieron 19 resultados similares (imagen ilustrativa)

Filter	Field Name	Reservoir Unit	Resource	Reservoir Period	Basin Name	Country	Main HC Type
<input checked="" type="checkbox"/>	ABKATUN	BRECCIA	R-1P	CRETACEOUS	CAMPECHE	MEXICO	OIL
<input checked="" type="checkbox"/>	AL KHALI	MISHRIE	R-1P	JURASSIC	THE GULF	QATAR	OIL
<input checked="" type="checkbox"/>	AL SHAHEEN	KHARAIB	R-1P	CRETACEOUS	THE GULF	QATAR	OIL
<input checked="" type="checkbox"/>	AL SHAHEEN	SHUAIBA	R-1P	CRETACEOUS	THE GULF	QATAR	OIL
<input checked="" type="checkbox"/>	ASHTART	EL GARIA	R-1P	PALEOGENE	PELAGIAN	TUNISIA	OIL
<input checked="" type="checkbox"/>	BOURJ	FARWAH J/DEIR JIRANI	R-1P	PALEOGENE	PELAGIAN	LIBYA	OIL
<input checked="" type="checkbox"/>	DAN	CHALK GROUP	R-1P	PALEOGENE /CRETACEOUS	NORTH SEA CENTRAL	DENMARK	OIL
<input checked="" type="checkbox"/>	GAROUPA	MACAE (QUISSAMA)	R-1P	CRETACEOUS	CAMPOS	BRAZIL	OIL
<input checked="" type="checkbox"/>	HALFDAN	CHALK GROUP	R-1P	PALEOGENE /CRETACEOUS	NORTH SEA CENTRAL	DENMARK	OIL
<input checked="" type="checkbox"/>	IDD EL SHARQI NORTH DOME	SHUAIBA	R-1P	CRETACEOUS	RUB AL KHALI	QATAR	OIL

Data Source: C&C Reservoirs, 2016, DAKS™ – Digital Analogs Knowledge System

Figura 53 - (DAKS®, 2015)

1. Factor de Recuperación

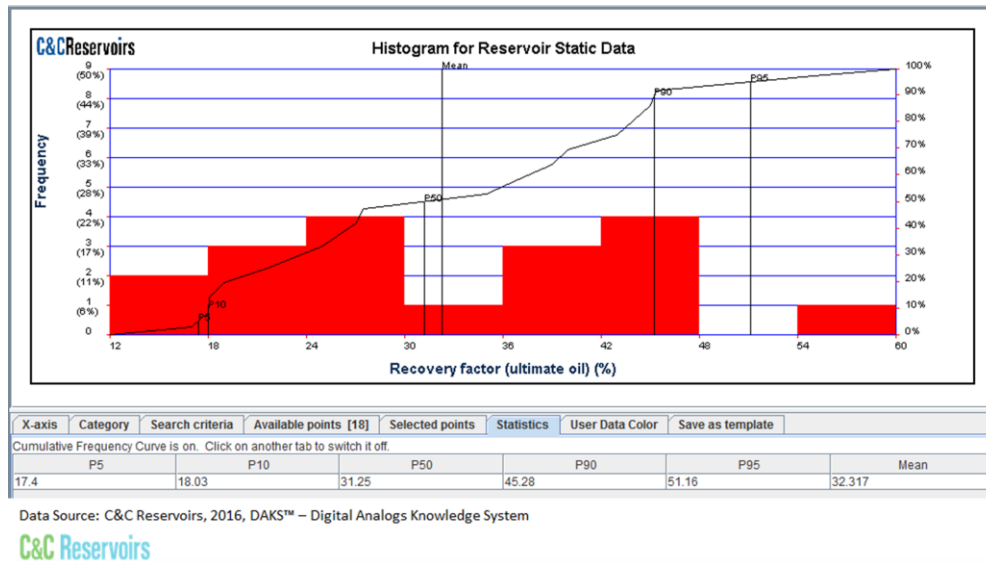


Figura 54 - (DAKS®, 2015)

Se observa que el factor de recuperación es ligeramente mayor al P50. Aun cuando el P50 no muestre gran acumulación de campos en el rango de 30 a 35% de factor de recuperación, la muestra es preferentemente entre el 24 y el 42%.

Metodología paso 1

1. Tectónica

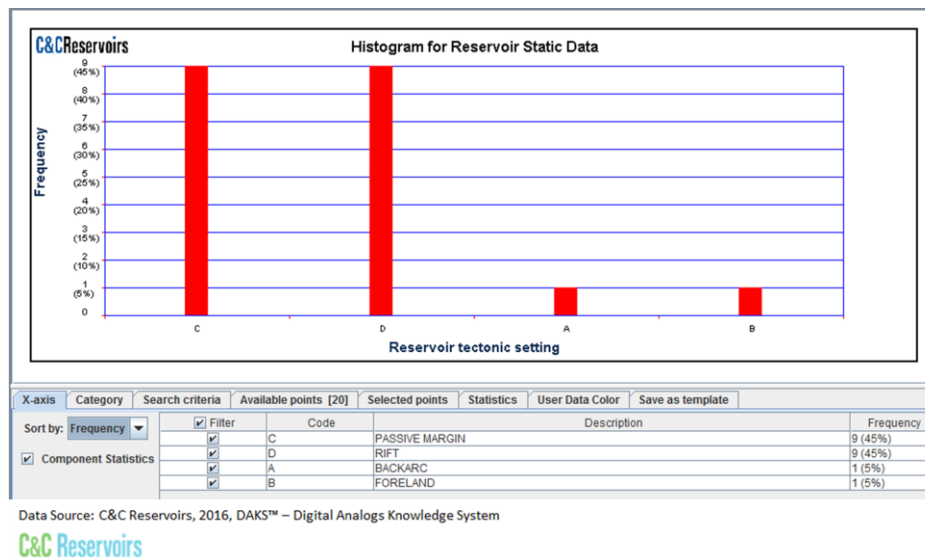


Figura 55 - (DAKS®, 2015)

Se puede observar que los dos parámetros más representativos de tipo de régimen tectónico son el margen pasivo y la tectónica tipo rift.

2. Mecanismo de empuje

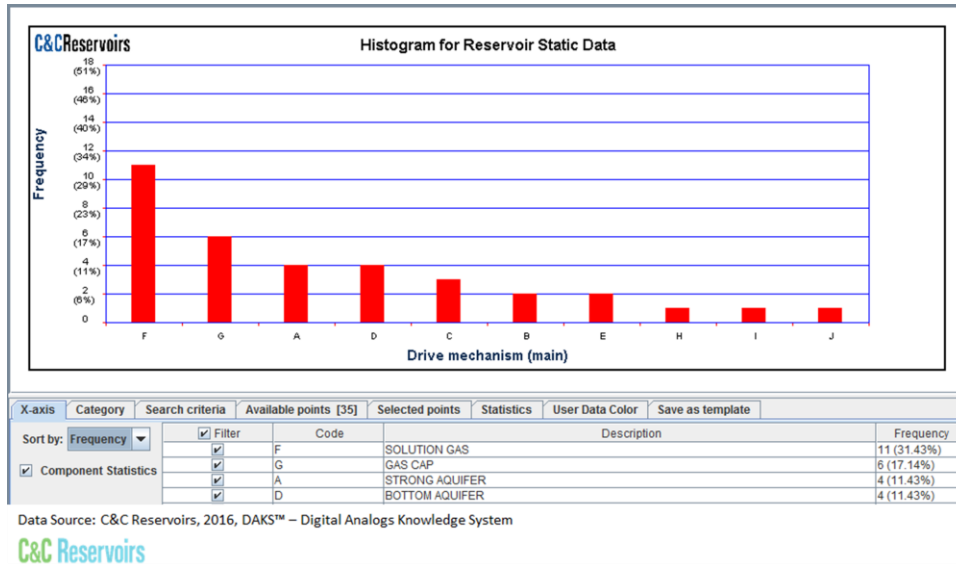


Figura 56 - (DAKS®, 2015)

Los mecanismos de empuje que principalmente afectan el comportamiento de la producción son el gas en solución con un 31%, casquete de gas con un 17% y la entrada de agua por un acuífero fuerte con un 11% en campos similares.

3. Litología.

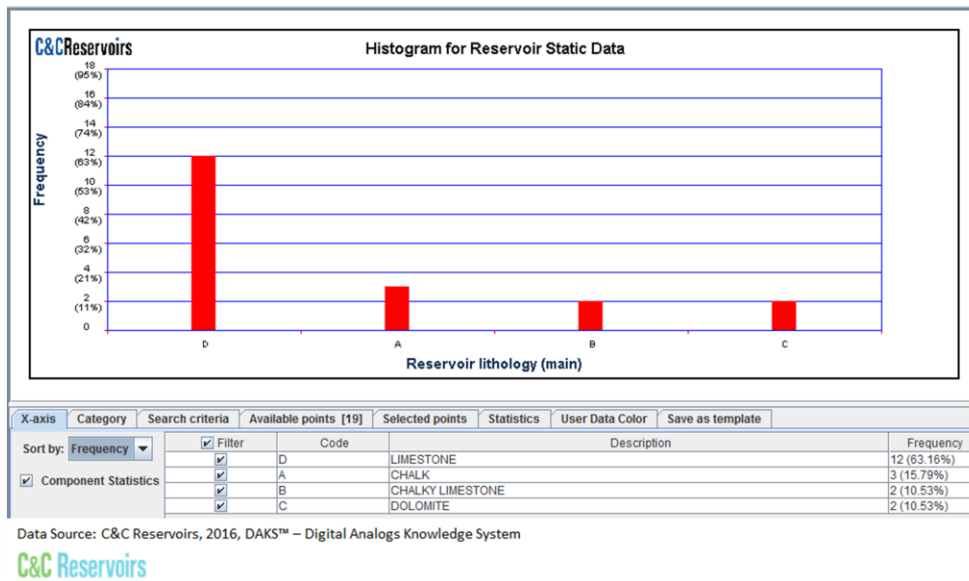


Figura 57 - (DAKS®, 2015)

Capítulo V – Consideraciones en la metodología propuesta

Dentro de los yacimientos carbonatados, se observa que la litología tiene una tendencia de ser más cercana a ser de tipo calizas.

4. Ambiente Sedimentario

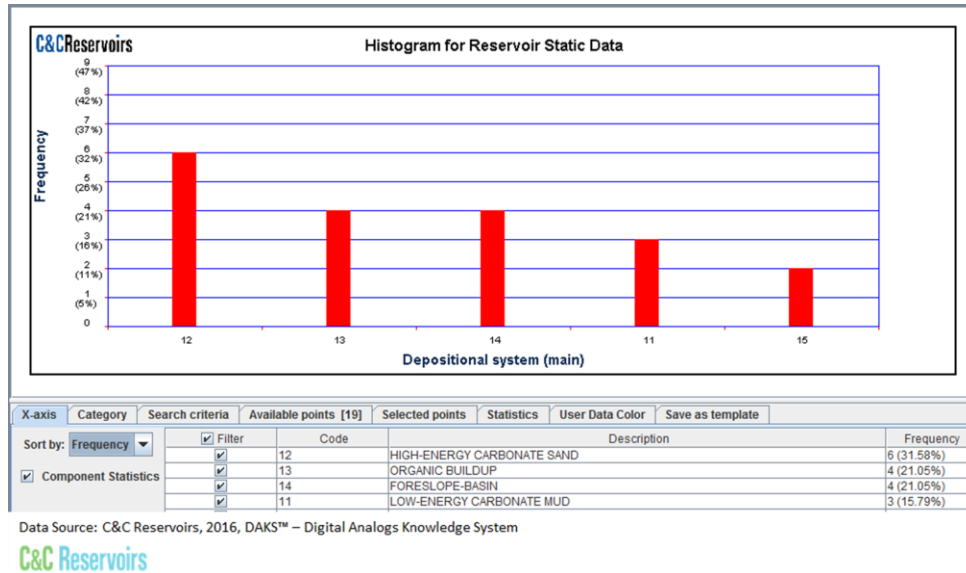


Figura 58 - (DAKS®, 2015)

Los ambientes sedimentarios que se presentaron en yacimientos similares, son referidos a lodos carbonatados con alto contenido de materia orgánica.

1. API

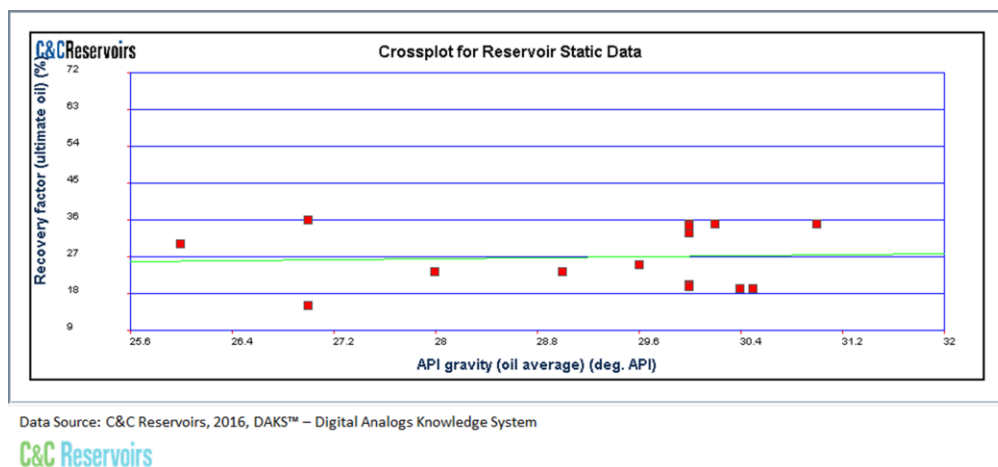


Figura 59 - (DAKS®, 2015)

Capítulo V – Consideraciones en la metodología propuesta

Según la línea de tendencia del modelo de regresión lineal, se puede ver un ligero incremento del factor de recuperación referido a medida que la gravedad API se acerca a los 30° API. Las muestras tienden a agruparse en el área entre los 29 y 30° API y el 27% de factor de recuperación. R^2 tiene un valor de 0.0035 (0.35%).

2. Movilidad

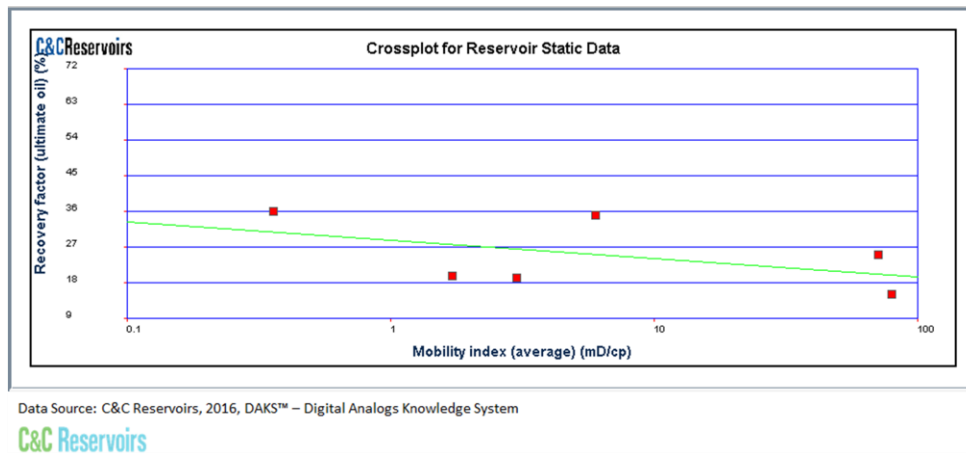


Figura 60 - (DAKS®, 2015)

La línea de tendencia indica un decremento del factor de recuperación a medida que la movilidad se incrementa, sin embargo debido a la gran dispersión de los pocos valores mostrados, los resultados pueden no ser enteramente concluyentes. El factor de recuperación se mantiene bajo el 27%. R^2 tiene un valor de 0.2393 (23.93%).

3. Capacidad de flujo

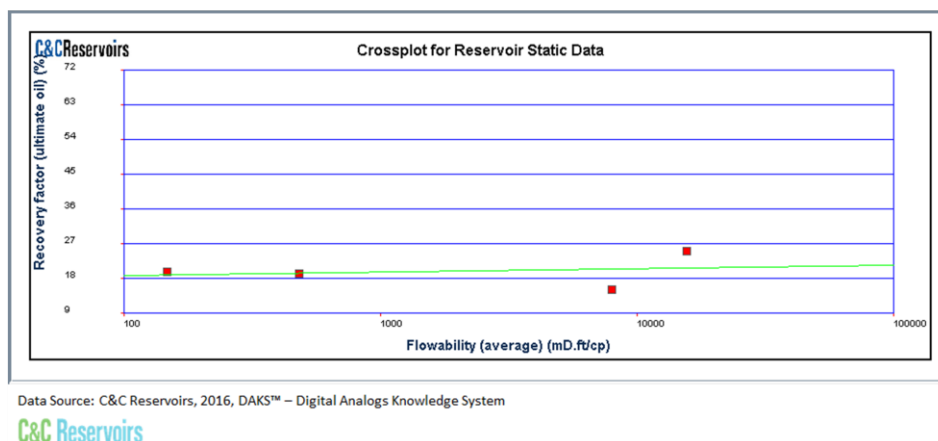


Figura 61 - (DAKS®, 2015)

Capítulo V – Consideraciones en la metodología propuesta

Debido a la falta de datos, el análisis no es concluyente. El factor de recuperación está cercano al 18%, y la capacidad de flujo indica una mínima tendencia a la alza. R^2 tiene un valor de 0.0451 (4.51%).

Metodología paso 2

Se concluye que el campo presenta características similares y por tanto análogas, con ciertas diferencias clave, por tanto los sistemas de producción adicional que han sido instalados en campos similares pueden o no ser aplicados en campos de la formación El Abra con su debido análisis según su analogía de yacimientos.

Metodología paso 3

Recuperación Secundaria.

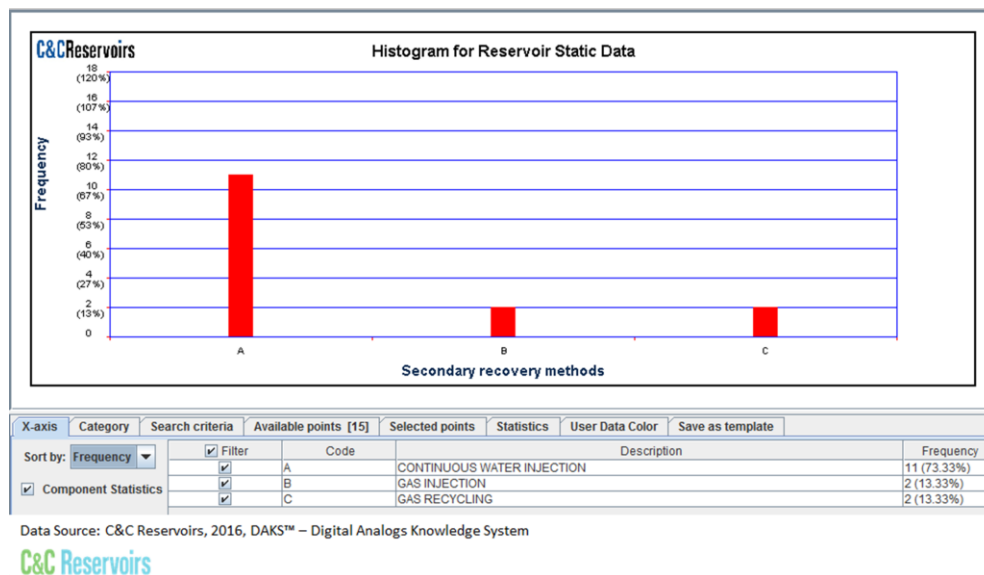
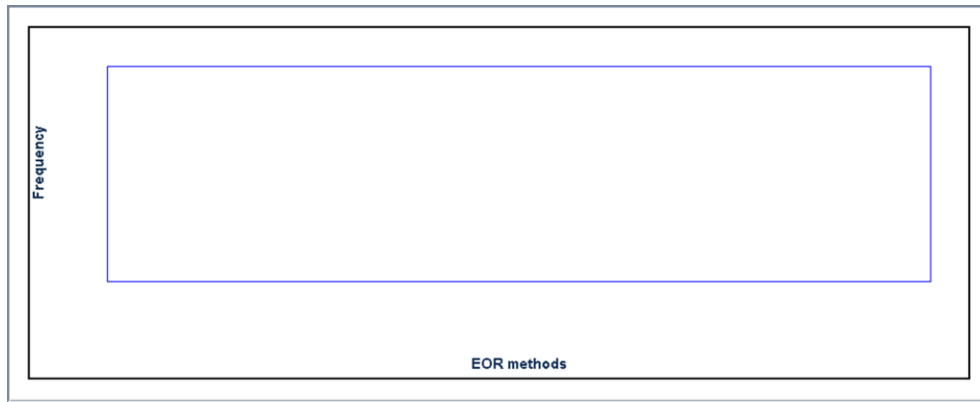


Figura 62 - (DAKS®, 2015)

Según datos de DAKS®, el método más aplicado en cuanto a Recuperación secundaria es la inyección continua de agua. El gas producido puede haber sido reinyectado como técnica de mantenimiento de presión.

EOR



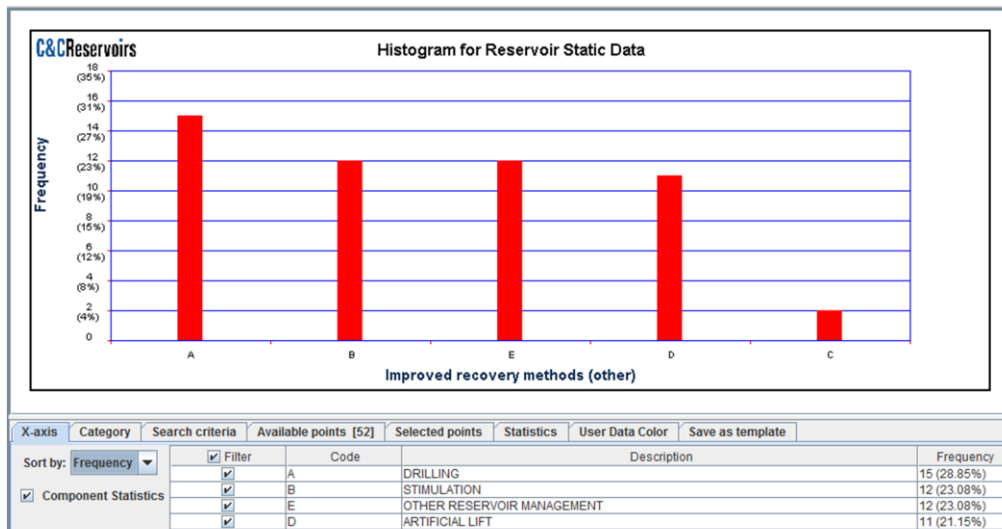
Data Source: C&C Reservoirs, 2016, DAKS™ – Digital Analogs Knowledge System



Figura 63 - (DAKS®, 2015)

No se tiene información disponible de métodos de EOR aplicados a yacimientos con características similares. Se sugiere ampliar la cantidad de resultados obtenidos mediante suavizado en el ingreso de valores a DAKS.

Otros métodos



Data Source: C&C Reservoirs, 2016, DAKS™ – Digital Analogs Knowledge System



Figura 64 - (DAKS®, 2015)

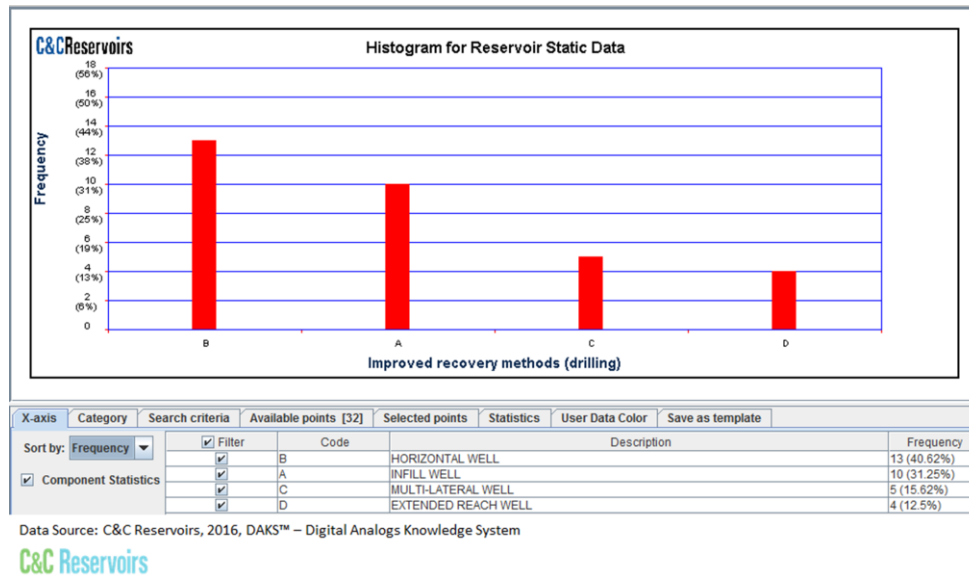


Figura 65 - (DAKS®, 2015)

Entre otros métodos que incrementan la producción en yacimientos similares, se encuentra la perforación de más pozos horizontales y perforación de pozos de relleno principalmente.

Resultados

Conclusiones

Con base en los puntos anteriores se concluye que:

- El campo de la formación El Abra posee un factor de recuperación promedio y aceptable.
- Las características de litología, tectónica y ambiente sedimentario están ampliamente estudiadas en yacimientos similares.
- Las gráficas de regresión lineal indican que los análisis no son enteramente concluyentes en las propiedades de movilidad y capacidad de flujo, por lo que se sugiere incrementar el número de muestras mediante una holgura en el ingreso de datos a DAKS®.

Consideraciones

- El hecho de haber sido un campo de tipo Onshore-Offshore, no influyó en el muestreo resultante comparado con el campo Kanaab de características de entrada a DAKS® similares, sin embargo para poder aplicar las técnicas de recuperación adicional habrá que considerar la maniobrabilidad con tirante de agua existente.

Se considera que es un yacimiento análogo en base a los datos anteriores y por tanto candidato a los métodos de recuperación adicional mencionados anteriormente. Se recomienda realizar un análisis más a detalle de los métodos de recuperación incremental para ser aplicados.

Conclusiones y Recomendaciones

Los parámetros más representativos para poder iniciar el procesos de comparación entre dos yacimientos petroleros son los parámetros geológicos, tales como la litología y el ambiente de depósito; los parámetros del sistema roca fluidos como la densidad de los fluidos y la gravedad API, así como los parámetros que tienen que ver con el comportamiento dinámico de los yacimientos como relación de movilidades (M) y capacidad de flujo (Kh) son muy importantes para conocer las condiciones dinámicas en el yacimiento bajo distintos esquemas de explotación, y que a su vez influirán en distintos métodos de recuperación incremental y/o administración de yacimientos a ser empleada para incrementar el factor de recuperación. La complejidad del yacimiento petrolero y la ubicación superficial de las plataformas petrolíferas son términos aplicados para definir una similitud que permita un cierto rango de yacimientos similares ya sea de forma local o a distancia. Ya que una propiedad podría comparar dos campos a tal punto de hacerlos casi idénticos, el resto de las propiedades podrían ser decisivas al momento de realizar el análisis completo.

Es importante conocer la geología mexicana y la historia de explotación petrolera del país, ya que es vital conocer las características de depósito de material terrígeno en donde se ubican los yacimientos petroleros, y toda la información posible relacionada de los procesos de exploración y explotación de dichos yacimientos. Se propone siempre mantener ésta información a la mano para cualquier estudio posterior, ya que es posible que pueda ser útil en estudios comparativos posteriores.

La información geológica, geofísica y de los procesos de exploración y explotación de hidrocarburos a nivel mundial, son completamente necesarios de ser estudiados, ya que permiten en primer lugar ampliar la manera de enfrentar las situaciones y problemas petroleros en México. En segundo lugar, debido a que el proceso de comparación de campos requiere indudablemente los conocimientos extranjeros en situaciones no existentes en el país. En suma, para poder conocer las capacidades de las compañías que realizaron dichos análisis a la hora de decidir los consorcios y contratos petroleros. Se propone no basarse únicamente en la información proporcionada de campos extranjeros y los métodos aplicados para explotarlos, ya que al no existir yacimientos idénticos, podrían haber situaciones y

Conclusiones y recomendaciones

condiciones no consideradas, sin embargo siempre tener en mente los resultados obtenidos de dichos procesos en caso de ser requeridos al momento de realizar una nueva actividad.

La metodología propuesta aplica para ciertas situaciones. Se recomienda emplearse en los procesos comparativos, mas no recurrirse como único método comparativo, sino simplemente usarse como guía representativa.

Las consideraciones en dicha metodología son condiciones y situaciones en las que la metodología propuesta pudiera tener dificultades de aplicación. Debido a que existen muchos parámetros que no fueron introducidos a la presente tesis, podrán existir variables no contempladas que en su momento podrían ser fundamentales. No obstante se presentaron aquellas a tener en cuenta a la hora de aplicar la metodología.

Ω

Bibliografía

- A.H.G. Mitchell, H. R. (1989). *Sedimentation and Tectonics*. Oxford: Blackwell Scientific.
- Alsharhan, A. (1997). *Sedimentary basins and petroleum geology of the Middle East*. Amsterdam: Elsevier.
- Amyx, J. (1960). *Petroleum Reservoir Engineering*. EEUU: McGraw-Hill.
- Arana, V. (2007). *Notas del Curso de Simulación Matemática de Yacimientos*. D.F.: Facultad de Ingeniería, UNAM.
- Barrera, G. (2012). *Aplicaciones del sistema híbrido artificial de producción ESPCP, Tesis UNAM*. Ciudad Universitaria, México D.F.
- BBVA. (2008). *Potencial futuro de la oferta mundial de petróleo*. Obtenido de <https://www.bbvaesearch.com/publicaciones/potencial-futuro-de-la-oferta-mundial-de-petroleo-un-analisis-de-las-principales-fuentes-de-incertidumbre/>
- BP. (2004). *BP Statistical Review Year-End 2004*. United Kingdom: BP.
- BP. (2015). Obtenido de www.bp.com
- BP. (Junio 2015). Statistical Review. *Statistical Oil Review*, 48.
- Buey, C. d. (s.f.). Propiedades físico-químicas de los suelos. *Máster en mecánica del suelo e ingeniería de cimentaciones*. Laboratorio de Geotecnia.
- CNH. (s.f.). *Comisión Nacional de Hidrocarburos*. Recuperado el 23 de Octubre de 2014, de <http://www.cnh.gob.mx/>
- DAKS®. (2015). *Digital Analogs Knowledge System*. Obtenido de C&C Reservoirs: <http://online.ccrepositories.com>
- Einsele, G. (2000). *Sedimentary Basins*. Germany: Springer.
- Forbes. (1 de 21 de 2010). *The World's Biggest Oil Reserves*. Obtenido de <http://www.forbes.com/2010/01/21/biggest-oil-fields-business-energy-oil-fields.html>
- Fossen, H. (2010). *Structural Geology*. New York: Cambridge University Press.
- García, G. (Cruso Noviembre 2012). *Caracterización Dinámica de Yacimientos de hidrocarburos*. Facultad de Ingeniería, UNAM.
- Hung, E. (1991). *Petrofísica para geólogos e ingenieros de explotación*. Caracas.
- IMP. (s.f.). *Instituto Mexicano del Petróleo*. Recuperado el 23 de Octubre de 2014, de <http://www.imp.mx/>
- Inc., V. (12 de Febrero de 2015). *World Atlas*. Obtenido de www.worldatlas.com: <http://www.worldatlas.com/aatlas/ctycodes.htm>
- Instituto de Geología, U. (1992). *Instituto de Geología*. Recuperado el 23 de Octubre de 2014, de Carta Geológica de la República Mexicana: <http://www.geologia.unam.mx/igl/index.php/difusion-y-divulgacion/212-carta-geologica-de-la-republica-mexicana>
- Klemme. (1989). Basin analysis and applications. En D. Klemme, *Basin analysis and applications*.

Bibliografía

- Lake, L., & Carroll, H. (1988). *Reservoir Characterization*. Orlando - San Diego - New York: Academic Press Inc.
- Larry, L., & Carroll, H. (1988). *Reservoir Characterization II*. EEUU: Academic Press Inc.
- (2011). Las Reservas de Hidrocarburos en México. En P. Rl. Pemex Exploración y Producción.
- López Ramos, E. (1974). *Geología General y de México*. Universidad Estatal de Pensilvania: Trillas.
- McCain, W. (1989). *The Properties of the Petroleum Fluids*. Tulsa, Oklahoma: Pennwell Books.
- McComb, T. (2013). How to Tackle the Challenge of a Mature Field. (B. F. Towler, Entrevistador)
- Media, A. P. (12 de Febrero de 2015). *MARKETPLACE*. Obtenido de www.marketplace.org: <http://www.marketplace.org/topics/sustainability/maps-tough-oil>
- Navarro, A. d. (1999). *La evolución del componente petrolero en el desarrollo y la transición de México*. México: UNAM.
- Pangtay, S. C. (12 de Febrero de 2015). *Biblioteca Digital*. Obtenido de Petroquímica y Sociedad: http://bibliotecadigital.ilce.edu.mx/sites/ciencia/volumen1/ciencia2/39/html/sec_7.html
- PEMEX. (1999). *Hydrocarbon reserves of Mexico*. Ciudad de México: Pemex Exploración y Producción.
- Pemex Exploración y Producción . (2010). *Provincias Petroleras de México*. PEMEX.
- Pemex Exploración y Producción. (2013). *Provincias Petroleras de México*. PEMEX.
- PEMEX. (s.f.). *Petróleos Mexicanos*. Recuperado el 23 de Octubre de 2014, de <http://www.pemex.com>
- Ramos, J. F. (Noviembre de 2009). *Tesis: Explotación de campos maduros, aplicaciones de campo*. México D.F., CD. Universitaria: Universidad Nacional Autónoma de México. [rena.edu](http://www.rena.edu). (9 de 10 de 2015). Obtenido de <http://www.rena.edu/ve/cuartaEtapa/cienciasTierra/Tema18.html>
- SIE. (s.f.). *Sistema de Información Energética*. Recuperado el 23 de Octubre de 2014, de http://sie.energia.gob.mx/docs/glosario_hc_es.pdf
- (s.f.). Términos usados en la Industria Petrolera. En B. d. Internacional. Obtenido de <http://www.conacyt.gob.mx/index.php/sni/convocatorias-conacyt/convocatorias-fondos-sectoriales-constituidos/convocatoria-sener-conacyt-hidrocarburos-1/convocatorias-cerradas-fondos-sectoriales-constituidos-sener-conacyt-1/convocatoria-2012-01-sener-conacyt>
- U.S. E.I.A. (Febrero de 2013). *Independent Statistics & Analisis*. Obtenido de U.S. Energy Information Administration: <http://www.eia.gov/>
- Universidad Olmeca. (2008). Tema V. Cuencas sedimentarias. *Tipos de Cuencas sedimentarias*. Tabasco, México.
- Vinueza, R. K. (Diciembre de 2003). Utilización de gas seco para la generación eléctrica. *Tesis*. Quito, Pichincha, Ecuador: Escuela tecnológica equinoccial.
- Wales, J. (s.f.). *Wikipedia*. Obtenido de <http://es.wikipedia.org/>

Apéndice A1 – Ejemplos de Aplicación

Se presentan a continuación diversos campos en los que se aplicó la metodología propuesta en la presente tesis. Los campos que fueron empleados como muestra no pertenecen a la República Mexicana, se encuentran ubicados en diversas partes del mundo y son explotados por múltiples compañías.

A1.1.- Campo Northwest Hutton, Reino Unido (Explotado por BP®)

British Petroleum® es una de las compañías petroleras multinacionales más grandes del mundo. Fue fundada en 1908 bajo el nombre de “Anglo-Persian Oil Company” y hasta 1954 fue renombrada como British Petroleum®. La sede central se ubica en Reino Unido, de donde es originaria. Cuenta con más de 80,000 empleados y opera en más de 80 países. Su presencia en el mercado petrolero va desde la exploración de campos de aceite y gas, hasta el refinamiento, mercadeo, transporte y ventas, entre otros, alcanzado a abarcar todo ámbito petrolero.



Figura 66. BP S.A.

El campo Northwest Hutton se localiza en el mar del Norte, cercano a Reino Unido. Fue descubierto en 1975 y comenzó operaciones de producción en 1983. Es productor de aceite ligero de 37° API, y se estima un total de volumen de 487 MMBO de volumen total dentro del yacimiento. Según análisis, alcanzó su pico de producción un año después de haber sido puesto en producción, en 1984. Los sedimentos se depositaron en un ambiente fluvial

Apéndice B – Otros conceptos

influenciado por un delta, la litología corresponde a subarcosas granuladas y posee buena porosidad (18%).¹⁰

Datos del campo

- *Ambiente Sedimentario: Ambiente clástico*
- *Onshore-offshore: Offshore*
- *Tipo de Hidrocarburo: Aceite ligero*
- *API: 37°*

Parámetros disponibles: 4/4. La metodología es viable.

- *Tectónica asociada: Levantamientos tectónicos.*
- *Mecanismo de empuje: Gravitacional, expansión roca-fluidos.*
- *Litología: Sub arcosas líticas de finas a grano grueso*
- *Ambiente sedimentario: Fluvial, influenciado por deltas.*

Parámetros disponibles: 4/4 La metodología es viable.

Factor de recuperación actual: 26%

Técnicas de recuperación incremental propuestas

Se han instalado métodos de inyección de agua en los pozos perforados como técnica de recuperación secundaria; no se tienen propuestos métodos de recuperación terciaria. Los métodos de recuperación mejorada se han instalado 12 pozos de relleno entre 1992 y 1994.

Refinamiento

Se obtuvieron 112 resultados similares (imagen ilustrativa).

Reservoir Information Search Result 112 Rows

Iter	Field Name	Reservoir Unit	Resource	Reservoir Period	Basin Name	Country	Main HC Type
<input checked="" type="checkbox"/>	ALWYN NORTH	BRENT	R-1P	JURASSIC	NORTH SEA NORTHERN	UNITED KINGDOM	OIL
<input checked="" type="checkbox"/>	ARDJUNA	CIBULAKAN	R-1P	NEOGENE	JAVA NORTHWEST	INDONESIA	OIL
<input checked="" type="checkbox"/>	ARDMORE	ROTLIEGEND (AUK)	R-1P	PERMIAN	NORTH SEA CENTRAL	UNITED KINGDOM	OIL
<input checked="" type="checkbox"/>	AUGER	O2LR.T SANDS	R-1P	NEOGENE	GULF OF MEXICO NORTHERN OFFSHORE	UNITED STATES OF AMERICA	OIL
<input checked="" type="checkbox"/>	AUGER	S SAND	R-1P	NEOGENE	GULF OF MEXICO NORTHERN OFFSHORE	UNITED STATES OF AMERICA	OIL
<input checked="" type="checkbox"/>	AUK	ROTLIEGEND (AUK)	R-1P	PERMIAN	NORTH SEA CENTRAL	UNITED KINGDOM	OIL
<input checked="" type="checkbox"/>	AZERI-CHIRAG-GUNASHLI	PRODUCTIVE SERIES (PERERIVA-BALAKHANY)	R-1P	NEOGENE	CASPIAN SOUTH	AZERBAIJAN	OIL
<input checked="" type="checkbox"/>	BAHAR	PRODUCTIVE SERIES (OIL SUITE)	R-1P	NEOGENE	CASPIAN SOUTH	AZERBAIJAN	OIL
<input checked="" type="checkbox"/>	BALDPATE	BIG SAND	R-1P	NEOGENE	GULF OF MEXICO NORTHERN OFFSHORE	UNITED STATES OF AMERICA	OIL
<input checked="" type="checkbox"/>	BERYL	BERYL	R-1P	JURASSIC	NORTH SEA NORTHERN	UNITED KINGDOM	OIL
<input checked="" type="checkbox"/>	BEVVI	LEWIS	R-1P	TRIASSIC	NORTH SEA NORTHERN	UNITED KINGDOM	OIL

Data Source: C&C Reservoirs, 2016, DAKS™ – Digital Analogs Knowledge System

C&C Reservoirs

Figura 67 - (DAKS®, 2015)

¹⁰ Tomado de Reporte de Evaluación de Campos nwhutton.pdf, DAKS®.

1. Factor de Recuperación

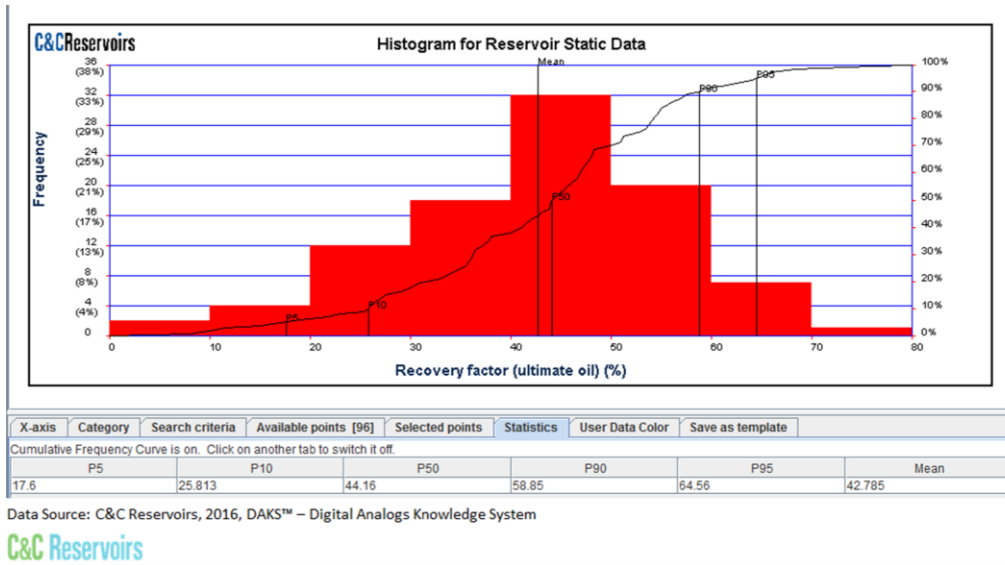
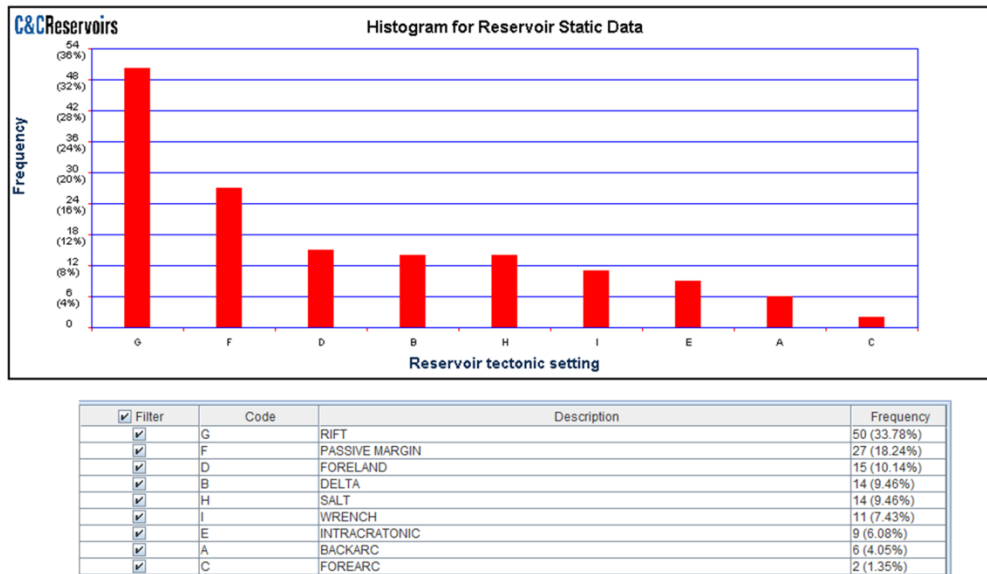


Figura 68 - (DAKS®, 2015)

Se observa que el factor de recuperación se encuentra por debajo de la media, pero por encima del P10, sin embargo existe una gran cantidad de yacimientos con factor de recuperación entre 40° y 50° API.

Metodología paso 1

1. Tectónica



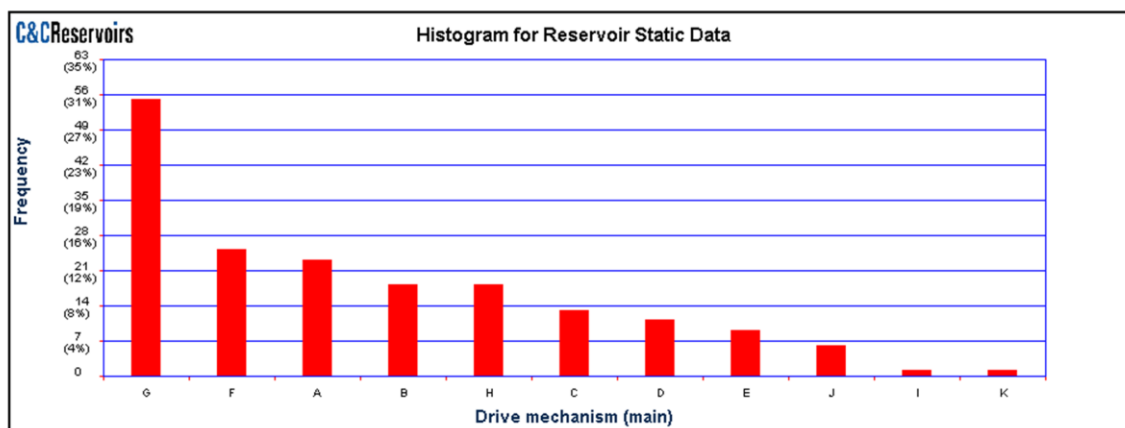
Data Source: C&C Reservoirs, 2016, DAKS™ – Digital Analogs Knowledge System

Apéndice B – Otros conceptos

Figura 69 - (DAKS®, 2015)

La tectónica de los yacimientos con características similares al campo Hutton son movimientos tectónicos por rift, márgenes pasivos y cuencas sedimentarias de antepaís.

2. Mecanismo de empuje



<input checked="" type="checkbox"/> Filter	Code	Description	Frequency
<input checked="" type="checkbox"/>	G	SOLUTION GAS	55 (30.56%)
<input checked="" type="checkbox"/>	F	EDGE AQUIFER	25 (13.89%)
<input checked="" type="checkbox"/>	A	STRONG AQUIFER	23 (12.78%)
<input checked="" type="checkbox"/>	B	WEAK AQUIFER	18 (10%)
<input checked="" type="checkbox"/>	H	GAS CAP	18 (10%)
<input checked="" type="checkbox"/>	C	MODERATE AQUIFER	13 (7.22%)
<input checked="" type="checkbox"/>	D	AQUIFER OF UNSPECIFIED STRENGTH	11 (6.11%)
<input checked="" type="checkbox"/>	E	BOTTOM AQUIFER	9 (5%)
<input checked="" type="checkbox"/>	J	GRAVITY DRAINAGE	6 (3.33%)
<input checked="" type="checkbox"/>	I	COMPACTION	1 (0.56%)
<input checked="" type="checkbox"/>	K	GAS EXPANSION	1 (0.56%)

Data Source: C&C Reservoirs, 2016, DAKS™ – Digital Analogs Knowledge System

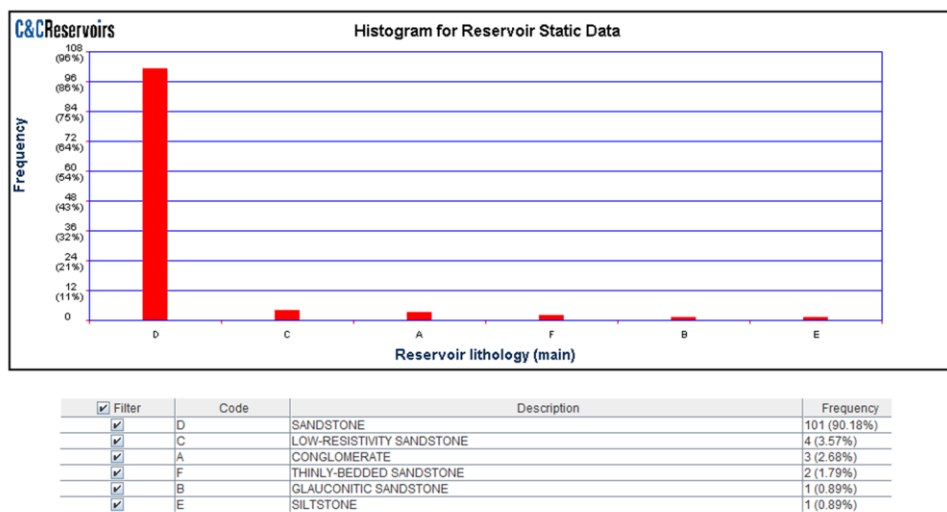
C&C Reservoirs

Figura 70 - (DAKS®, 2015)

Los mecanismos de empuje predominantes en los yacimientos con características similares son preferentemente por gas en solución y por la entrada de un acuífero fuerte. En menor medida por presencia de gas.

3. Litología.

Apéndice B – Otros conceptos



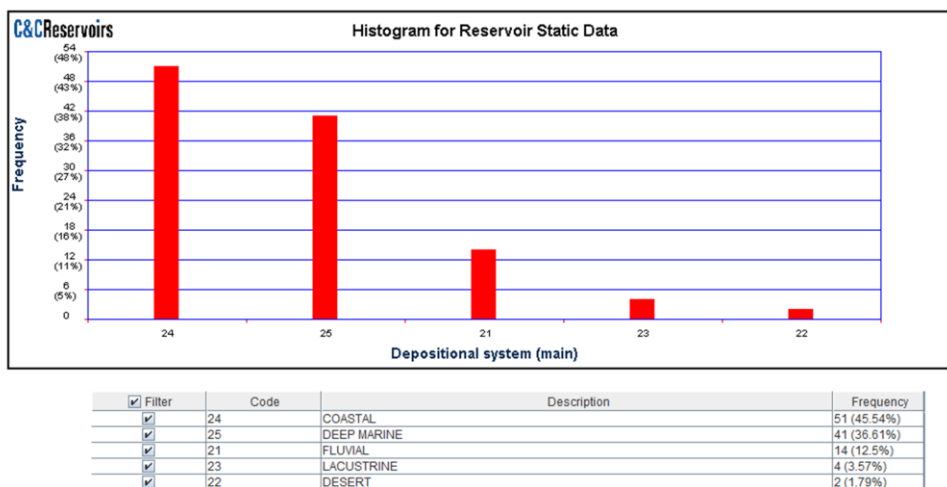
Data Source: C&C Reservoirs, 2016, DAKS™ – Digital Analogs Knowledge System

C&C Reservoirs

Figura 71 - (DAKS®, 2015)

La litología que se presenta con mayor frecuencia son las arenas simples.

4. Ambiente Sedimentario



Data Source: C&C Reservoirs, 2016, DAKS™ – Digital Analogs Knowledge System

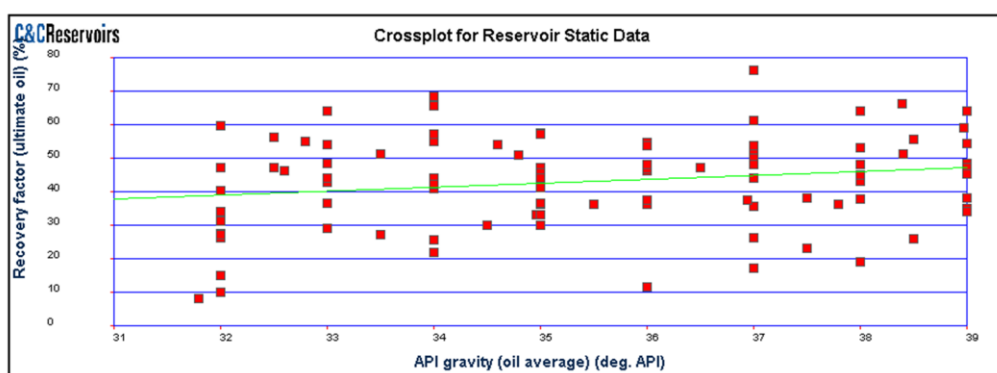
C&C Reservoirs

Figura 72 - (DAKS®, 2015)

Los ambientes sedimentarios más comunes son los depósitos en ambientes costeros, posteriormente los marinos profundos y después fluviales. En menor medida los lacustres y desérticos.

1. API

Apéndice B – Otros conceptos



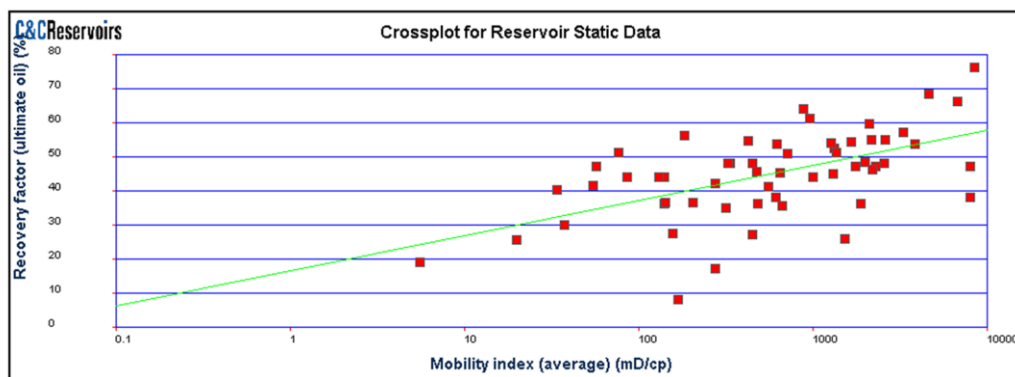
Data Source: C&C Reservoirs, 2016, DAKS™ – Digital Analogs Knowledge System

C&C Reservoirs

Figura 73 - (DAKS®, 2015)

La tendencia del modelo de regresión lineal, indica que existe un incremento del factor de recuperación a medida que se incrementa la gravedad API. Preferentemente se agrupan los datos de gravedad API desde los 29° y hasta los 37° API. R^2 tiene un valor de 0.0384 (3.84%).

2. Movilidad



Data Source: C&C Reservoirs, 2016, DAKS™ – Digital Analogs Knowledge System

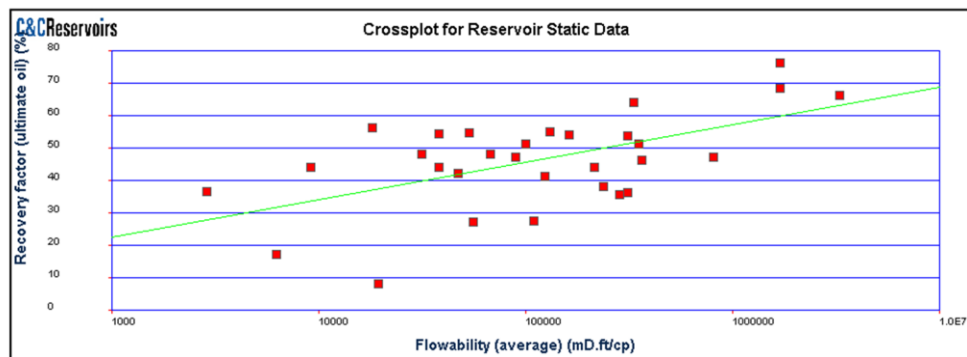
C&C Reservoirs

Figura 74 - (DAKS®, 2015)

Existe una acumulación de datos desde los 100 (mD*ft)/cp y hasta los 5000(mD*ft)/cp. La gráfica muestra una tendencia de aumento del índice de movilidad con respecto al factor de recuperación. R^2 tiene un valor de 0.3164 (31.64%).

3. Capacidad de flujo

Apéndice B – Otros conceptos



Data Source: C&C Reservoirs, 2016, DAKS™ – Digital Analogs Knowledge System

C&C Reservoirs

Figura 75 - (DAKS®, 2015)

*Existe una acumulación de datos entre los 10 y los 300 (D*ft)/cp. La capacidad de flujo tiende a aumentar a medida que se incrementa el factor de recuperación, generando una línea de tendencia positiva. R^2 tiene un valor de 0.3251 (32.51%).*

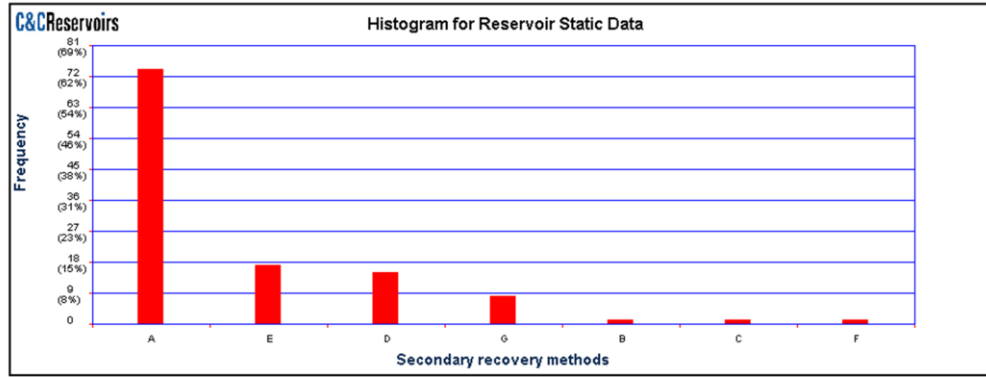
Metodología paso 2

Se concluye que presenta características similares y por tanto análogas, con ciertas diferencias clave, por tanto los sistemas de producción adicional que han sido instalados en campos similares pueden o no ser aplicados en el campo Hutton con su debido análisis según su analogía de yacimientos.

Metodología paso 3

Recuperación Secundaria.

Apéndice B – Otros conceptos



<input checked="" type="checkbox"/> Filter	Code	Description	Frequency
<input checked="" type="checkbox"/>	A	CONTINUOUS WATER INJECTION	74 (63.25%)
<input checked="" type="checkbox"/>	E	GAS RECYCLING	17 (14.53%)
<input checked="" type="checkbox"/>	D	GAS INJECTION	15 (12.82%)
<input checked="" type="checkbox"/>	G	WAG IMMISCIBLE INJECTION	8 (6.84%)
<input checked="" type="checkbox"/>	B	TWO-SIDE WATER INJECTION	1 (0.85%)
<input checked="" type="checkbox"/>	C	DUMP FLOOD	1 (0.85%)
<input checked="" type="checkbox"/>	F	CO2 IMMISCIBLE INJECTION	1 (0.85%)

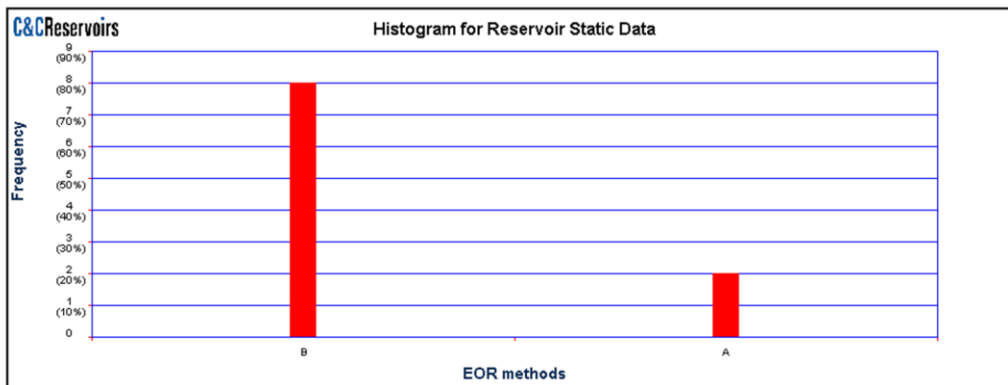
Data Source: C&C Reservoirs, 2016, DAKS™ – Digital Analogs Knowledge System

C&C Reservoirs

Figura 76 - (DAKS®, 2015)

Según datos de DAKS®, el método más aplicado en cuanto a recuperación secundaria es la inyección continua de agua. Ya se han instalado este tipo de métodos en el campo Hutton.

EOR



<input checked="" type="checkbox"/> Filter	Code	Description	Frequency
<input checked="" type="checkbox"/>	B	MISCIBLE	8 (80%)
<input checked="" type="checkbox"/>	A	CHEMICAL	2 (20%)

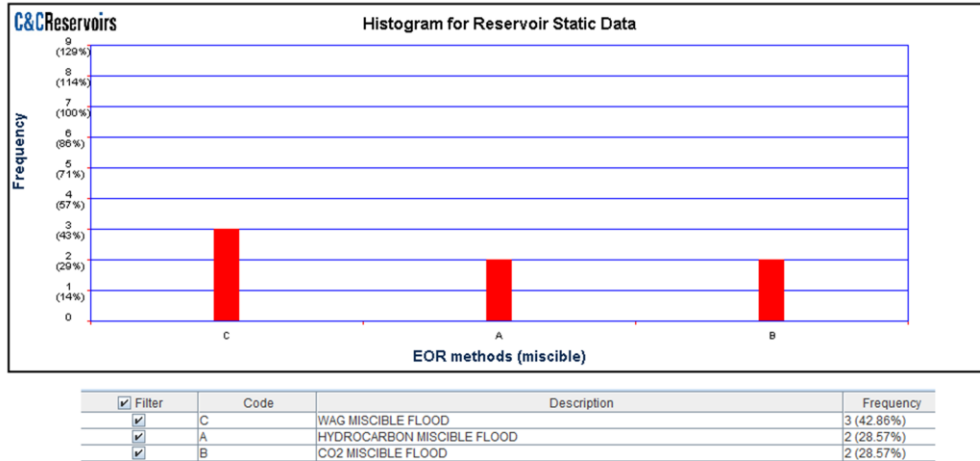
Data Source: C&C Reservoirs, 2016, DAKS™ – Digital Analogs Knowledge System

C&C Reservoirs

Figura 77 - (DAKS®, 2015)

Existen dos técnicas de recuperación mejorada implementados, en mayor medida los métodos miscibles. De igual manera se han instalado los métodos químicos en campos análogos.

Apéndice B – Otros conceptos



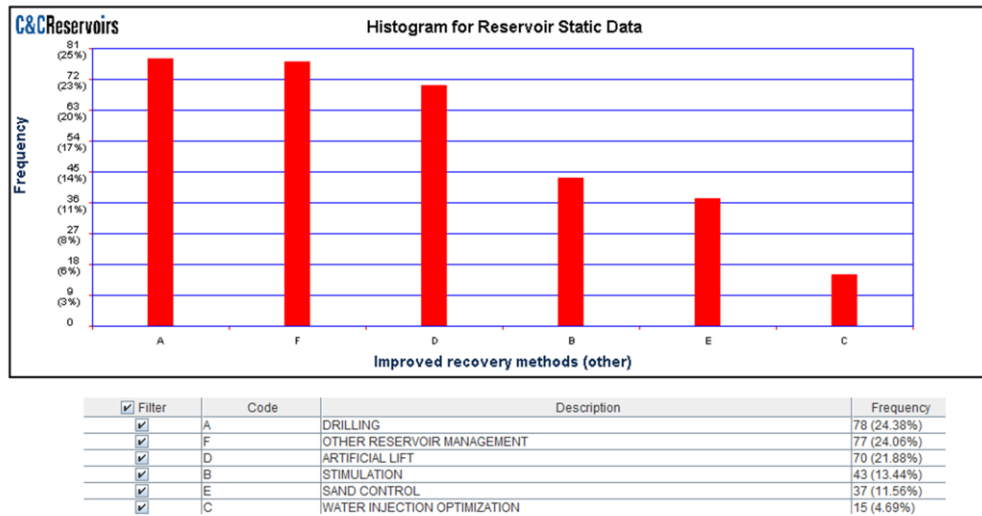
Data Source: C&C Reservoirs, 2016, DAKS™ – Digital Analogs Knowledge System

C&C Reservoirs

Figura 78 - (DAKS®, 2015)

Los métodos de recuperación mejorada más aplicados son mediante la inyección de un flujo de gas y agua, inyección de hidrocarburos, e inyección de CO2.

Otros métodos



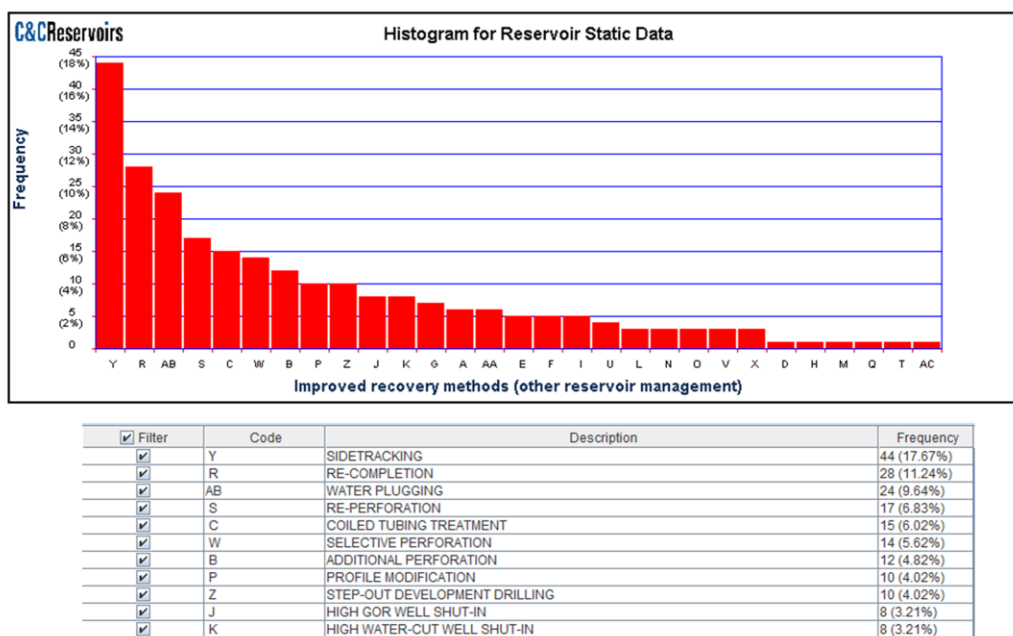
Data Source: C&C Reservoirs, 2016, DAKS™ – Digital Analogs Knowledge System

C&C Reservoirs

Figura 79 - (DAKS®, 2015)

Entre otros métodos que incrementan la producción en yacimientos similares, se encuentra la perforación de más pozos, horizontales y mediante levantamiento artificial.

Apéndice B – Otros conceptos



Data Source: C&C Reservoirs, 2016, DAKS™ – Digital Analogs Knowledge System

C&C Reservoirs

Figura 80 - (DAKS®, 2015)

Resultados

Conclusiones

Con base en los puntos anteriores se concluye que:

- El campo Hutton posee un factor de recuperación aceptable, aunque podría elevarse con métodos de recuperación incremental.
- Las características de litología, tectónica y ambiente sedimentario están ampliamente estudiadas en yacimientos similares.
- Las gráficas de regresión lineal indican que los factores de recuperación en yacimientos similares no son enteramente concluyentes según las propiedades de movilidad, capacidad de flujo y gravedad API, por lo que se sugiere incrementar el número de muestras mediante una holgura en el ingreso de datos a DAKS®.
- Se considera que es un yacimiento análogo en base a los datos anteriores y por tanto es candidato a los métodos de recuperación adicional mencionados anteriormente. Se recomienda realizar un análisis más a detalle de los métodos de recuperación incremental para ser aplicados en el campo Hutton.

A1.2.- Campo Darquain, Irán (Explotado por Eni®)

Ente Nazionale Idrocarburi® (Autoridad Nacional de Hidrocarburos) es una compañía multinacional de origen Italiano, con sede en Roma; fue fundada en 1953 como resultado de una compañía existente. Posee alrededor de 75,000 empleados y opera en más de 70 países; actualmente sus operaciones son preferentemente en África.



Figura 81. Ente Nazionale Idrocarburi S.A.

El campo Darquain se ubica en la cuenca de Mesopotamia en Irán. El primer pozo productor comenzó sus operaciones en 1978 y actualmente el campo está en etapa de desarrollo. Se depositó en un ambiente carbonatado con una litología desde *mudstone* y hasta *packstone* dentro de la plataforma interior del yacimiento, y *grainstone* en el margen de la plataforma de alta energía. Posee un aceite con densidad API de 35° y una viscosidad de 0.34 cp.¹¹

Datos del campo

- *Ambiente Sedimentario: Ambiente Carbonatado*
- *Onshore-offshore: Onshore*
- *Tipo de Hidrocarburo: Aceite ligero*
- *API: 35°*

Parámetros disponibles: 4/4. La metodología es viable.

- *Tectónica asociada: Márgenes pasivos.*
- *Mecanismo de empuje: Gas en solución.*
- *Litología: Plataforma interior: Calizas de bioclásticas restringidas de mudstone a packstone; margen de plataforma de alta energía: intraclastos oolíticos y bioclastos de grainstone.*
- *Ambiente sedimentario: Plataforma Carbonatada aislada*

Parámetros disponibles: 4/4 La metodología es viable.

Factor de recuperación actual: 35%

¹¹ Tomado de Reporte de Evaluación de Campos darquain.pdf, DAKS®.

Técnicas de recuperación incremental propuestas

Los métodos de recuperación secundaria incluyen la inyección de gas, e inyección de agua. No se tienen en desarrollo otras técnicas para aumentar la producción. Actualmente no se tienen contempladas técnicas de recuperación mejorada.

Refinamiento

Se obtuvieron 103 resultados similares (imagen ilustrativa).

Reservoir Information Search Result 103 Rows

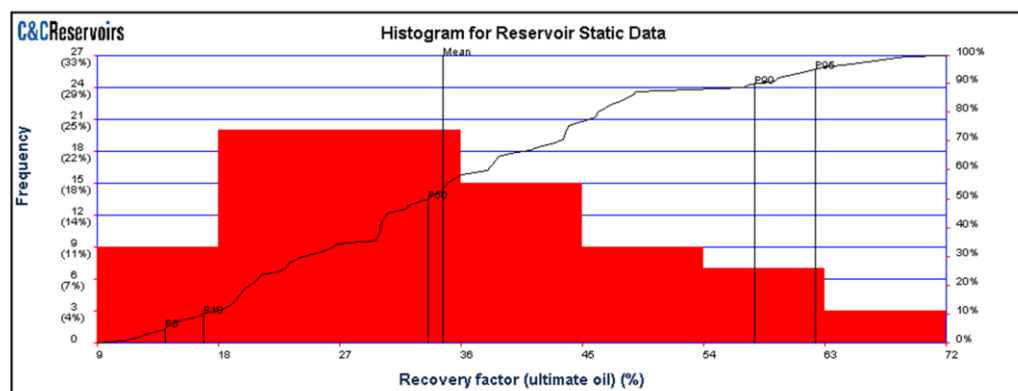
Filter	Field Name	Reservoir Unit	Resource	Reservoir Period	Basin Name	Country	Main HC Type
<input checked="" type="checkbox"/>	25 DE MAYO-MEDANITO SE <small>New 2014</small>	QUINTUCO	R-1P	CRETACEOUS	NEUQUEN	ARGENTINA	OIL
<input checked="" type="checkbox"/>	ABQAIQ	ARAB D	R-1P	JURASSIC	THE GULF	SAUDI ARABIA	OIL
<input checked="" type="checkbox"/>	ABQAIQ	HANIFA	R-1P	JURASSIC	THE GULF	SAUDI ARABIA	OIL
<input checked="" type="checkbox"/>	AIN ZALAH <small>Re-Written 2010</small>	SHIRANISH	R-1P	CRETACEOUS	ZAGROS	IRAQ	OIL
<input checked="" type="checkbox"/>	AL HUWAIHAH <small>Re-Written 2011</small>	SHUAIBA	R-1P	CRETACEOUS	FAHUD SALT	OMAN	OIL

Data Source: C&C Reservoirs, 2016, DAKS™ – Digital Analogs Knowledge System

C&C Reservoirs

Figura 82 - (DAKS®, 2015)

1. Factor de Recuperación



X-axis	Category	Search criteria	Available points [83]	Selected points	Statistics	User Data Color	Save as template
Cumulative Frequency Curve is on. Click on another tab to switch it off.							
	P5		P10		P50		P90
	14.076		16.92		33.6		57.86
							P95
							62.315
							Mean
							34.692

Data Source: C&C Reservoirs, 2016, DAKS™ – Digital Analogs Knowledge System

C&C Reservoirs

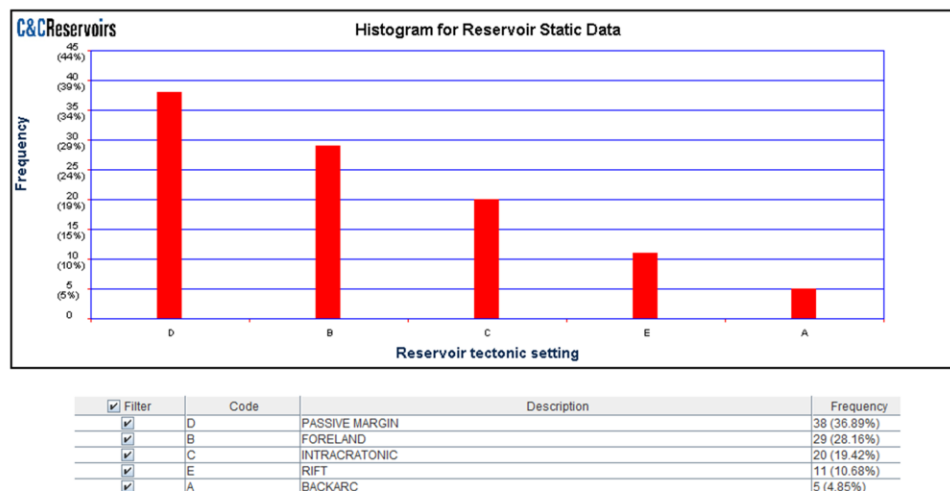
Figura 83 - (DAKS®, 2015)

Se observa que el factor de recuperación del campo Darquain lo ubica muy cercano a la media, por encima al P50.

Metodología paso 1

Apéndice B – Otros conceptos

1. Tectónica



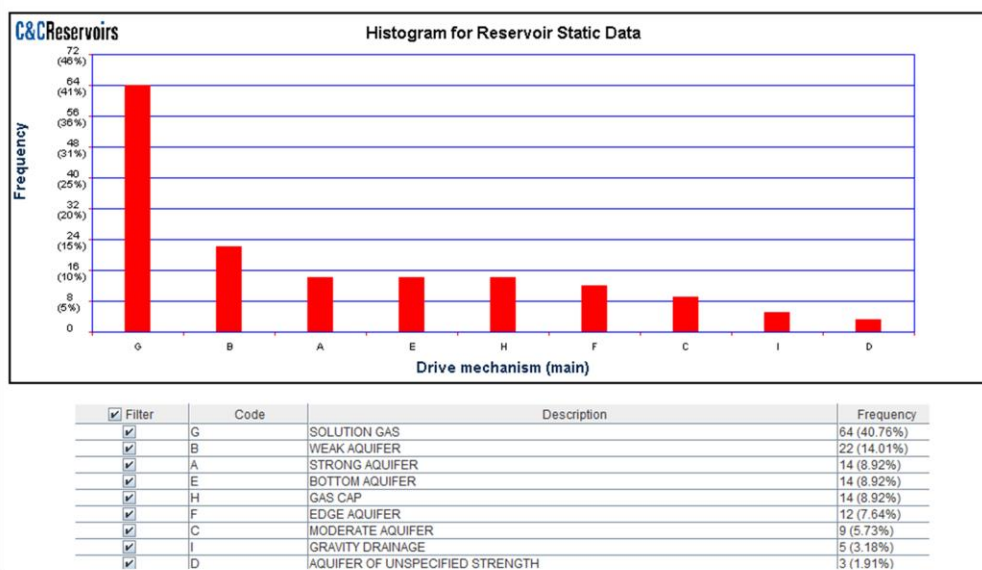
Data Source: C&C Reservoirs, 2016, DAKS™ – Digital Analogs Knowledge System

C&C Reservoirs

Figura 84 - (DAKS®, 2015)

Mediante un histograma de frecuencias, se observa que las primeras tres características o propiedades importantes y comunes en los yacimientos con los parámetros de entrada seleccionados al inicio del muestreo, son la tectónica mediante márgenes pasivos, las cuencas sedimentarias de antepaís y la tectónica intracratónica.

2. Mecanismo de empuje



Data Source: C&C Reservoirs, 2016, DAKS™ – Digital Analogs Knowledge System

C&C Reservoirs

Figura 85 - (DAKS®, 2015)

Apéndice B – Otros conceptos

Los mecanismos de empuje que predominan en los yacimientos con las características antes mencionadas son en gran medida por presencia de empuje por gas en solución, y en menor medida a contribución a mantenimiento de presión por la presencia de un acuífero débil y uno fuerte asociado.

3. Litología.

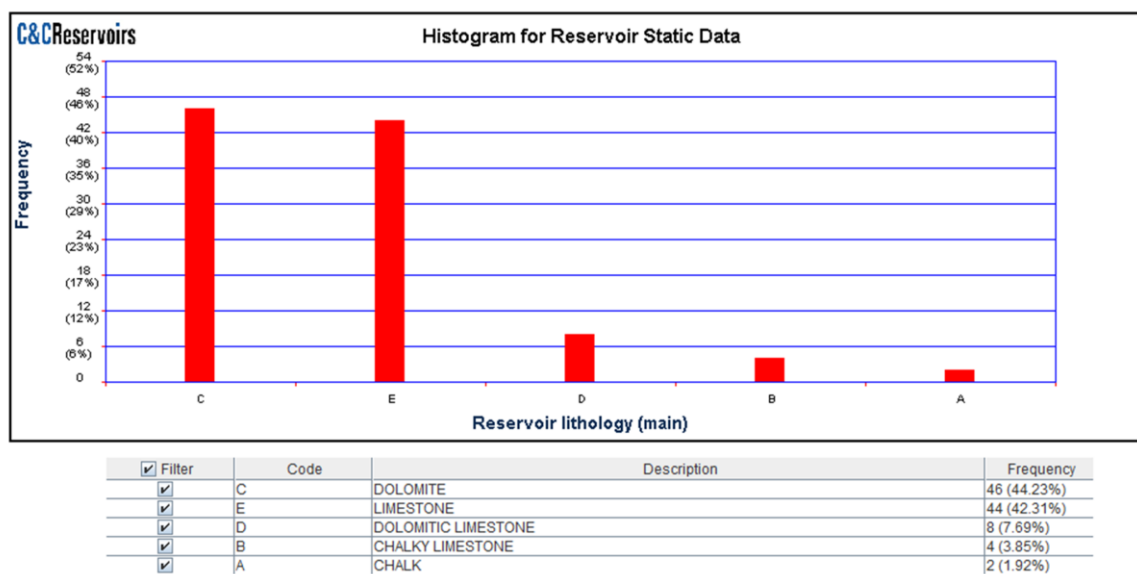
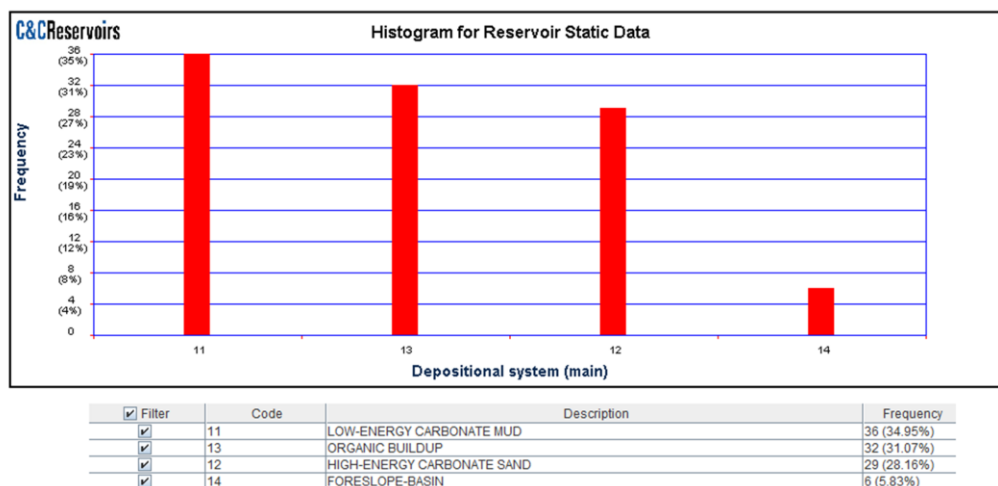


Figura 86 - (DAKS®, 2015)

La litología que predomina en éste tipo de yacimientos es ampliamente referida a carbonatos. En primer lugar las dolomías y posteriormente calizas y mezclas de las anteriores.

4. Ambiente Sedimentario

Apéndice B – Otros conceptos



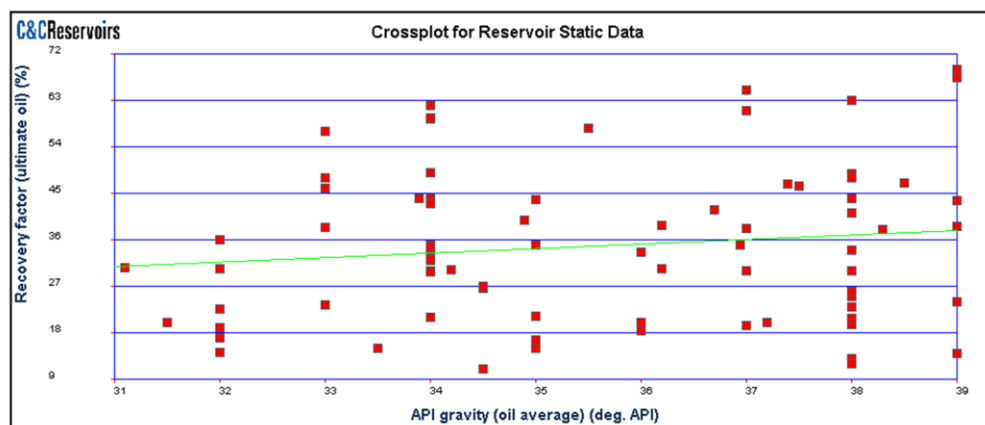
Data Source: C&C Reservoirs, 2016, DAKS™ – Digital Analogs Knowledge System

C&C Reservoirs

Figura 87 - (DAKS®, 2015)

Los ambientes sedimentarios más comunes de las calizas son los lodos carbonatados en ambientes de baja energía, los depósitos orgánicos y las arenas carbonatadas de alta energía, los tres casos con amplia variedad de campos disponibles.

1. API



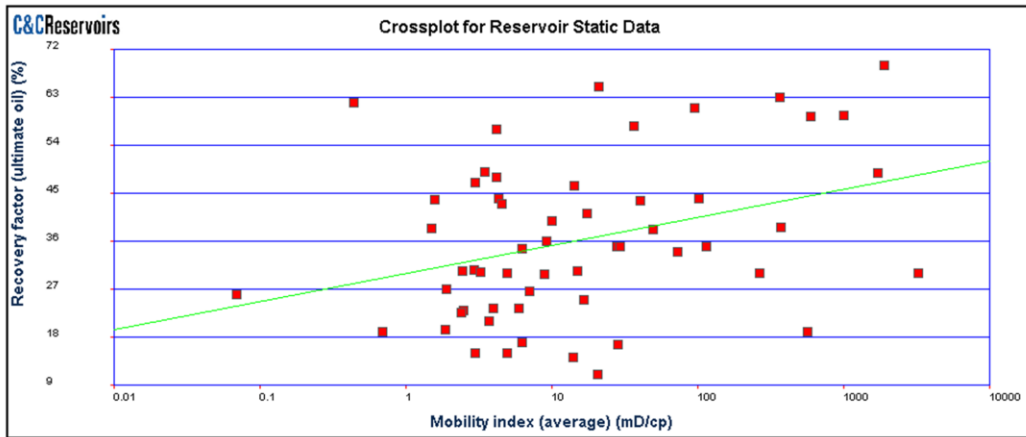
Data Source: C&C Reservoirs, 2016, DAKS™ – Digital Analogs Knowledge System

C&C Reservoirs

Figura 88 - (DAKS®, 2015)

La tendencia del modelo de regresión lineal, indica que existe un incremento del factor de recuperación a medida que se incrementa la gravedad API de la cantidad de muestras del yacimiento. El conjunto del muestreo no tiene una agrupación preferente, pero se observan agrupaciones significativas de campos con gravedad API con 34 y 38°. R^2 tiene un valor de 0.0182 (1.82%).

2. Movilidad



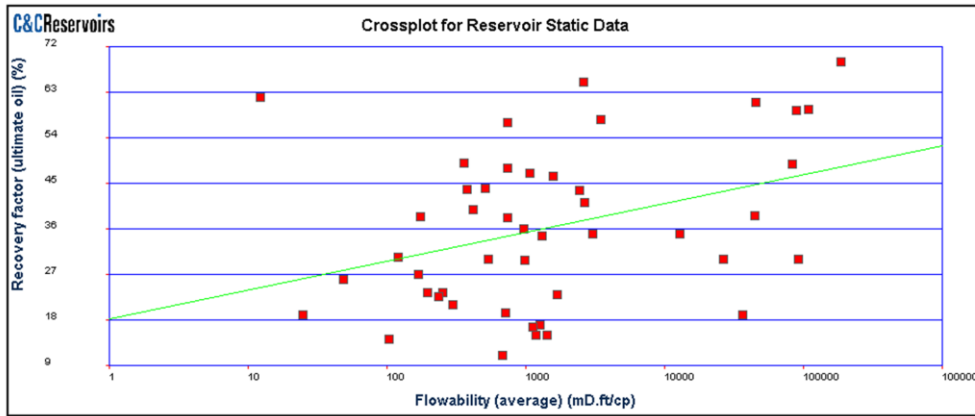
Data Source: C&C Reservoirs, 2016, DAKS™ – Digital Analogs Knowledge System

C&C Reservoirs

Figura 89 - (DAKS®, 2015)

Se puede notar el incremento de la línea de tendencia en el método de regresión lineal en la gráfica de movilidad; la acumulación preferentemente es entre 1 mD/cp y los 50 mD/cp. R^2 tiene un valor de 0.1178 (11.78%).

3. Capacidad de flujo



Data Source: C&C Reservoirs, 2016, DAKS™ – Digital Analogs Knowledge System

C&C Reservoirs

Figura 90 - (DAKS®, 2015)

Se puede notar un definido aumento de la línea de tendencia en el método de regresión lineal en la gráfica de la capacidad de flujo; la acumulación oscila entre los 100 (mD*ft)/cp y los 1200 (mD*ft)/cp. R^2 tiene un valor de 0.1328 (13.28%).

Metodología paso 2

Se concluye que presenta características similares y por tanto análogas, por tanto los sistemas de producción adicional que han sido instalados en campos similares pueden o no ser aplicados en el campo Darquain con su debido análisis según su analogía de yacimientos.

Metodología paso 3

Recuperación Secundaria.

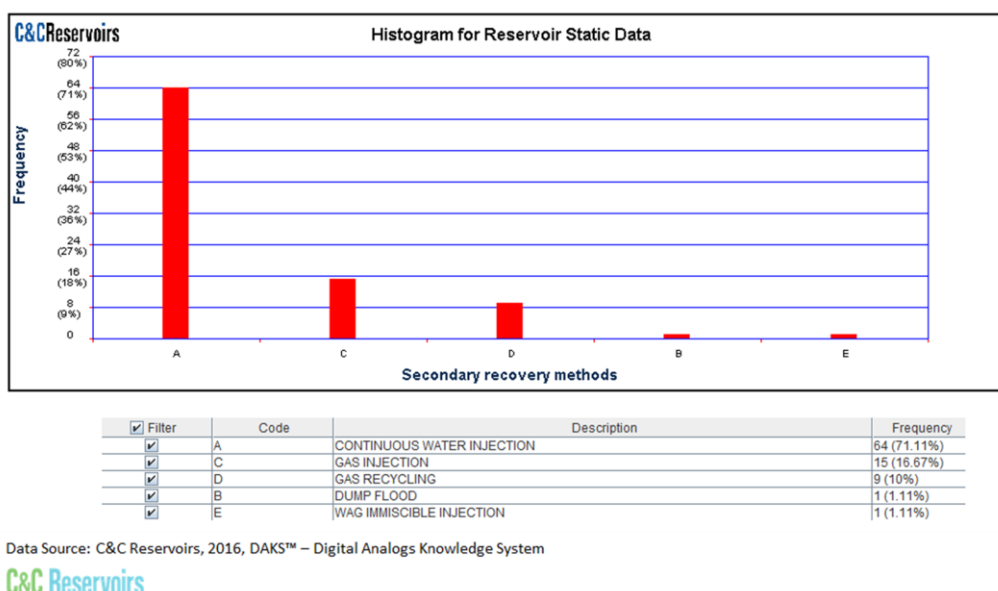
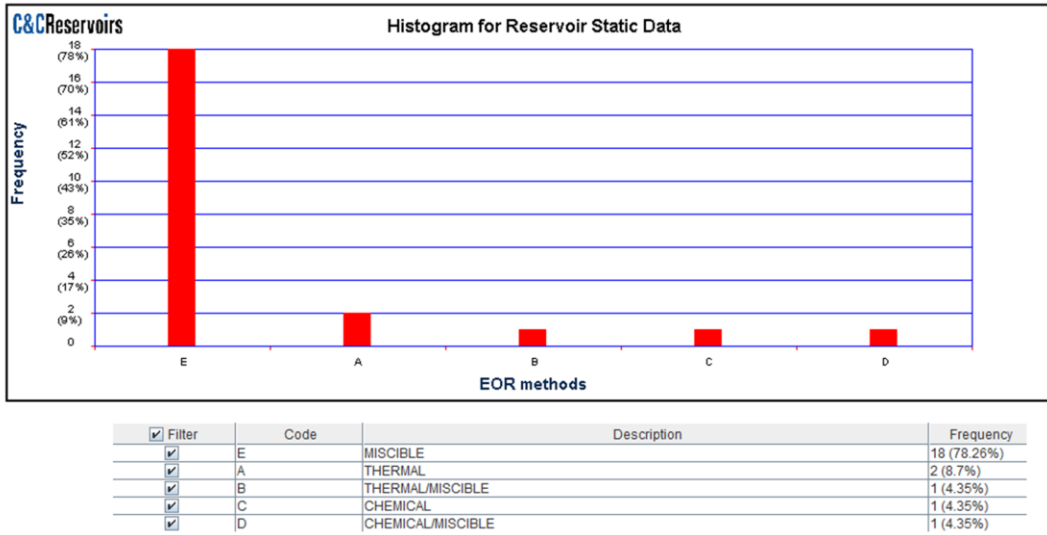


Figura 91 - (DAKS®, 2015)

Según datos de DAKS®, el método más aplicado en cuanto a Recuperación secundaria es la inyección continua de agua. Dado que el mecanismo de mantenimiento de presión es preferentemente por gas en solución, también se ha aplicado la inyección de gas y reciclamiento del mismo.

EOR

Apéndice B – Otros conceptos

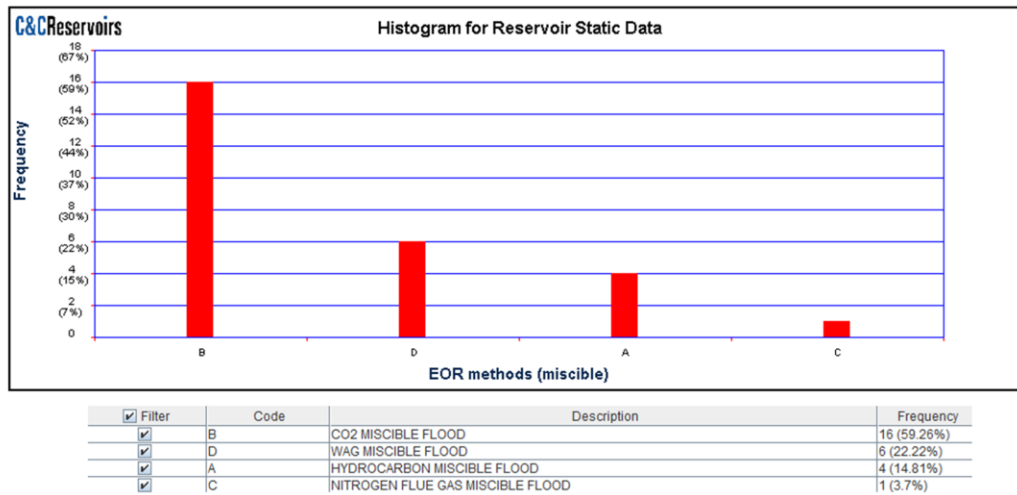


Data Source: C&C Reservoirs, 2016, DAKS™ – Digital Analogs Knowledge System

C&C Reservoirs

Figura 92 - (DAKS®, 2015)

Los métodos de EOR aplicados a yacimientos con características similares son casi en su totalidad los métodos miscibles. En menor medida son térmicos y químicos.



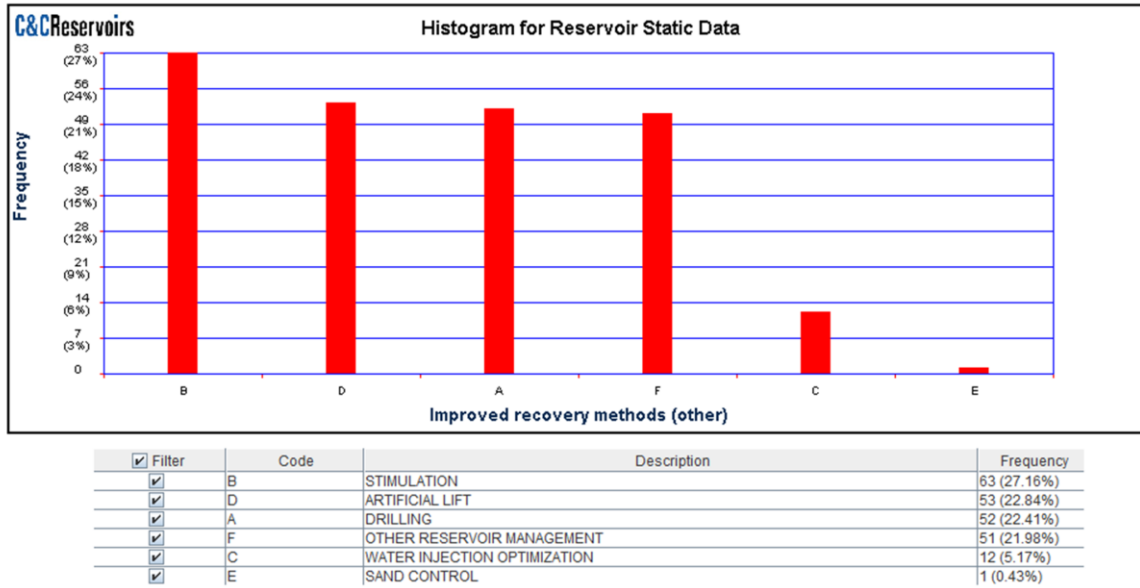
Data Source: C&C Reservoirs, 2016, DAKS™ – Digital Analogs Knowledge System

C&C Reservoirs

Figura 93 - (DAKS®, 2015)

Dentro de los métodos miscibles más aplicados en yacimientos similares en la categoría de técnicas miscibles, se tienen el CO₂, el flujo de gas y agua y el de los hidrocarburos en menor medida, y un solo caso documentado de nitrógeno como flujo miscible.

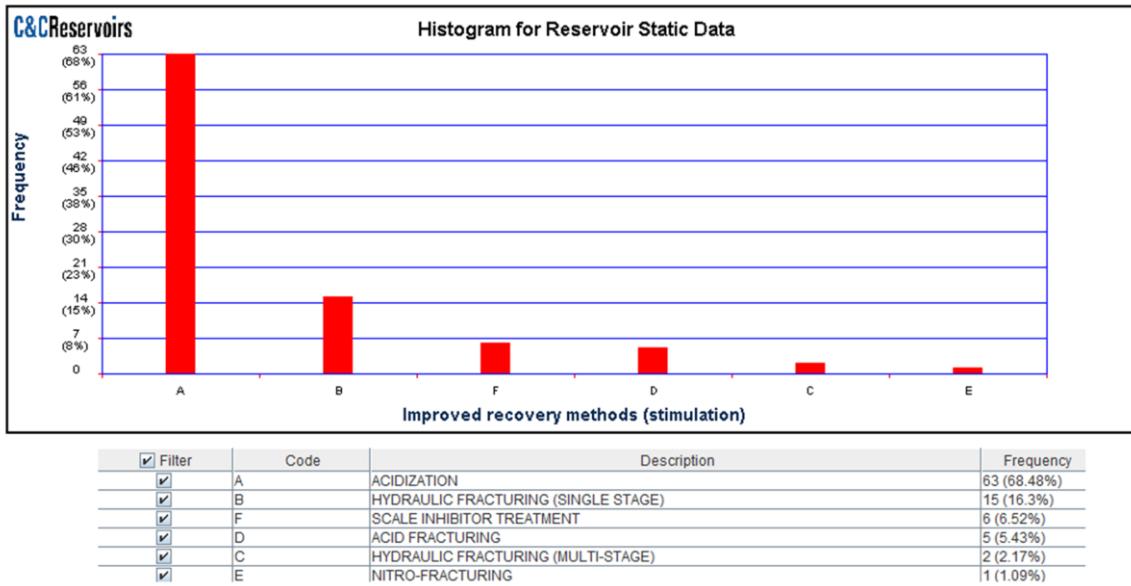
Otros métodos



Data Source: C&C Reservoirs, 2016, DAKS™ – Digital Analogs Knowledge System



Figura 94 - (DAKS®, 2015)



Data Source: C&C Reservoirs, 2016, DAKS™ – Digital Analogs Knowledge System



Figura 95 - (DAKS®, 2015)

Apéndice B – Otros conceptos

Entre otros métodos que incrementan la producción en yacimientos similares, se encuentra principalmente la estimulación de pozos, en primer lugar la acidificación y en menor medida fracturamientos hidráulicos, además de levantamientos artificiales y perforación de más pozos.

Resultados

Conclusiones

Con base en los puntos anteriores se concluye que:

- El campo Darquain posee un factor de recuperación aceptable.
- Las características de litología, tectónica y ambiente de sedimentario están ampliamente estudiadas en yacimientos similares.
- Las gráficas de regresión lineal indican que los factores de recuperación en yacimientos similares no son enteramente concluyentes según las propiedades de movilidad, capacidad de flujo y gravedad API, por lo que se sugiere incrementar el número de muestras mediante una holgura en el ingreso de datos a DAKS®.
- Se considera que es un yacimiento análogo en base a los datos anteriores y por tanto es candidato a los métodos de recuperación adicional mencionados anteriormente. Se recomienda realizar un análisis más a detalle de los métodos de recuperación incremental para ser aplicados en el campo Darquain.

A1.3.- Campo La Paz, Venezuela (Explotado por PDVSA®)

La compañía encargada de la explotación del petróleo y gas en Venezuela es PDVSA®, la cual fue fundada en 1976 y es propiedad del gobierno Venezolano. Posee las reservas más grandes de todo el hemisferio occidental y la quinta a nivel mundial. .



Figura 96. Petróleos de Venezuela S.A.

El campo La Paz, perteneciente a la cuenca Maracaibo en Venezuela, es productora de aceite ligero de 34° API. El yacimiento fue puesto a producción en 1953 y actualmente se encuentra en etapa de declinación. El sistema de depósito fue por un ambiente marino somero y la litología es compuesta por calizas de diversos tamaños.¹²

Datos del campo

- *Ambiente Sedimentario: Ambiente Carbonatado*

¹² Tomado de Reporte de Evaluación de Campos lapaz.pdf, DAKS®.

Apéndice B – Otros conceptos

- Onshore-offshore: Onshore
- Tipo de Hidrocarburo: Aceite ligero
- API: 27°-34°

Parámetros disponibles: 4/4. La metodología es viable.

- Tectónica asociada: Márgenes pasivos y cuencas de antepaís.
- Mecanismo de empuje: Gas en solución
- Litología: Calizas de gran espesor, esquistos y granodioritas, presencia de arenas y calizas intercaladas.
- Ambiente sedimentario: Marino somero

Parámetros disponibles: 4/4 La metodología es viable.

Factor de recuperación actual: 39% - 44%

Técnicas de recuperación incremental propuestas

Inyección de agua mediante pozos convertidos en 2002, sin métodos de recuperación terciaria y mejorada.

Refinamiento

Se obtuvieron 61 resultados similares (imagen ilustrativa).

Reservoir Information Search Result 61 Rows

Filter	Field Name	Reservoir Unit	Resource	Reservoir Period	Basin Name	Country	Main HC Type	Production Curve	Summary Table	Figures
<input checked="" type="checkbox"/>	A.J. BERMUDEZ	UNNAMED	R-1P	CRETACEOUS / JURASSIC	CHIAPAS-TABASCO	MEXICO	OIL			
<input checked="" type="checkbox"/>	AB TEYMUR	ILAM	R-1P	CRETACEOUS	ZAGROS	IRAN	OIL			
<input checked="" type="checkbox"/>	AB TEYMUR	SARVAK 1	R-1P	CRETACEOUS	ZAGROS	IRAN	OIL			
<input checked="" type="checkbox"/>	AHWAZ	ILAM (SIRRI A)	R-1P	CRETACEOUS	ZAGROS	IRAN	OIL			
<input checked="" type="checkbox"/>	AHWAZ	SARVAK	R-1P	CRETACEOUS	ZAGROS	IRAN	OIL			
<input checked="" type="checkbox"/>	AIN ZALAH	DAMCHUDA	R-1P	CRETACEOUS	ZAGROS	IRAQ	OIL			
<input checked="" type="checkbox"/>	ALIBEKMOLU	KTJ	R-1P	CARBONIFEROUS	CASPIAN NORTH	KAZAKHSTAN	OIL			
<input checked="" type="checkbox"/>	BIBI HAKIMEH	ASMARI	R-1P	NEOGENE / PALEOGENE	ZAGROS	IRAN	OIL			
<input checked="" type="checkbox"/>	BLACKBURN	NEVADA	R-1P	DEVONIAN	GREAT	UNITED STATES OF AMERICA	OIL			
<input checked="" type="checkbox"/>	BUTMAH	SHIRANISH	R-1P	CRETACEOUS	ZAGROS	IRAQ	OIL			
<input checked="" type="checkbox"/>	BUZURGAN	MISHRIF (SIRRI C-E)	R-1P	CRETACEOUS	MESOPOTAMIAN	IRAQ	OIL			
<input checked="" type="checkbox"/>	COTTONWOOD CREEK	PHOSPHORIA (ERVAY)	R-1P	PERMIAN	BIG HORN	UNITED STATES OF AMERICA	OIL			
<input checked="" type="checkbox"/>	EAGLE SPRINGS	GARRETT RANCH/SHEEP PASS	R-1P	PALEOGENE	GREAT	UNITED STATES OF AMERICA	OIL			

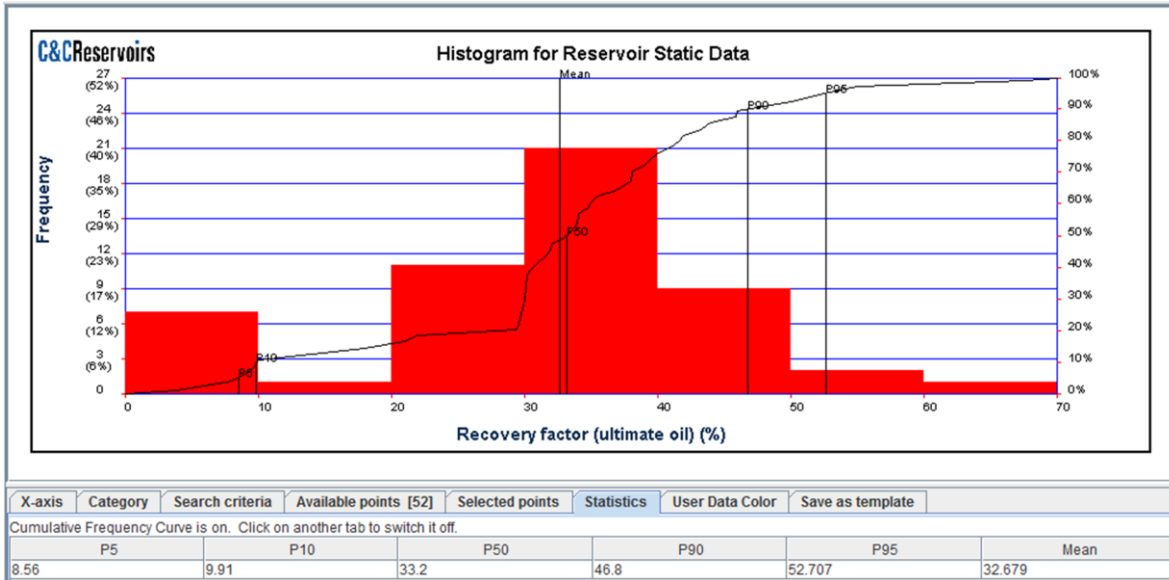
Data Source: C&C Reservoirs, 2016, DAKS™ – Digital Analogs Knowledge System

C&C Reservoirs

Figura 97 - (DAKS®, 2015)

1. Factor de Recuperación

Apéndice B – Otros conceptos



Data Source: C&C Reservoirs, 2016, DAKS™ – Digital Analogs Knowledge System

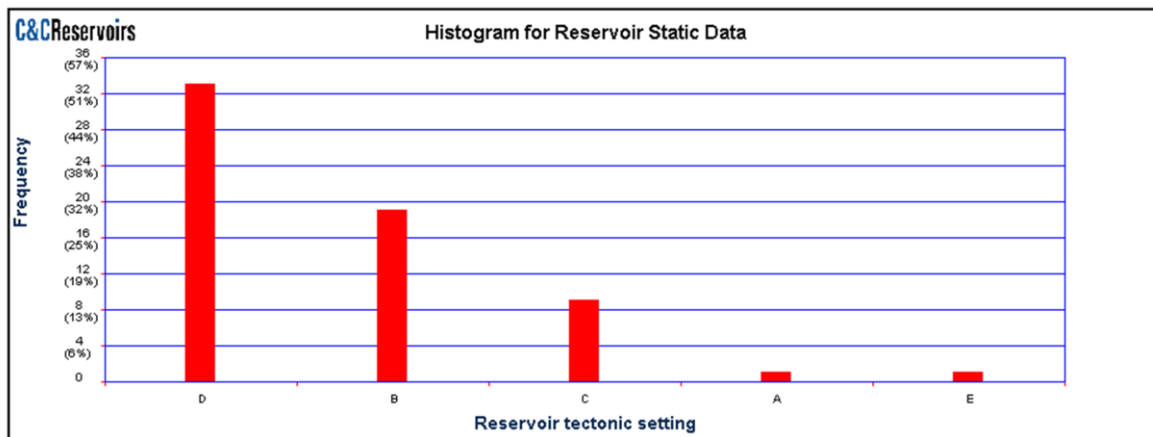
C&C Reservoirs

Figura 98 - (DAKS®, 2015)

Se observa que el factor de recuperación del campo La Paz lo ubica arriba a la media, por encima al P50, más cercano al P90.

Metodología paso 1

1. Tectónica



<input checked="" type="checkbox"/> Filter	Code	Description	Frequency
<input checked="" type="checkbox"/>	D	PASSIVE MARGIN	33 (52.38%)
<input checked="" type="checkbox"/>	B	FORELAND	19 (30.16%)
<input checked="" type="checkbox"/>	C	INTRACRATONIC	9 (14.29%)
<input checked="" type="checkbox"/>	A	BACKARC	1 (1.59%)
<input checked="" type="checkbox"/>	E	WRENCH	1 (1.59%)

Data Source: C&C Reservoirs, 2016, DAKS™ – Digital Analogs Knowledge System

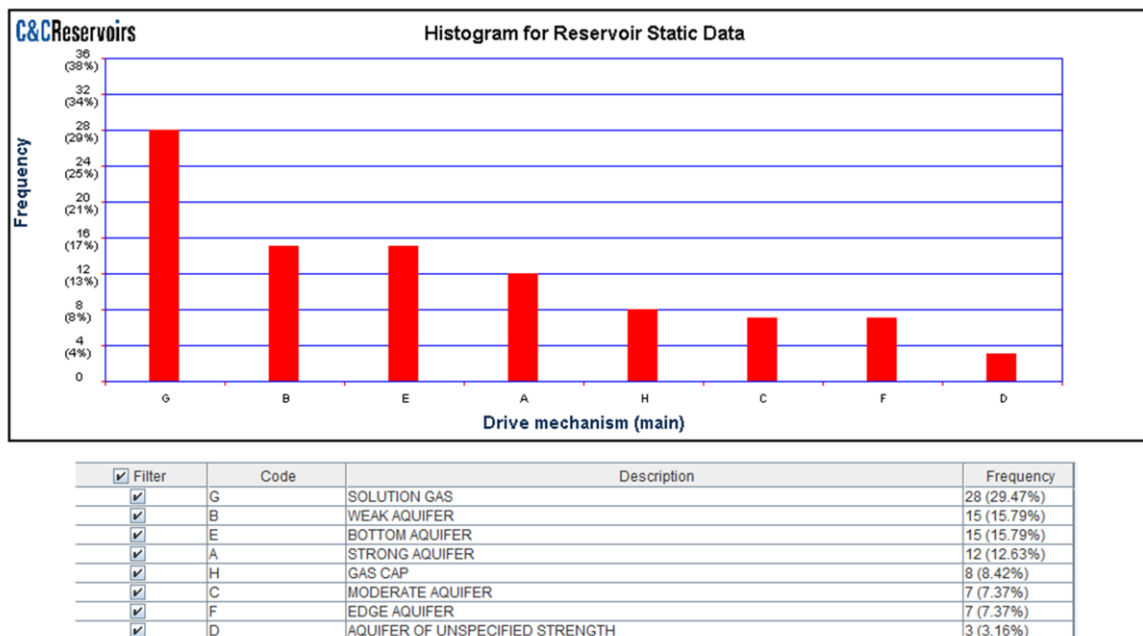
C&C Reservoirs

Apéndice B – Otros conceptos

Figura 99 - (DAKS®, 2015)

Mediante un histograma de frecuencias, se observa que las primeras tres características o propiedades importantes y comunes en los yacimientos con los parámetros de entrada seleccionados al inicio del muestreo, son la tectónica mediante márgenes pasivos, después por movimientos de cuenca de antepaís y por último movimientos intracratónicos.

2. Mecanismo de empuje



Data Source: C&C Reservoirs, 2016, DAKS™ – Digital Analogs Knowledge System

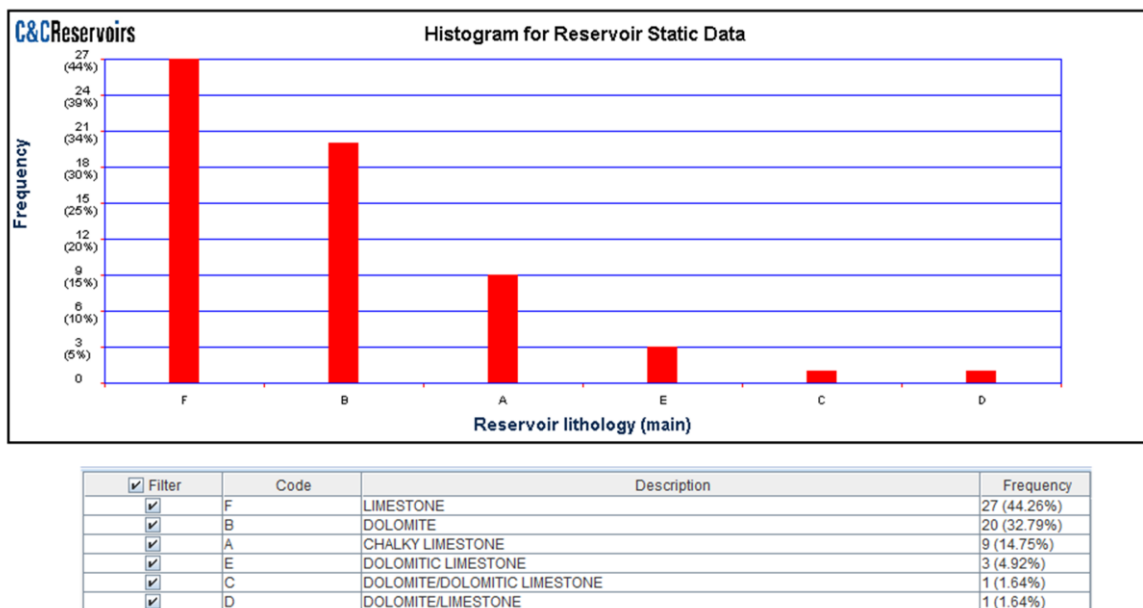
C&C Reservoirs

Figura 100 - (DAKS®, 2015)

Los mecanismos de empuje que predominan en los yacimientos con las características antes mencionadas son en gran medida por presencia de empuje por gas en solución, y en menor medida debido a la contribución a mantenimiento de presión la presencia de un acuífero asociado.

3. Litología.

Apéndice B – Otros conceptos



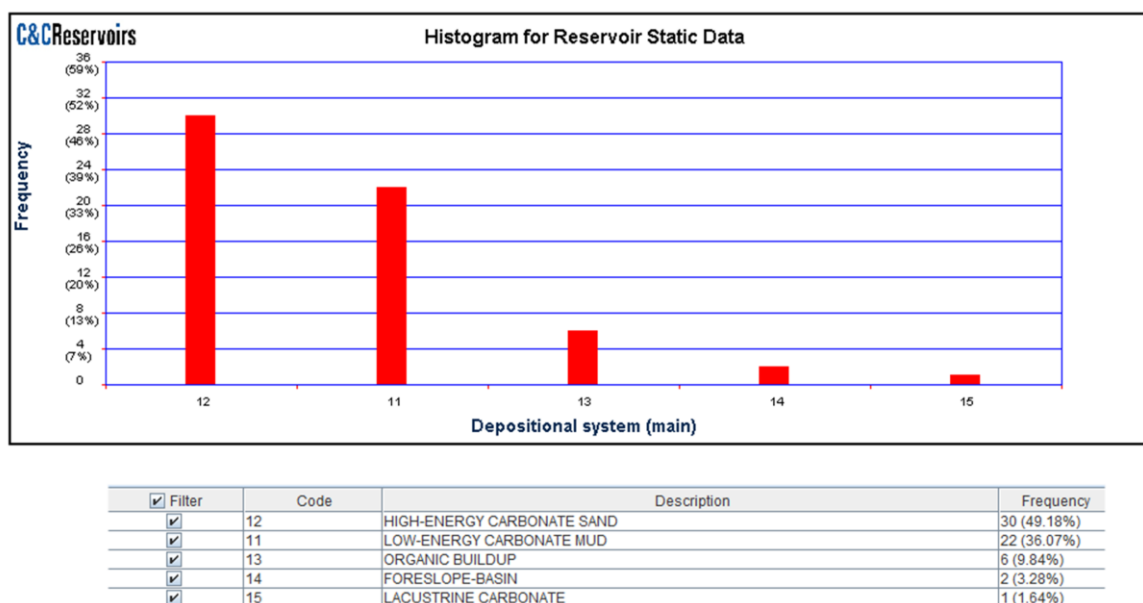
Data Source: C&C Reservoirs, 2016, DAKS™ – Digital Analogs Knowledge System

C&C Reservoirs

Figura 101 - (DAKS®, 2015)

La litología que predomina en éste tipo de yacimientos es ampliamente referida a carbonatos. En primer lugar las rocas calizas y posteriormente cretas y dolomías.

4. Ambiente Sedimentario



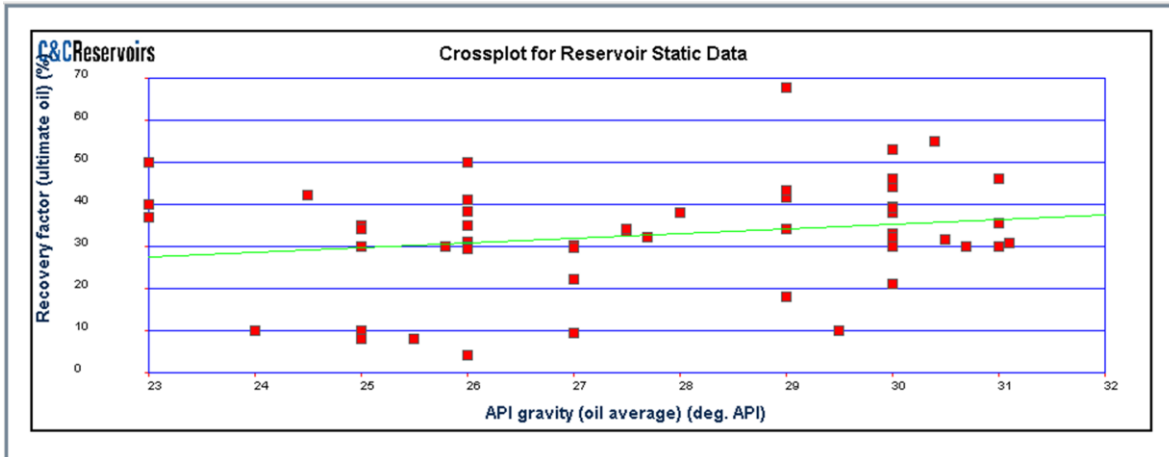
Data Source: C&C Reservoirs, 2016, DAKS™ – Digital Analogs Knowledge System

C&C Reservoirs

Figura 102 - (DAKS®, 2015)

Los ambientes sedimentarios más comunes de las calizas son las arenas carbonatadas de alta energía y posteriormente los depósitos orgánicos.

1. API



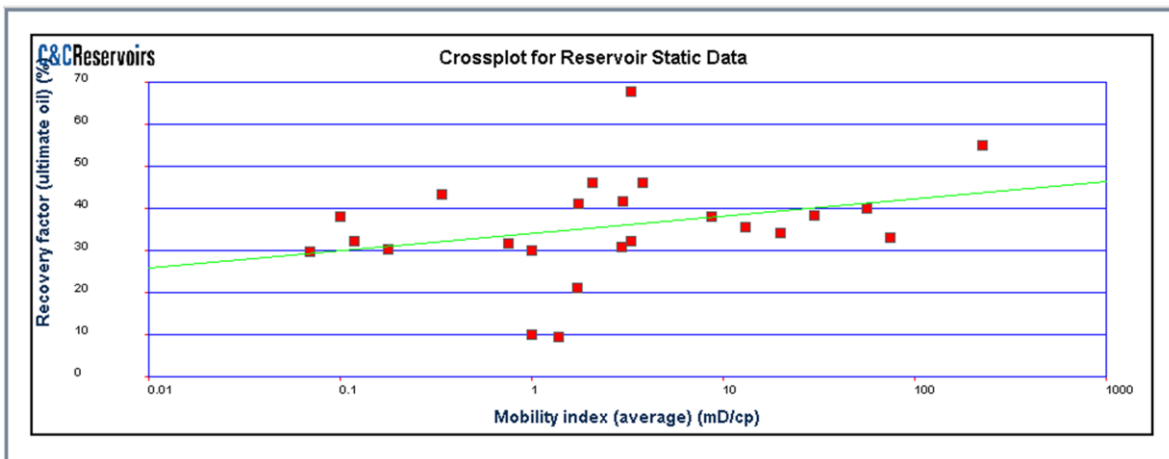
Data Source: C&C Reservoirs, 2016, DAKS™ – Digital Analogs Knowledge System



Figura 103 - (DAKS®, 2015)

La tendencia del modelo de regresión lineal, indica que existe un leve incremento del factor de recuperación a medida que se incrementa la gravedad API de la cantidad de muestras del yacimiento. El conjunto del muestreo se agrupa levemente entre los 29° y los 31° API. R^2 tiene un valor de 0.0442 (4.42%).

2. Movilidad



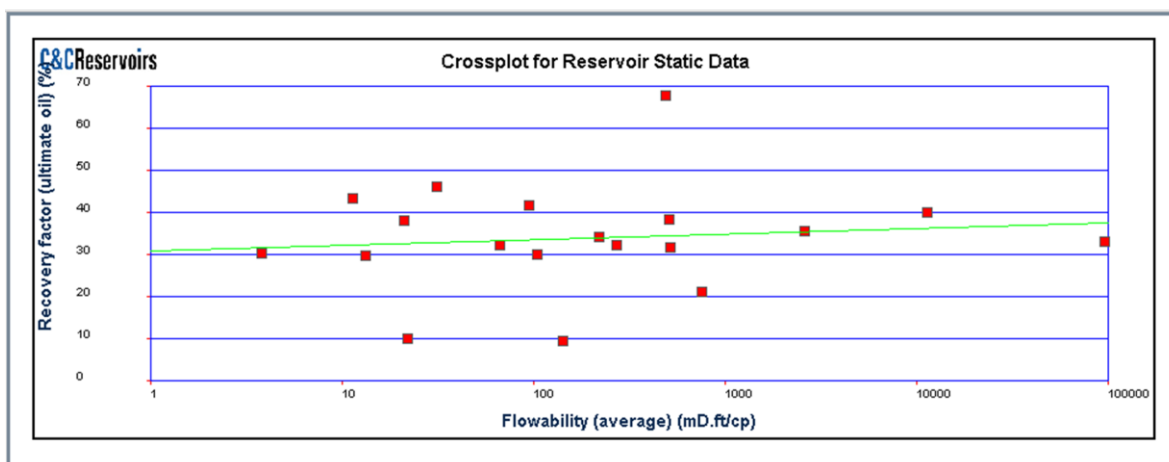
Data Source: C&C Reservoirs, 2016, DAKS™ – Digital Analogs Knowledge System



Figura 104 - (DAKS®, 2015)

Se puede notar el incremento de la línea de tendencia en el método de regresión lineal en la gráfica de movilidad; la acumulación preferentemente es entre 1 mD/cp y los 10 mD/cp. R^2 tiene un valor de 0.0931 (9.31%).

3. Capacidad de flujo



Data Source: C&C Reservoirs, 2016, DAKS™ – Digital Analogs Knowledge System



Figura 105 - (DAKS®, 2015)

Se puede notar un leve aumento de la línea de tendencia en el método de regresión lineal en la gráfica de la capacidad de flujo; la acumulación preferentemente oscila entre 1 (mD*ft)/cp y los 500 (mD*ft)/cp. R^2 tiene un valor de 0.0128 (1.28%).

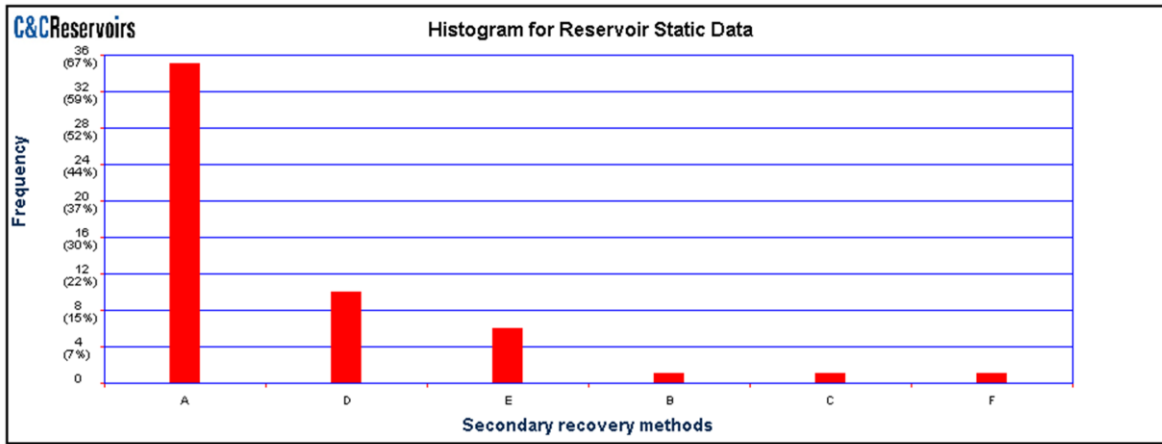
Metodología paso 2

Se concluye que presenta características similares y por tanto análogas, con ciertas diferencias clave, por tanto los sistemas de producción adicional que han sido instalados en campos similares pueden o no ser aplicados en el campo La Paz con su debido análisis según su analogía de yacimientos.

Metodología paso 3

Recuperación Secundaria.

Apéndice B – Otros conceptos



<input checked="" type="checkbox"/> Filter	Code	Description	Frequency
<input checked="" type="checkbox"/>	A	CONTINUOUS WATER INJECTION	35 (64.81%)
<input checked="" type="checkbox"/>	D	GAS INJECTION	10 (18.52%)
<input checked="" type="checkbox"/>	E	GAS RECYCLING	6 (11.11%)
<input checked="" type="checkbox"/>	B	CYCLIC WATER INJECTION	1 (1.85%)
<input checked="" type="checkbox"/>	C	DUMP FLOOD	1 (1.85%)
<input checked="" type="checkbox"/>	F	CO2 IMMISCIBLE INJECTION	1 (1.85%)

Data Source: C&C Reservoirs, 2016, DAKS™ – Digital Analogs Knowledge System

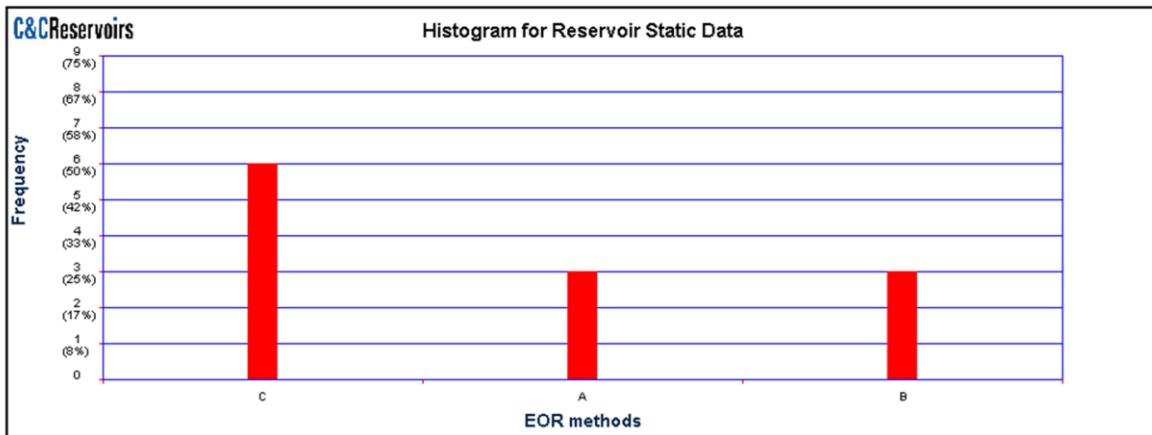
C&C Reservoirs

Figura 106 - (DAKS®, 2015)

Según datos de DAKS®, el método más aplicado en cuanto a Recuperación secundaria es la inyección continua de agua. Dado que el mecanismo de mantenimiento de presión es preferentemente por gas en solución, también se ha aplicado la inyección de gas y reciclamiento del mismo.

EOR

Apéndice B – Otros conceptos

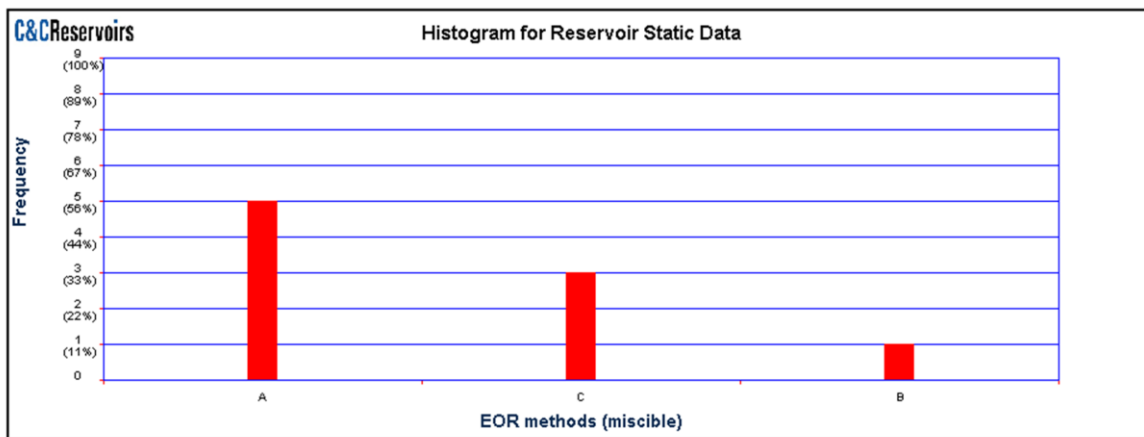


<input checked="" type="checkbox"/> Filter	Code	Description	Frequency
<input checked="" type="checkbox"/>	C	MISCIBLE	6 (50%)
<input checked="" type="checkbox"/>	A	THERMAL	3 (25%)
<input checked="" type="checkbox"/>	B	CHEMICAL	3 (25%)

Data Source: C&C Reservoirs, 2016, DAKS™ – Digital Analogs Knowledge System

C&C Reservoirs

Figura 107 - (DAKS®, 2015)



<input checked="" type="checkbox"/> Filter	Code	Description	Frequency
<input checked="" type="checkbox"/>	A	CO2 MISCIBLE FLOOD	5 (55.56%)
<input checked="" type="checkbox"/>	C	WAG MISCIBLE FLOOD	3 (33.33%)
<input checked="" type="checkbox"/>	B	NITROGEN FLUE GAS MISCIBLE FLOOD	1 (11.11%)

Data Source: C&C Reservoirs, 2016, DAKS™ – Digital Analogs Knowledge System

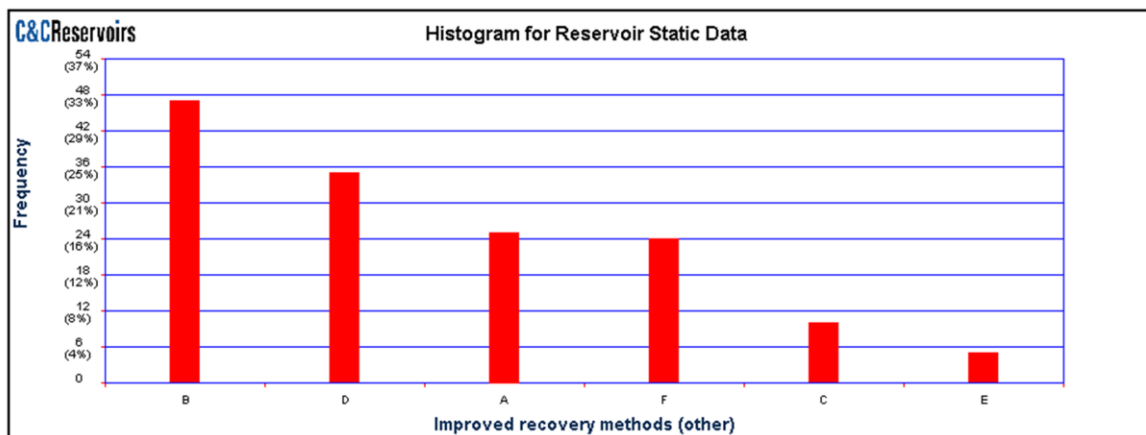
C&C Reservoirs

Figura 108 - (DAKS®, 2015)

Apéndice B – Otros conceptos

Se tiene datos de métodos de recuperación mejorada en yacimientos similares de tipo miscibles químicos y térmicos. Los principales métodos miscibles son mediante inyección de CO₂ y flujo de agua y gas.

Otros métodos

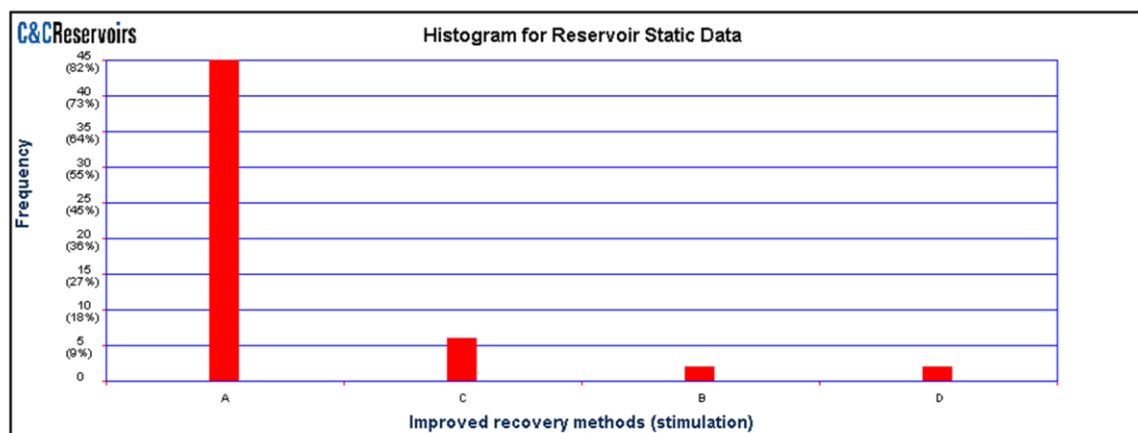


<input checked="" type="checkbox"/> Filter	Code	Description	Frequency
<input checked="" type="checkbox"/>	B	STIMULATION	47 (32.19%)
<input checked="" type="checkbox"/>	D	ARTIFICIAL LIFT	35 (23.97%)
<input checked="" type="checkbox"/>	A	DRILLING	25 (17.12%)
<input checked="" type="checkbox"/>	F	OTHER RESERVOIR MANAGEMENT	24 (16.44%)
<input checked="" type="checkbox"/>	C	WATER INJECTION OPTIMIZATION	10 (6.85%)
<input checked="" type="checkbox"/>	E	SAND CONTROL	5 (3.42%)

Data Source: C&C Reservoirs, 2016, DAKS™ – Digital Analogs Knowledge System

C&C Reservoirs

Figura 109 - (DAKS®, 2015)



<input checked="" type="checkbox"/> Filter	Code	Description	Frequency
<input checked="" type="checkbox"/>	A	ACIDIZATION	45 (81.82%)
<input checked="" type="checkbox"/>	C	ACID FRACTURING	6 (10.91%)
<input checked="" type="checkbox"/>	B	HYDRAULIC FRACTURING (SINGLE STAGE)	2 (3.64%)
<input checked="" type="checkbox"/>	D	SCALE INHIBITOR TREATMENT	2 (3.64%)

Data Source: C&C Reservoirs, 2016, DAKS™ – Digital Analogs Knowledge System



Figura 110 - (DAKS®, 2015)

Entre otros métodos que incrementan la producción en yacimientos similares, se encuentra la estimulación de pozos, levantamientos artificiales y perforación de pozos; entre los métodos de estimulación se tiene preferentemente mediante acidificación y algunos casos de fracturamiento ácido.

Resultados

Conclusiones

Con base en los puntos anteriores se concluye que:

- El campo La Paz posee un factor de recuperación aceptable.
- Las características de litología, tectónica y ambiente de sedimentario están ampliamente estudiadas en yacimientos similares.
- Las gráficas de regresión lineal indican que los factores de recuperación en yacimientos similares no son enteramente concluyentes según las propiedades de movilidad, capacidad de flujo y gravedad API, por lo que se sugiere incrementar el número de muestras mediante una holgura en el ingreso de datos a DAKS®.
- Se considera que es un yacimiento análogo en base a los datos anteriores y por tanto es candidato a los métodos de recuperación adicional mencionados anteriormente. Se recomienda realizar un análisis más a detalle de los métodos de recuperación incremental para ser aplicados en el campo La Paz. Los métodos de recuperación adicional empleados en campos en yacimientos análogos podrían ser aplicables.

A1.4.- Campo Quiriquire, Venezuela (Explotado por Repsol®)

Repsol® es una compañía Española, con sede central en Madrid. Tiene operaciones en todo el mundo y cuenta con más de 24,000 empleados. Se especializa en todo tipo de operaciones petrolíferas, desde la exploración y hasta la venta de los mismos.



Figura 111. REPSOL S.A.

El campo Quiriquire está ubicado en la cuenca Este Venezolana, y cuenta con dos importantes acumulaciones petrolíferas, una de ellas conocida como el campo somero Quiriquire y la segunda el campo Quiriquire profundo, descubiertas en 1928 y 1946 respectivamente. El hidrocarburo producido es aceite pesado, el sistema de depósito de los sedimentos se originó por un ambiente deltaico aluvial, con una litología de arenas de tamaño medio promedio, y hasta conglomerados. La gravedad API promedio es de 18°, alcanzando a ser desde los 8° y en pocas ocasiones los 38°. ¹³

Datos del campo

- *Ambiente Sedimentario: Ambiente Clástico*
- *Onshore-offshore: Offshore*
- *Tipo de Hidrocarburo: Aceite pesado*
- *API: 8°-38°, 18° promedio*

Parámetros disponibles: 4/4. La metodología es viable.

- *Tectónica asociada: Cuenca de ante-país, superpuesta sobre plegamientos truncados.*
- *Mecanismo de empuje: Gas en solución con presencia menor de un acuífero activo.*
- *Litología: Areniscas de grano medio, conglomerados.*
- *Ambiente sedimentario: Abanicos Aluviales*

Parámetros disponibles: 4/4 La metodología es viable.

Factor de recuperación actual: 20%

Técnicas de recuperación incremental propuestas

¹³ Tomado de Reporte de Evaluación de Campos quiriqui.pdf, DAKS®.

Apéndice B – Otros conceptos

Se propuso inyección de gas como método de recuperación secundaria aunque fue insatisfactorio; como método de recuperación terciaria se instaló el procedimiento de inyección de vapor, y como método de recuperación mejorada no se tienen datos actualmente.

Refinamiento

Se obtuvieron 30 resultados similares (imagen ilustrativa).

Reservoir Information Search Result 30 Rows

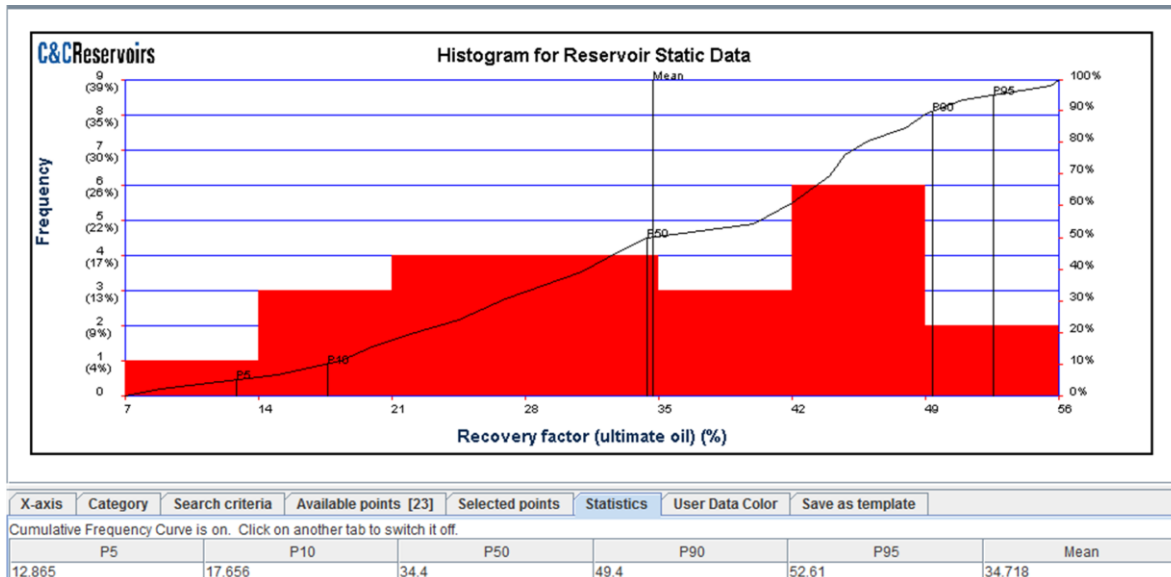
Filter	Field Name	Reservoir Unit	Resource	Reservoir Period	Basin Name	Country	Main HC Type	Production Curve	Summary Table	Figures
<input checked="" type="checkbox"/>	ALBA	ALBA (NAUCHLAN)	R-1P	PALEOGENE	NORTH SEA CENTRAL	UNITED KINGDOM	OIL			
<input checked="" type="checkbox"/>	BALDES	HEIMDAL-HERMOO-BALDER	R-1P	PALEOGENE	NORTH SEA NORTHERN	NORWAY	OIL			
<input checked="" type="checkbox"/>	BOKOR	CYCLE V&VI	R-1P	NEOGENE	SARAWAK	MALAYSIA	OIL			
<input checked="" type="checkbox"/>	CAPTAIN	VALHALL (CAPTAIN SANDSTONE)	R-1P	CRETACEOUS	NORTH SEA CENTRAL	UNITED KINGDOM	OIL			
<input checked="" type="checkbox"/>	CHAMPION	BRUNEI STAGE V (SHALLOW RESERVOIRS)	R-1P	NEOGENE	NW BORNEO-SABAH	BRUNEI DARUSSALAM	OIL			
<input checked="" type="checkbox"/>	DALA	MALEMBO	R-1P	NEOGENE	LOWER CONGO	ANGOLA	OIL			
<input checked="" type="checkbox"/>	ENFIELD	MACEDON	R-1P	CRETACEOUS JURASSIC	CARNARVON	AUSTRALIA	OIL			
<input checked="" type="checkbox"/>	GANNET	FORTIES (GANNET E)	R-1P	PALEOGENE	NORTH SEA CENTRAL	UNITED KINGDOM	OIL			
<input checked="" type="checkbox"/>	GRANE	HEIMDAL	R-1P	PALEOGENE	NORTH SEA NORTHERN	NORWAY	OIL			
<input checked="" type="checkbox"/>	GRYPHON	BALDER	R-1P	PALEOGENE	NORTH SEA NORTHERN	UNITED KINGDOM	OIL			
<input checked="" type="checkbox"/>	HARDING	BALDER	R-1P	PALEOGENE	NORTH SEA NORTHERN	UNITED KINGDOM	OIL			
<input checked="" type="checkbox"/>	JUBARTE	CARAPERUBS	R-1P	CRETACEOUS	CAMPOS	BRAZIL	OIL			
<input checked="" type="checkbox"/>	LAGUNILLAS	LAGUNILLAS (L1-S7)	R-1P	NEOGENE	MARACAIBO	VENEZUELA	OIL			
<input checked="" type="checkbox"/>	LOBSTER	BULMINELLA T SAND	R-1P	NEOGENE	GULF OF MEXICO NORTHERN OFFSHORE	UNITED STATES OF AMERICA	OIL			

Data Source: C&C Reservoirs, 2016, DAKS™ – Digital Analogs Knowledge System

C&C Reservoirs

Figura 112 - (DAKS®, 2015)

1. Factor de Recuperación



Data Source: C&C Reservoirs, 2016, DAKS™ – Digital Analogs Knowledge System

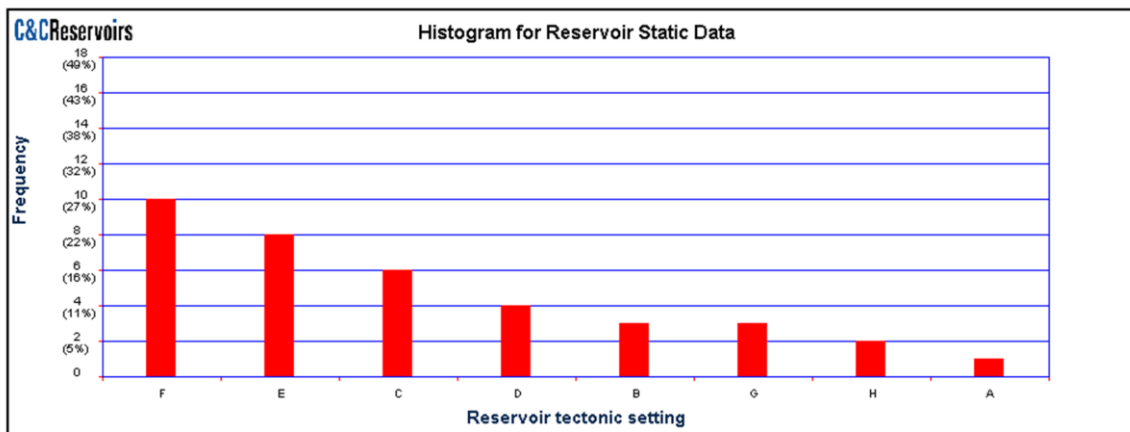
C&C Reservoirs

Figura 113 - (DAKS®, 2015)

Se observa que el factor de recuperación del campo Quiriquire lo ubica muy abajo a la media, por debajo al P50. El histograma acumulado muestra un crecimiento lineal.

Metodología paso 1

1. Tectónica



<input checked="" type="checkbox"/> Filter	Code	Description	Frequency
<input checked="" type="checkbox"/>	F	RIFT	10 (27.03%)
<input checked="" type="checkbox"/>	E	PASSIVE MARGIN	8 (21.62%)
<input checked="" type="checkbox"/>	C	FORELAND	6 (16.22%)
<input checked="" type="checkbox"/>	D	INTRACRATONIC	4 (10.81%)
<input checked="" type="checkbox"/>	B	DELTA	3 (8.11%)
<input checked="" type="checkbox"/>	G	SALT	3 (8.11%)
<input checked="" type="checkbox"/>	H	WRENCH	2 (5.41%)
<input checked="" type="checkbox"/>	A	BACKARC	1 (2.7%)

Data Source: C&C Reservoirs, 2016, DAKS™ – Digital Analogs Knowledge System

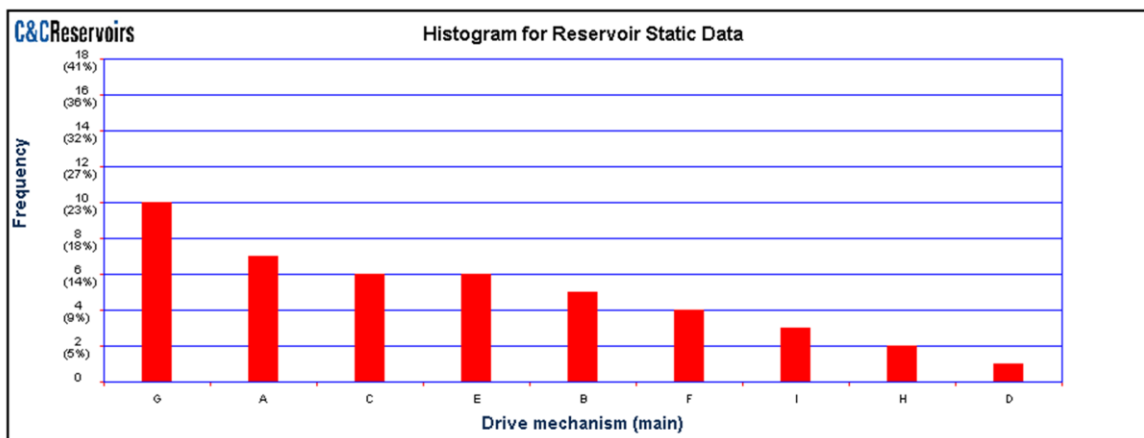


Figura 114 - (DAKS®, 2015)

Mediante un histograma de frecuencias, se observa que las primeras tres características o propiedades importantes y comunes en los yacimientos con los parámetros de entrada seleccionados al inicio del muestreo, son la tectónica mediante rift, después márgenes pasivos y por último las cuencas sedimentarias de antepaís.

2. Mecanismo de empuje

Apéndice B – Otros conceptos



<input checked="" type="checkbox"/> Filter	Code	Description	Frequency
<input checked="" type="checkbox"/>	G	SOLUTION GAS	10 (22.73%)
<input checked="" type="checkbox"/>	A	STRONG AQUIFER	7 (15.91%)
<input checked="" type="checkbox"/>	C	MODERATE AQUIFER	6 (13.64%)
<input checked="" type="checkbox"/>	E	BOTTOM AQUIFER	6 (13.64%)
<input checked="" type="checkbox"/>	B	WEAK AQUIFER	5 (11.36%)
<input checked="" type="checkbox"/>	F	EDGE AQUIFER	4 (9.09%)
<input checked="" type="checkbox"/>	I	COMPACTION	3 (6.82%)
<input checked="" type="checkbox"/>	H	GAS CAP	2 (4.55%)
<input checked="" type="checkbox"/>	D	AQUIFER OF UNSPECIFIED STRENGTH	1 (2.27%)

Data Source: C&C Reservoirs, 2016, DAKS™ – Digital Analogs Knowledge System

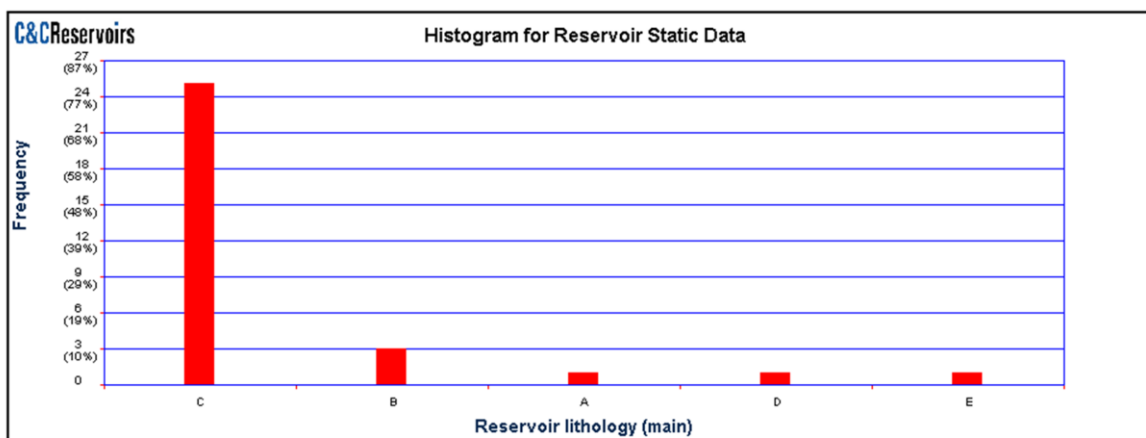
C&C Reservoirs

Figura 115 - (DAKS®, 2015)

Los mecanismos de empuje que predominan en los yacimientos con las características antes mencionadas son en gran medida por presencia de empuje por gas en solución, y en menor medida por contribución de mantenimiento de presión por un acuífero fuerte asociado.

3. Litología.

Apéndice B – Otros conceptos



<input checked="" type="checkbox"/> Filter	Code	Description	Frequency
<input checked="" type="checkbox"/>	C	SANDSTONE	25 (80.65%)
<input checked="" type="checkbox"/>	B	LOW-RESISTIVITY SANDSTONE	3 (9.68%)
<input checked="" type="checkbox"/>	A	CHERT	1 (3.23%)
<input checked="" type="checkbox"/>	D	SILTSTONE	1 (3.23%)
<input checked="" type="checkbox"/>	E	THINLY-BEDDED SANDSTONE	1 (3.23%)

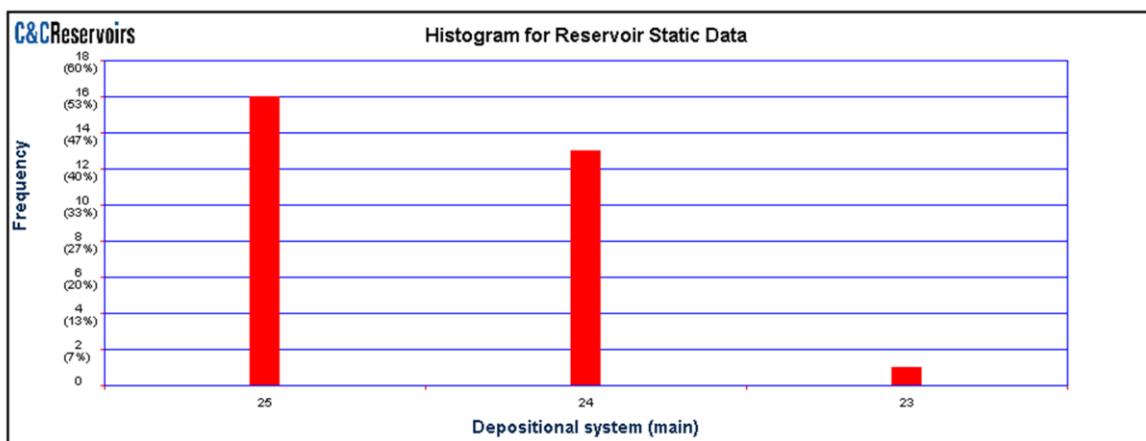
Data Source: C&C Reservoirs, 2016, DAKS™ – Digital Analogs Knowledge System

C&C Reservoirs

Figura 116 - (DAKS®, 2015)

La litología que predomina en éste tipo de yacimientos es ampliamente referida a arenas. En primer lugar las arenas de baja resistividad y el esquisto.

4. Ambiente Sedimentario



<input checked="" type="checkbox"/> Filter	Code	Description	Frequency
<input checked="" type="checkbox"/>	25	DEEP MARINE	16 (53.33%)
<input checked="" type="checkbox"/>	24	COASTAL	13 (43.33%)
<input checked="" type="checkbox"/>	23	LACUSTRINE	1 (3.33%)

Data Source: C&C Reservoirs, 2016, DAKS™ – Digital Analogs Knowledge System

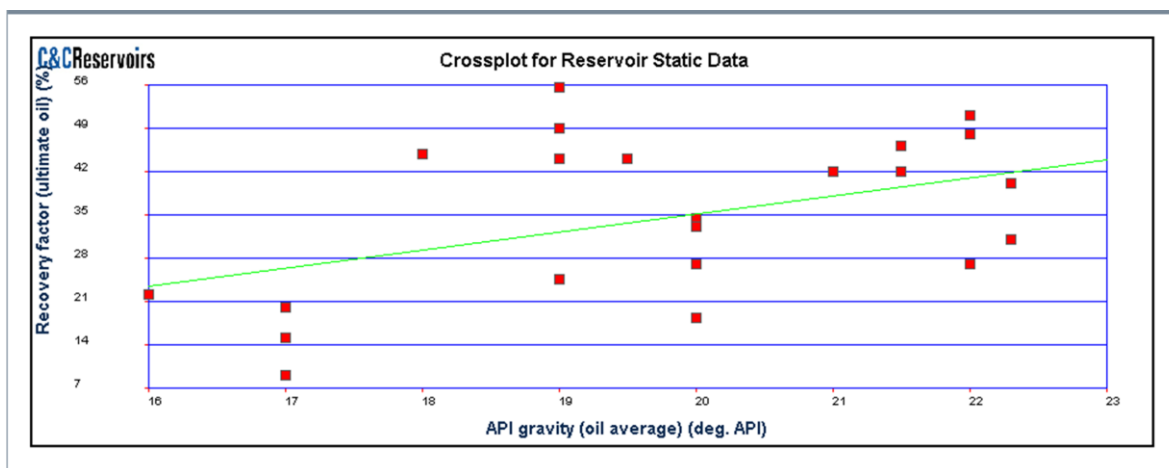
C&C Reservoirs

Figura 117 - (DAKS®, 2015)

Apéndice B – Otros conceptos

Los ambientes sedimentarios más comunes de las arenas de fondo marino, así como costeras. Se tiene registro además de ambiente lacustre.

1. API



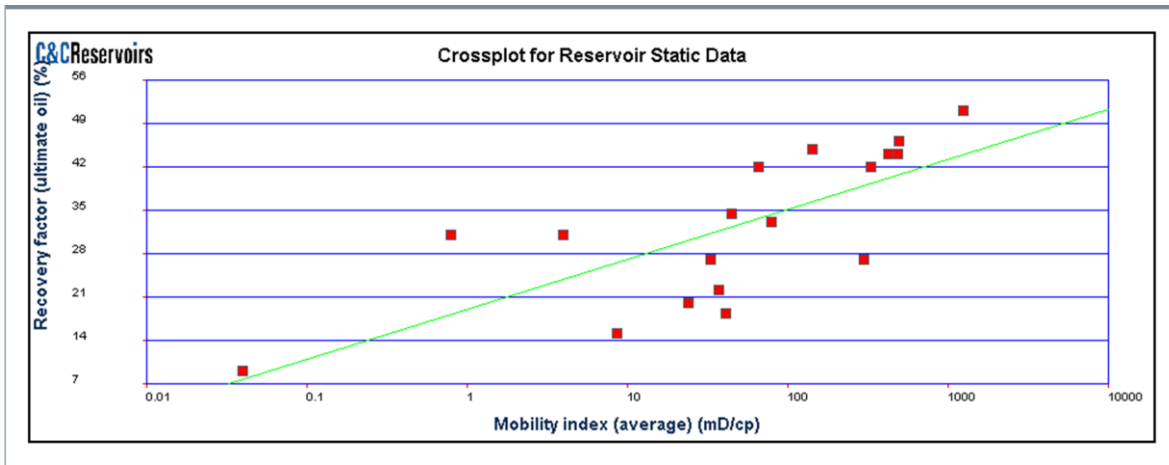
Data Source: C&C Reservoirs, 2016, DAKS™ – Digital Analogs Knowledge System

C&C Reservoirs

Figura 118 - (DAKS®, 2015)

La tendencia del modelo de regresión lineal, indica que existe un leve incremento del factor de recuperación a medida que se incrementa la gravedad API de las muestras del yacimiento. El conjunto del muestreo no muestra agrupación preferencial. R^2 tiene un valor de 0.2016 (20.16%).

2. Movilidad



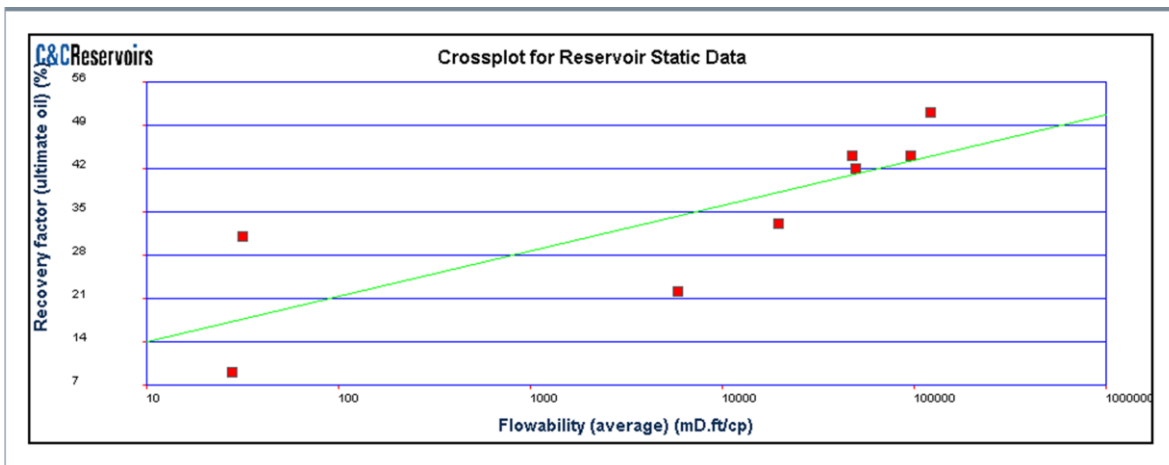
Data Source: C&C Reservoirs, 2016, DAKS™ – Digital Analog Knowledge System

C&C Reservoirs

Figura 119 - (DAKS®, 2015)

Se distingue un incremento de la línea de tendencia en el método de regresión lineal en la gráfica de movilidad; la acumulación preferentemente es entre 10 mD/cp y los 500 mD/cp. R^2 tiene un valor de 0.544 (54.40%).

3. Capacidad de flujo



Data Source: C&C Reservoirs, 2016, DAKS™ – Digital Analog Knowledge System

C&C Reservoirs

Figura 120 - (DAKS®, 2015)

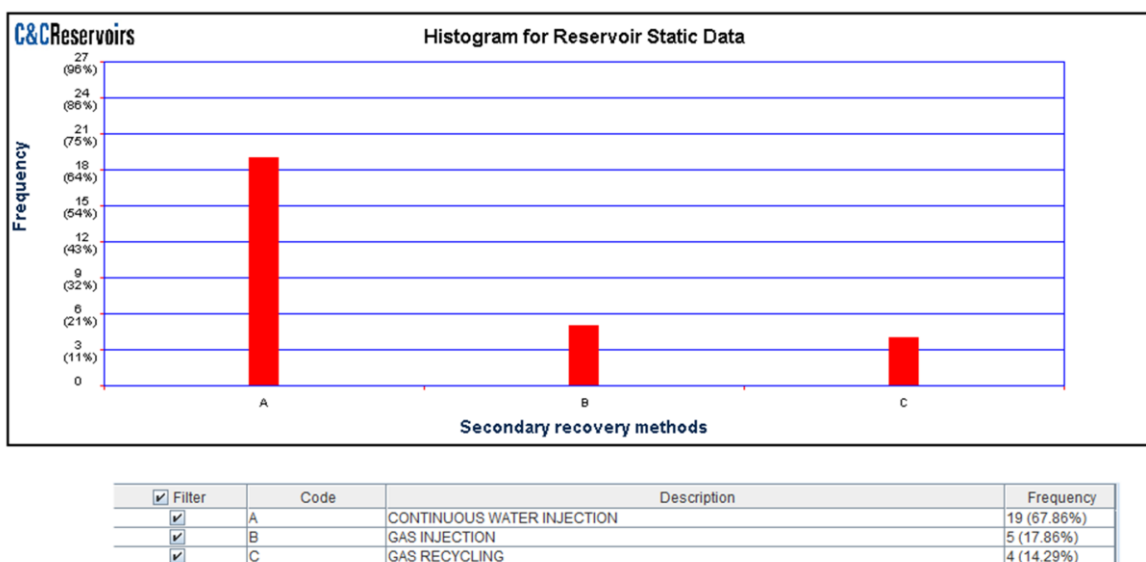
Existe una escasez de información, por lo tanto los datos no pueden ser concluyentes. Se puede notar un aumento de la línea de tendencia en el método de regresión lineal en la gráfica de la capacidad de flujo; la acumulación preferentemente no puede ser definida con claridad, aunque oscila entre 10000 (mD*ft)/cp y los 100000 (mD*ft)/cp. R^2 tiene un valor de 0.6362 (63.62%).

Metodología paso 2

Se concluye que presenta características similares y por tanto análogas, con ciertas diferencias clave, por tanto los sistemas de producción adicional que han sido instalados en campos similares pueden o no ser aplicados en el campo Quiriquire con su debido análisis según su analogía de yacimientos.

Metodología paso 3

Recuperación Secundaria.



Data Source: C&C Reservoirs, 2016, DAKS™ – Digital Analogs Knowledge System

C&C Reservoirs

Figura 121 - (DAKS®, 2015)

Según datos de DAKS®, el método más aplicado en cuanto a Recuperación secundaria es la inyección continua de agua. Dado que el mecanismo de mantenimiento de presión es preferentemente por gas en solución, también se ha aplicado la inyección de gas y reciclamiento del mismo.

EOR

Apéndice B – Otros conceptos

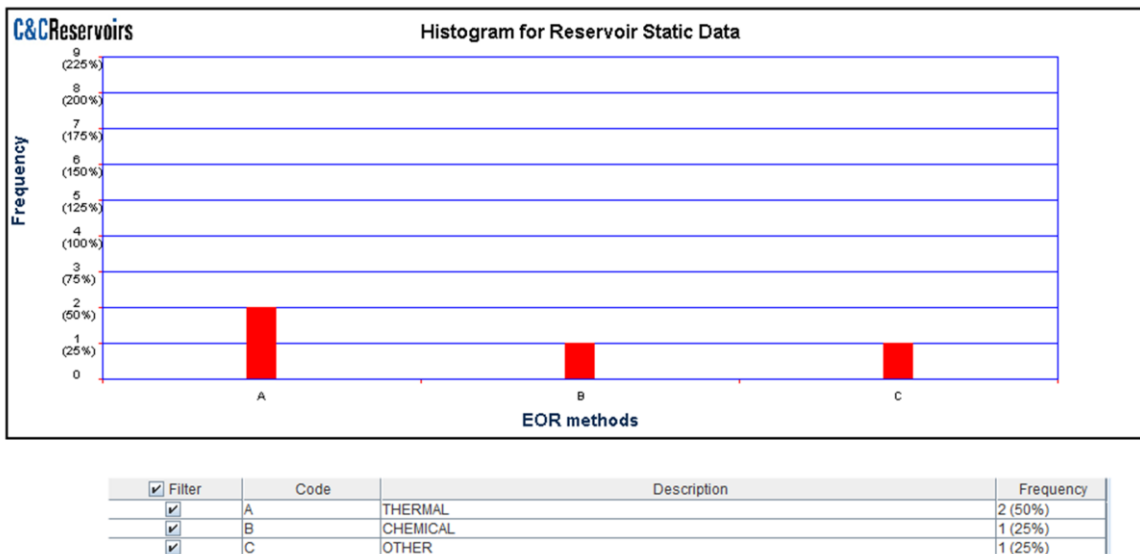


Figura 122 - (DAKS®, 2015)

Los métodos de EOR aplicados en yacimientos análogos son de tipo térmicos y químicos, aunque se tienen pocos registros.

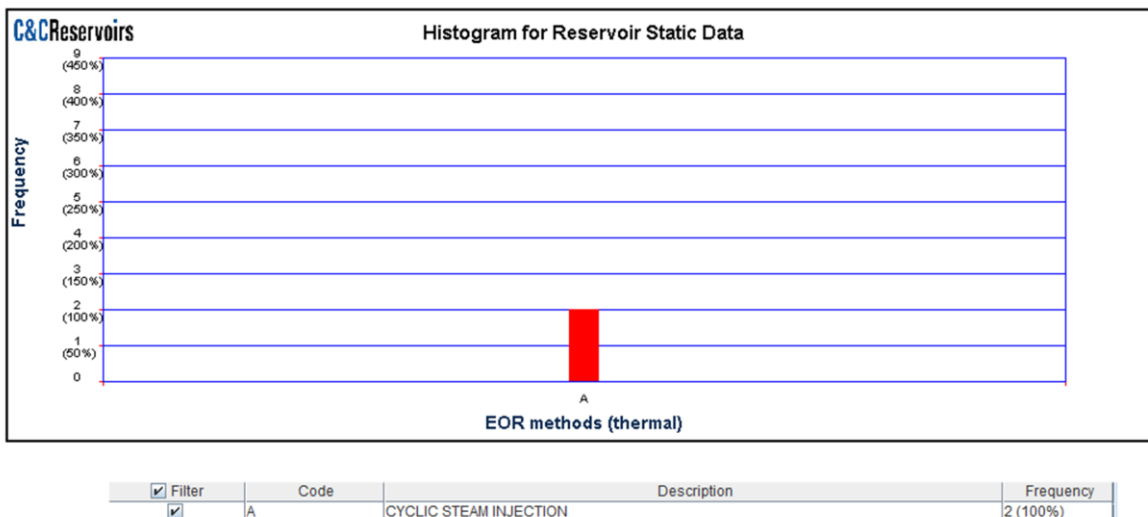
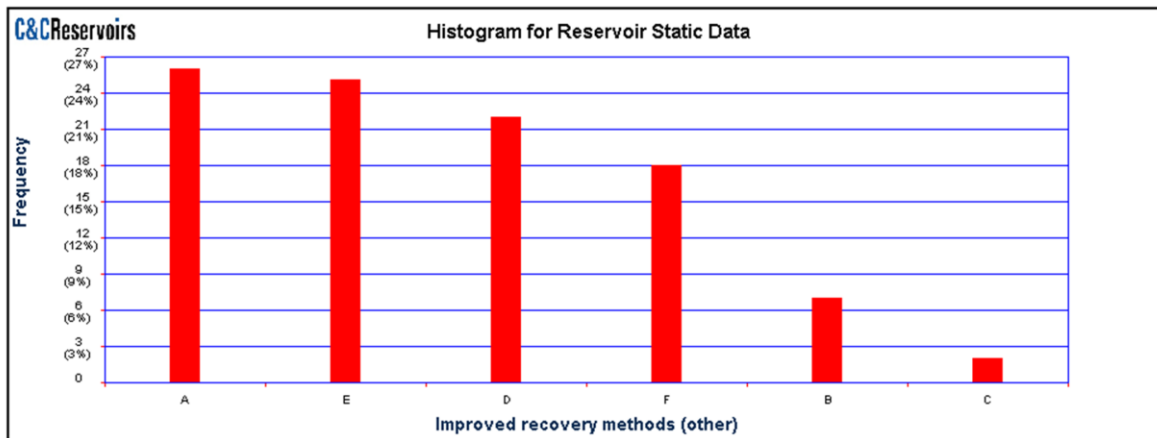


Figura 123 - (DAKS®, 2015)

Se tienen documentados dos casos de métodos de EOR, de tipo de inyección cíclica de vapor.

Otros métodos

Apéndice B – Otros conceptos



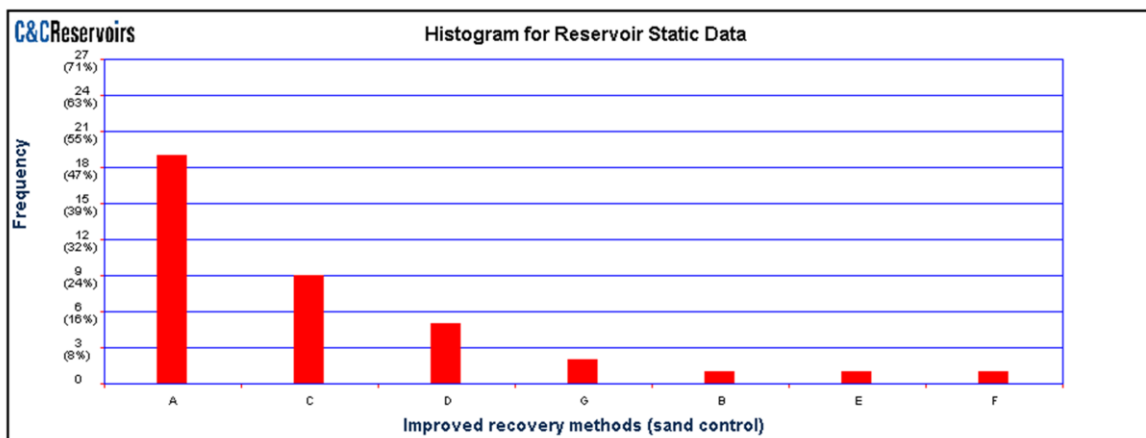
<input checked="" type="checkbox"/> Filter	Code	Description	Frequency
<input checked="" type="checkbox"/>	A	DRILLING	26 (26%)
<input checked="" type="checkbox"/>	E	SAND CONTROL	25 (25%)
<input checked="" type="checkbox"/>	D	ARTIFICIAL LIFT	22 (22%)
<input checked="" type="checkbox"/>	F	OTHER RESERVOIR MANAGEMENT	18 (18%)
<input checked="" type="checkbox"/>	B	STIMULATION	7 (7%)
<input checked="" type="checkbox"/>	C	WATER INJECTION OPTIMIZATION	2 (2%)

Data Source: C&C Reservoirs, 2016, DAKS™ – Digital Analogs Knowledge System

C&C Reservoirs

Figura 124 - (DAKS®, 2015)

Entre los métodos de recuperación mejorada se tiene gran variedad de métodos, entre ellos la perforación de pozos, control de arena, levantamientos artificiales y estimulaciones entre otros.



<input checked="" type="checkbox"/> Filter	Code	Description	Frequency
<input checked="" type="checkbox"/>	A	GRAVEL PACK	19 (50%)
<input checked="" type="checkbox"/>	C	SAND SCREEN	9 (23.68%)
<input checked="" type="checkbox"/>	D	PRE-PACKED SAND SCREEN	5 (13.16%)
<input checked="" type="checkbox"/>	G	FRAC PACK	2 (5.26%)
<input checked="" type="checkbox"/>	B	SLOTTED LINER	1 (2.63%)
<input checked="" type="checkbox"/>	E	EXPANDABLE SAND SCREEN	1 (2.63%)
<input checked="" type="checkbox"/>	F	CHEMICAL SAND CONSOLIDATION	1 (2.63%)

Data Source: C&C Reservoirs, 2016, DAKS™ – Digital Analogs Knowledge System

C&C Reservoirs

Figura 125 - (DAKS®, 2015)

El método más aplicado entre las técnicas de recuperación mejorada por control de arena se tiene por empaques de grava y filtros de arena.

Resultados

Conclusiones

Con base en los puntos anteriores se concluye que:

- El campo Quiriquire posee un factor de recuperación bajo pero aceptable.
- Las características de litología, tectónica y ambiente de sedimentario están ampliamente estudiadas en yacimientos similares.
- Las gráficas de regresión lineal indican que los factores de recuperación en yacimientos similares no son enteramente concluyentes según las propiedades de movilidad, capacidad de flujo y gravedad API, por lo que se sugiere incrementar el número de muestras mediante una holgura en el ingreso de datos a DAKS®.
- Se considera que es un yacimiento análogo en base a los datos anteriores y por tanto es candidato a los métodos de recuperación adicional mencionados anteriormente. Se recomienda realizar un análisis más a detalle de los métodos de recuperación incremental para ser aplicados en el campo Quiriquire.
- Se tienen varias opciones para instalar métodos de recuperación adicional, aplicables al campo Quiriquire según sus características.

Apéndice A2 – Ejemplos de aplicación con consideraciones

Se presentan a continuación diversos campos en los que se aplicó la metodología propuesta en la presente tesis. Los campos que fueron empleados como muestra pertenecen a la República Mexicana y poseen características diversas.

A2.1.- Aceite pesado – Campo Ek-Balam, México

Areniscas de origen eólico y de playa (poco consolidadas), offshore.

Ek-Balam es un campo descubierto en 1991, ubicado al sureste de México en la plataforma de Campeche. Posee una profundidad aproximadamente de 40 metros. Actualmente se encuentra en etapa de declinación. La trampa es regida por movimientos compresivos y deformación por domos salinos.

El ambiente de depósito son dunas eólicas y de playa, y la litología es conformada por sedimentos finos a medios de arenas. El tipo de porosidad es Intergranular y la porosidad de los núcleos alcanza un 21% en promedio. Los fluidos contenidos en el yacimiento son preferentemente aceite ligero de una densidad API de 27°.

El factor de recuperación es de aproximadamente 10% según las reservas P1.

Datos del campo

- *Ambiente Sedimentario: Ambiente Clástico*
- *Onshore-offshore: Onshore-offshore*
- *Tipo de Hidrocarburo: Aceite volátil*
- *API: 27°*

Parámetros disponibles: 4/4. La metodología es viable.

- *Tectónica asociada: Margen pasivo del Mesozoico afectado por compresión y deformaciones de domos salinos.*
- *Mecanismo de empuje: Empuje gravitacional.*
- *Litología: Cuarzos finos a medios, sub redondeados con contenido menor de feldespatos potásico, clorita y hemetita.*
- *Ambiente sedimentario: Marino profundo.*

Parámetros disponibles: 4/4 La metodología es viable.

Factor de recuperación actual: 10%

Apéndice B – Otros conceptos

Técnicas de recuperación incremental propuestas

Se tiene registrada la inyección de gas y agua en diversos pozos, como método de recuperación terciaria y mejorada no se tienen datos al respecto.

Refinamiento

Se obtuvieron 69 resultados similares (imagen ilustrativa).

Reservoir Information Search Result 69 Rows

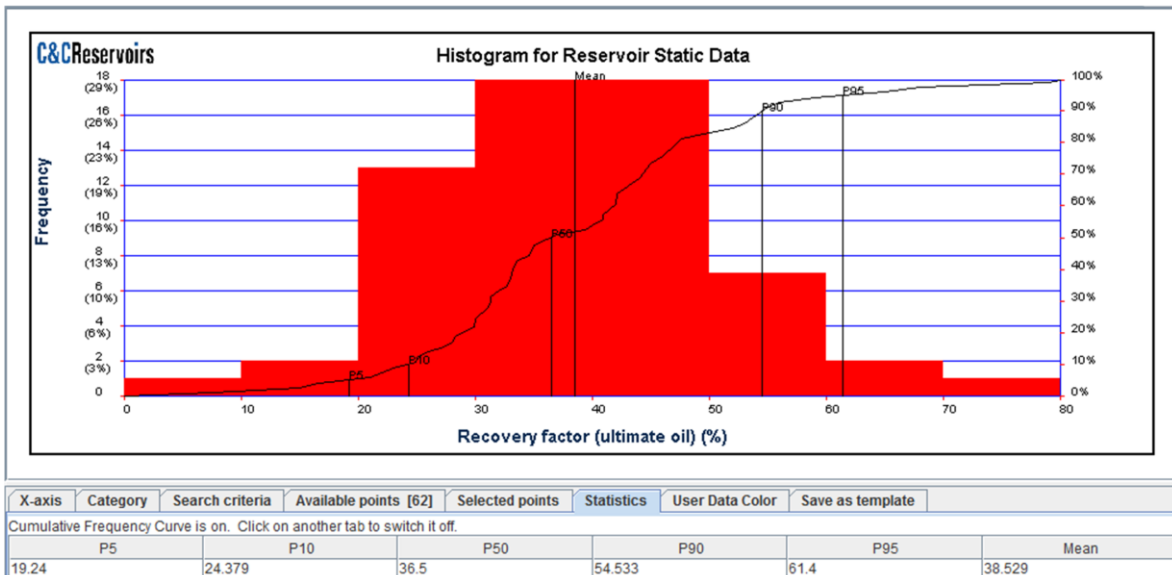
Filter	Field Name	Reservoir Unit	Resource	Reservoir Period	Basin Name	Country	Main HC Type	Production Curve	Summary Table	Figure
<input checked="" type="checkbox"/>	AL SHAHEEN	NAHR UNJR	R-1P	CRETACEOUS	THE GULF	QATAR	OIL			
<input checked="" type="checkbox"/>	ALBACORA <small>Re-Written 2012</small>	CARAPEBUS	R-1P	PALEOGENE	CAMPOS	BRAZIL	OIL			
<input checked="" type="checkbox"/>	ALBACORA <small>Re-Written 2012</small>	NAMORADO	R-1P	CRETACEOUS	CAMPOS	BRAZIL	OIL			
<input checked="" type="checkbox"/>	ANGUILLE MARINE <small>Re-Written 2011</small>	ANDVILLE	R-1P	CRETACEOUS	GABON NORTH	GABON	OIL			
<input checked="" type="checkbox"/>	BACRI <small>Re-Written 2011</small>	BELAYIM	R-1P	NEOGENE	GULF OF SUEZ	EGYPT	OIL			
<input checked="" type="checkbox"/>	BACRI <small>Re-Written 2011</small>	KAREEM	R-1P	NEOGENE	GULF OF SUEZ	EGYPT	OIL			
<input checked="" type="checkbox"/>	BELAYIM MARINE <small>Re-Written 2011</small>	RUDEIS-KAREEM	R-1P	NEOGENE	GULF OF SUEZ	EGYPT	OIL			
<input checked="" type="checkbox"/>	BONGA <small>Re-Written 2011</small>	AKATA (T92 SAND)	R-1P	NEOGENE	NIGER DELTA	NIGERIA	OIL			
<input checked="" type="checkbox"/>	BONGA <small>Re-Written 2011</small>	AKATA (T19-748 SAND)	R-1P	NEOGENE	NIGER DELTA	NIGERIA	OIL			
<input checked="" type="checkbox"/>	BRENT <small>Re-Written 2011</small>	BRENT	R-1P	JURASSIC	NORTH SEA NORTHERN	UNITED KINGDOM	OIL			
<input checked="" type="checkbox"/>	BUALUANG <small>New 2011</small>	T2-T2	R-2P	NEOGENE	WESTERN	THAILAND	OIL			
<input checked="" type="checkbox"/>	BULLWINKLE <small>Re-Written 2011</small>	J SANDS	R-1P	NEOGENE	GULF OF MEXICO NORTHERN OFFSHORE	UNITED STATES OF AMERICA	OIL			
<input checked="" type="checkbox"/>	CARAPEBA <small>Re-Written 2011</small>	CARAPEBUS	R-1P	CRETACEOUS	CAMPOS	BRAZIL	OIL			
<input checked="" type="checkbox"/>	CARPINTERIA	PICO (REPETTIAN STAGE)	R-1P	NEOGENE	VENTURA	UNITED STATES OF AMERICA	OIL			

Data Source: C&C Reservoirs, 2016, DAKS™ – Digital Analogs Knowledge System

C&C Reservoirs

Figura 126 - (DAKS®, 2015)

1. Factor de Recuperación



Data Source: C&C Reservoirs, 2016, DAKS™ – Digital Analogs Knowledge System

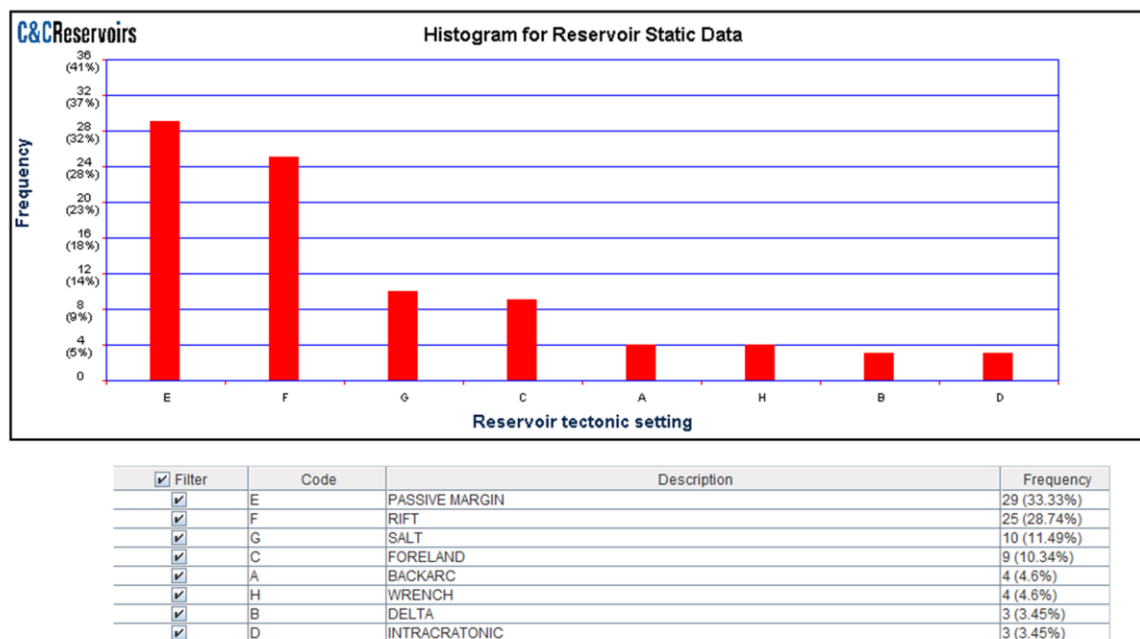
C&C Reservoirs

Figura 127 - (DAKS®, 2015)

Se observa que el factor de recuperación del campo Ek Balam lo ubica muy por debajo a la media, por debajo incluso al P5.

Metodología paso 1

1. Tectónica



Data Source: C&C Reservoirs, 2016, DAKS™ – Digital Analogs Knowledge System

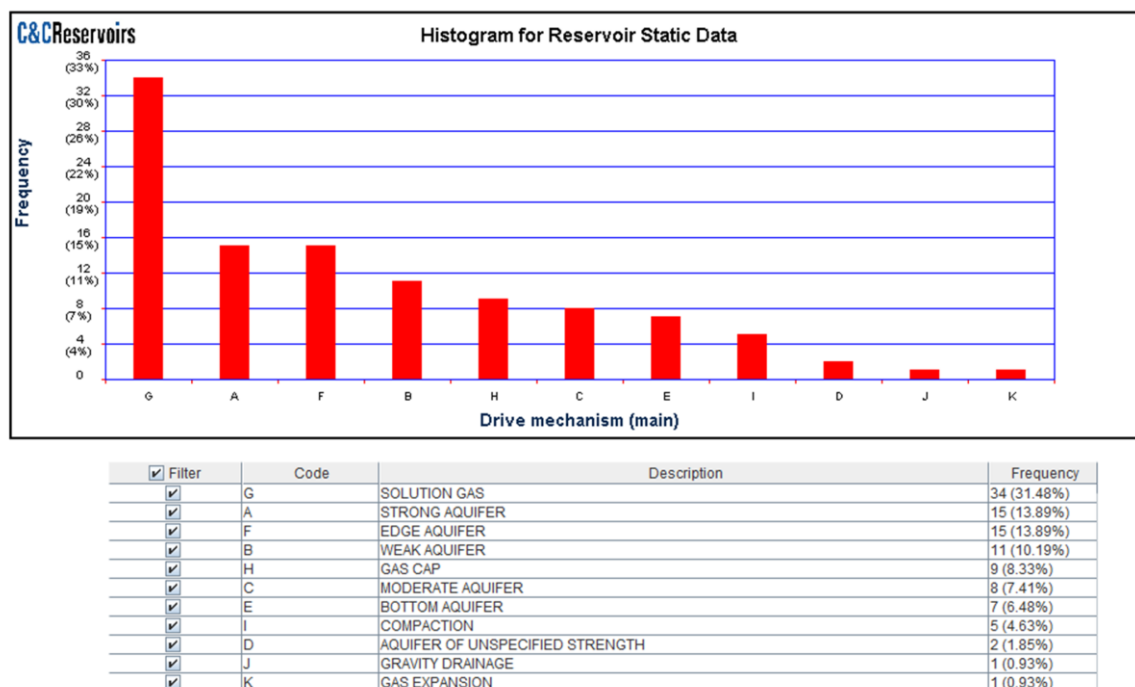


Figura 128 - (DAKS®, 2015)

Mediante un histograma de frecuencias, se observa que las primeras tres características o propiedades importantes y comunes en los yacimientos con los parámetros de entrada seleccionados al inicio del muestreo, son la tectónica mediante márgenes pasivos, movimientos por rift, y por movimientos debido a presencia de sal.

2. Mecanismo de empuje

Apéndice B – Otros conceptos



Data Source: C&C Reservoirs, 2016, DAKS™ – Digital Analogs Knowledge System

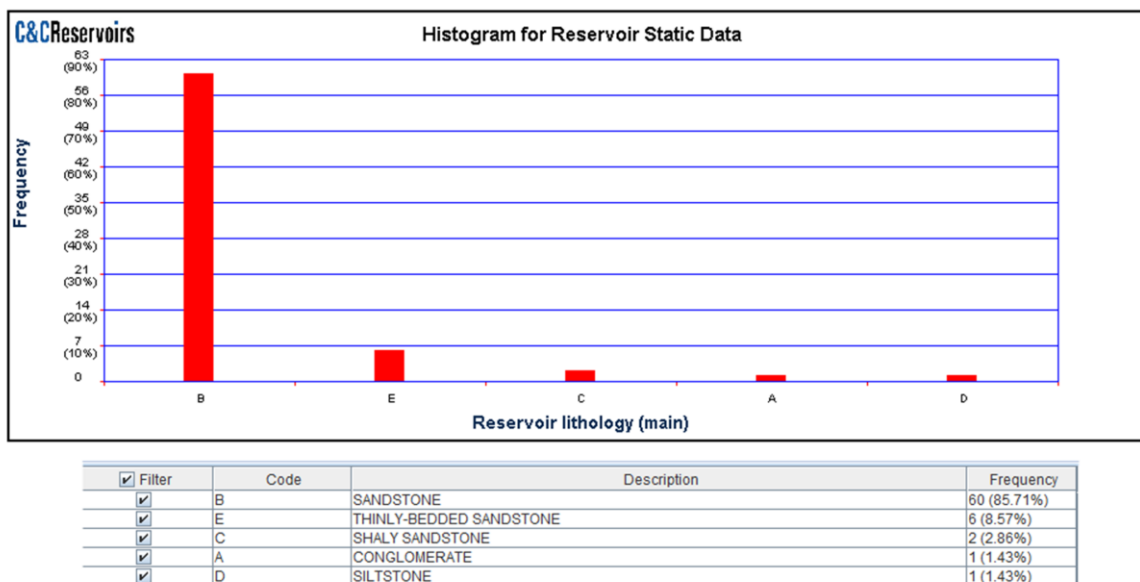
C&C Reservoirs

Figura 129 - (DAKS®, 2015)

Los mecanismos de empuje que predominan en los yacimientos con las características antes mencionadas son en gran medida por presencia de empuje por gas en solución, y en menor medida la contribución de mantenimiento de presión por la presencia de un acuífero fuerte asociado.

3. Litología.

Apéndice B – Otros conceptos



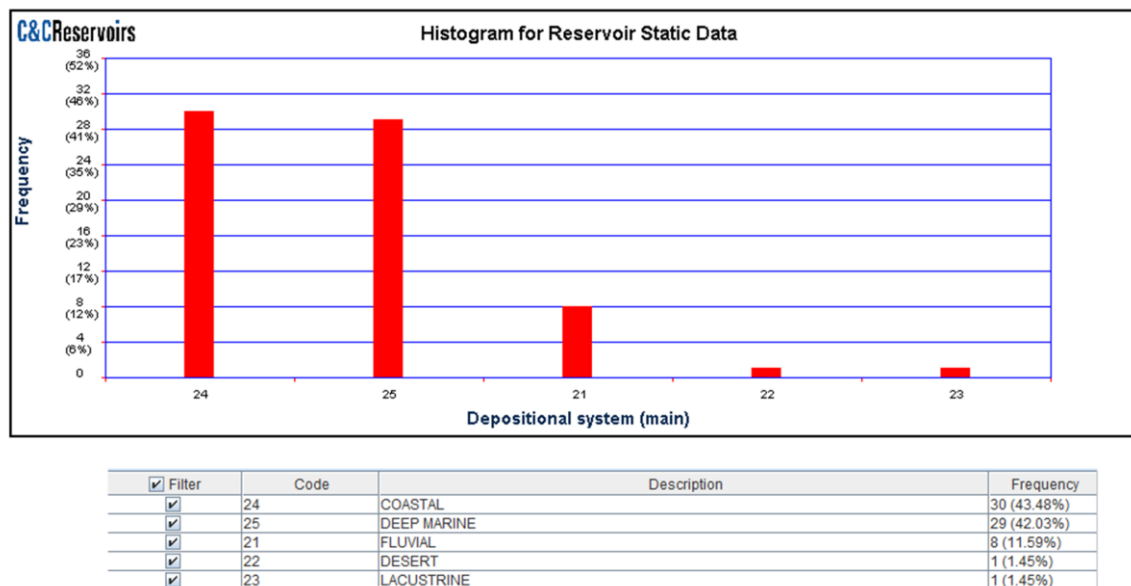
Data Source: C&C Reservoirs, 2016, DAKS™ – Digital Analogs Knowledge System

C&C Reservoirs

Figura 130 - (DAKS®, 2015)

La litología que predomina en éste tipo de yacimientos es ampliamente referida a areniscas. Otras categorías involucran granos finos y gruesos en menor cantidad.

4. Ambiente Sedimentario



Data Source: C&C Reservoirs, 2016, DAKS™ – Digital Analogs Knowledge System

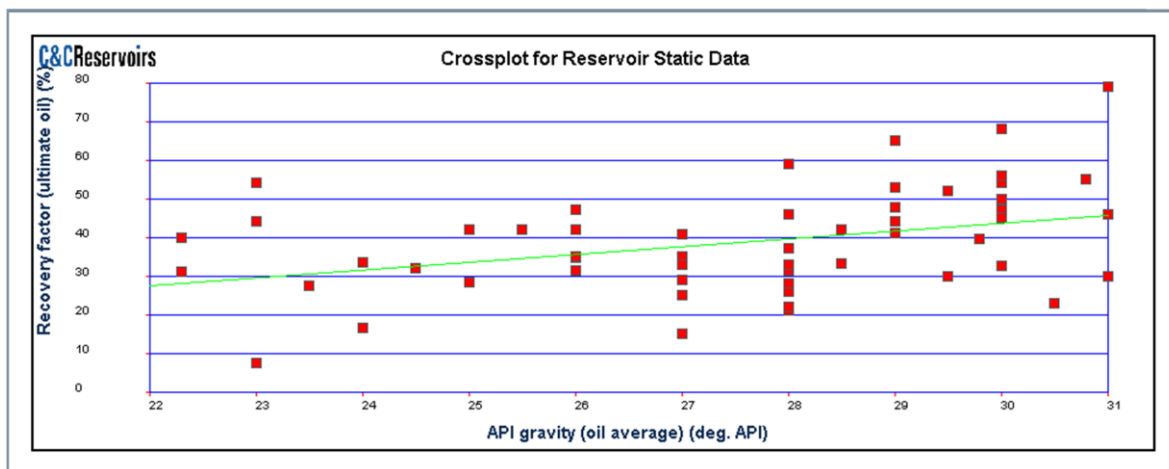
C&C Reservoirs

Figura 131 - (DAKS®, 2015)

Apéndice B – Otros conceptos

Los ambientes sedimentarios más comunes de las areniscas son los costeros, marinos profundos y fluviales.

1. API



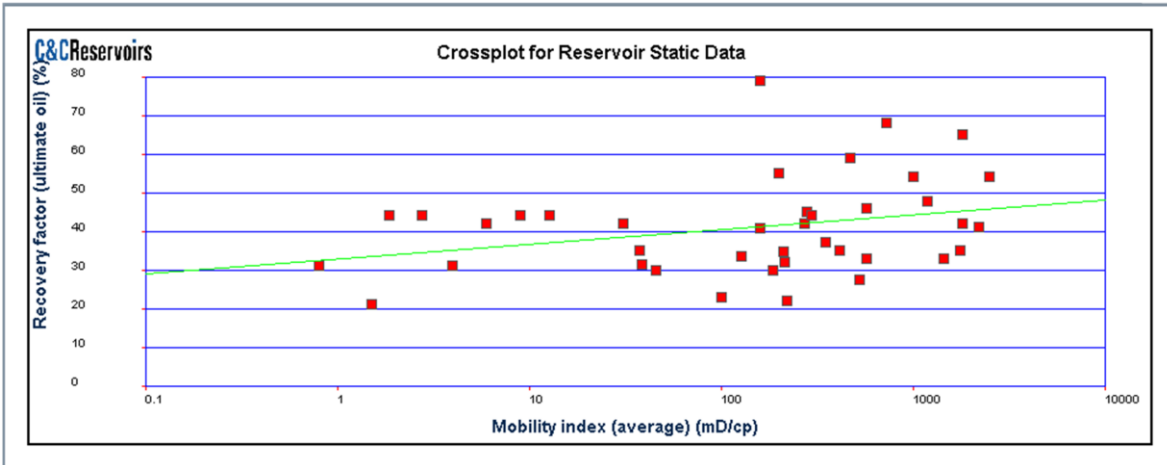
Data Source: C&C Reservoirs, 2016, DAKS™ – Digital Analogs Knowledge System

C&C Reservoirs

Figura 132 - (DAKS®, 2015)

La tendencia del modelo de regresión lineal, indica que existe un leve incremento del factor de recuperación a medida que se incrementa la gravedad API de la cantidad de muestras del yacimiento. El conjunto del muestreo se agrupa preferentemente entre los 26° y los 30° API. R^2 tiene un valor de 0.1445 (14.45%).

2. Movilidad



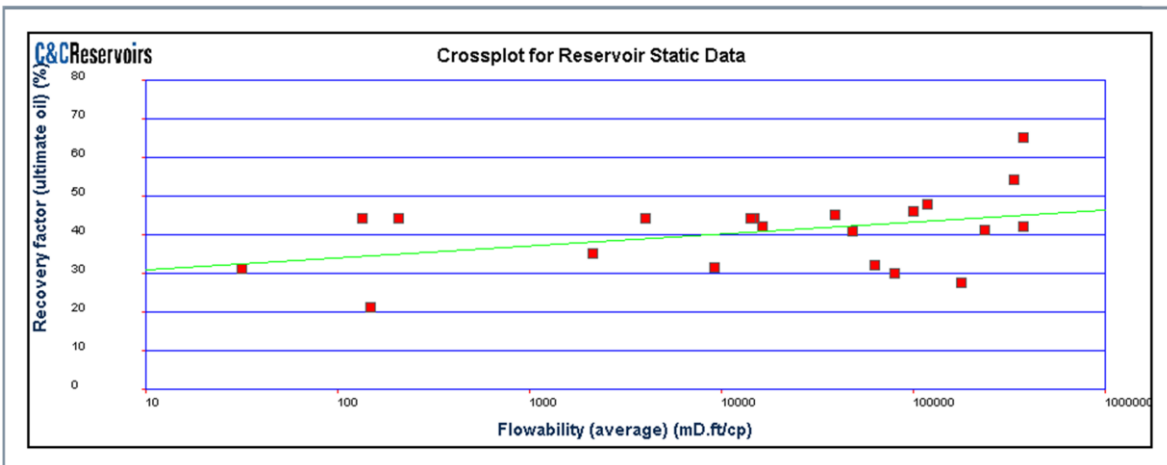
Data Source: C&C Reservoirs, 2016, DAKS™ – Digital Analogs Knowledge System

C&C Reservoirs

Figura 133 - (DAKS®, 2015)

Se observa una línea de tendencia en crecimiento en el método de regresión lineal en la gráfica de movilidad; la acumulación preferentemente es entre 15 mD/cp y los 1000 mD/cp. R^2 tiene un valor de 0.0861 (8.61%).

3. Capacidad de flujo



Data Source: C&C Reservoirs, 2016, DAKS™ – Digital Analogs Knowledge System

C&C Reservoirs

Figura 134 - (DAKS®, 2015)

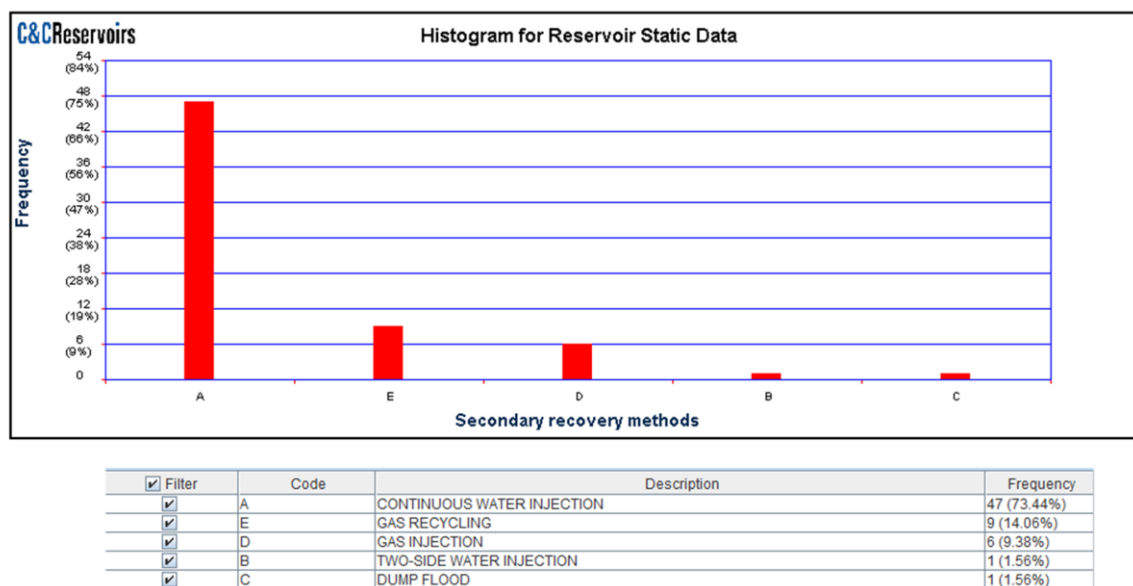
Se puede notar un leve aumento de la línea de tendencia en el método de regresión lineal en la gráfica de la capacidad de flujo; la acumulación preferente de la muestra graficada oscila entre 1000 (mD*ft)/cp y los 300000 (mD*ft)/cp. R^2 tiene un valor de 0.1585 (15.85%).

Metodología paso 2

Se concluye que presenta características similares y por tanto análogas, con ciertas diferencias clave, por tanto los sistemas de producción adicional que han sido instalados en campos similares pueden o no ser aplicados en el campo Ek-Balam con su debido análisis según su analogía de yacimientos.

Metodología paso 3

Recuperación Secundaria.



Data Source: C&C Reservoirs, 2016, DAKS™ – Digital Analogs Knowledge System

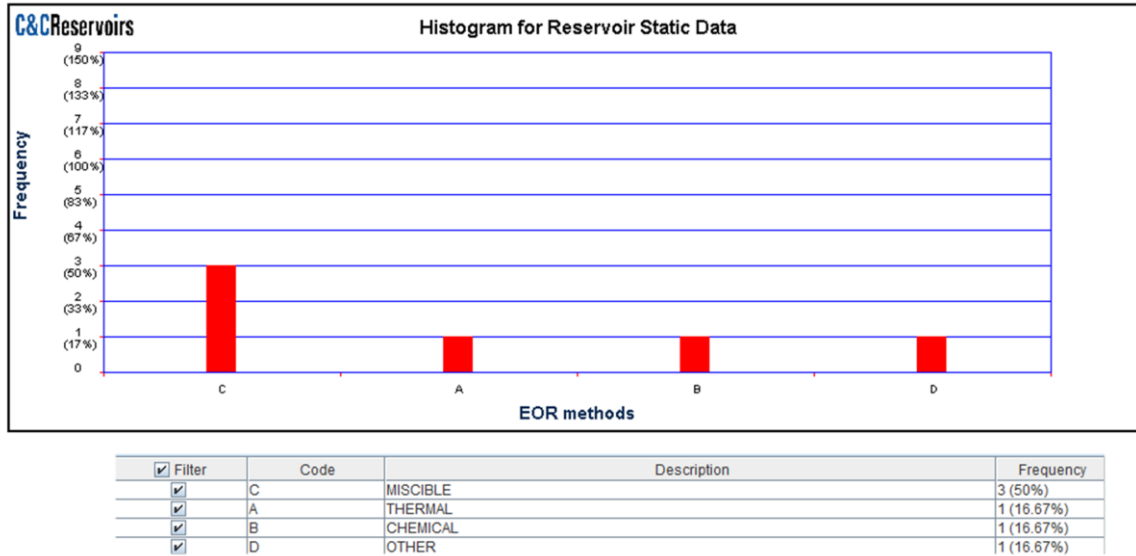
C&C Reservoirs

Figura 135 - (DAKS®, 2015)

Según datos de DAKS®, el método más aplicado en cuanto a Recuperación secundaria es la inyección continua de agua. Dado que el mecanismo de mantenimiento de presión es preferentemente por gas en solución, también se ha aplicado el reciclamiento de gas y la inyección del mismo.

EOR

Apéndice B – Otros conceptos

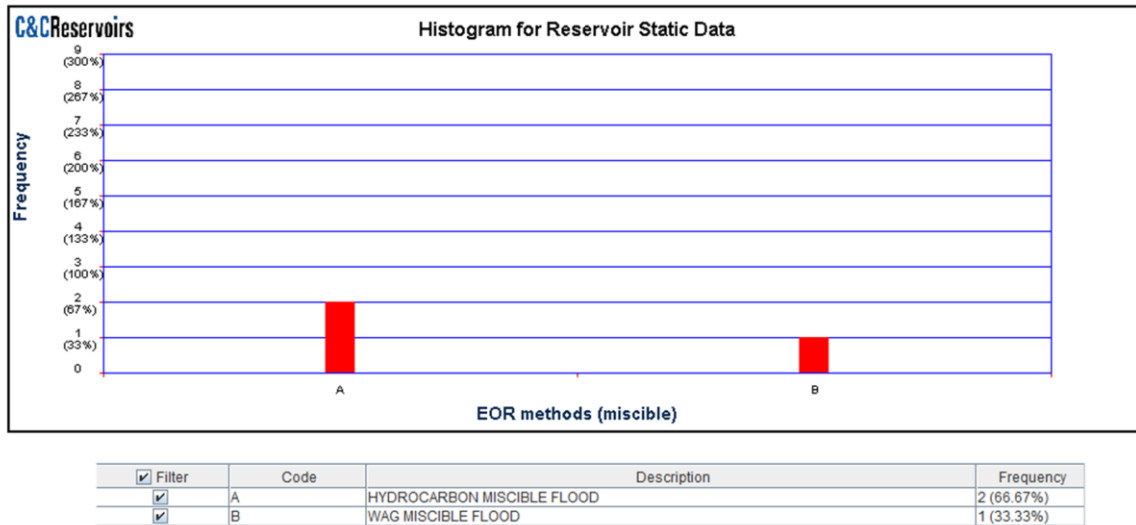


Data Source: C&C Reservoirs, 2016, DAKS™ – Digital Analogs Knowledge System

C&C Reservoirs

Figura 136 - (DAKS®, 2015)

Se tiene información de técnicas aplicadas a yacimientos similares, los cuales indican la presencia de métodos miscibles en primer lugar y casos aislados de métodos térmicos y químicos.



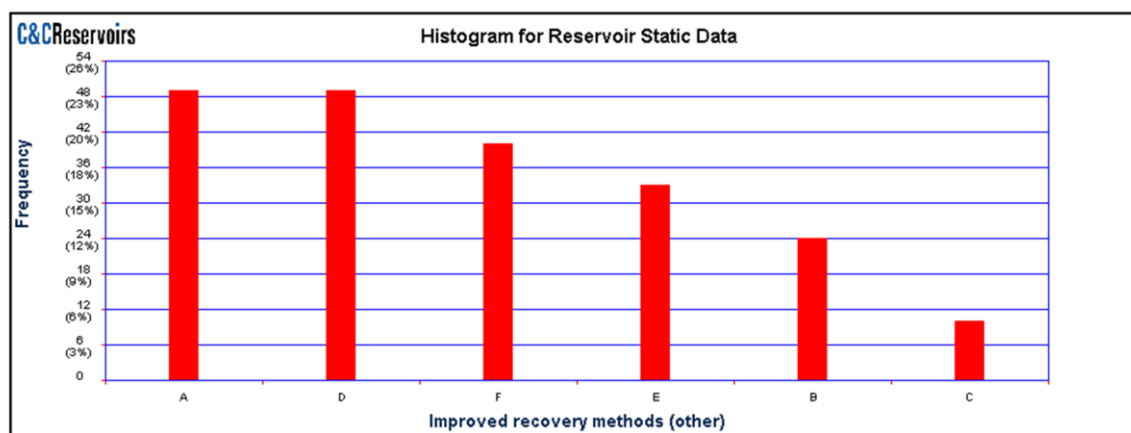
Data Source: C&C Reservoirs, 2016, DAKS™ – Digital Analogs Knowledge System

C&C Reservoirs

Figura 137 - (DAKS®, 2015)

Otros métodos

Apéndice B – Otros conceptos

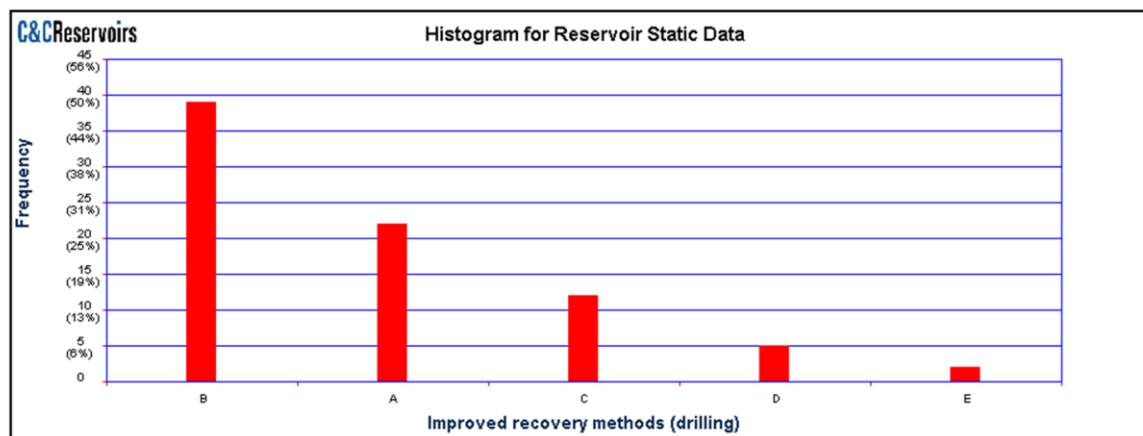


<input checked="" type="checkbox"/> Filter	Code	Description	Frequency
<input checked="" type="checkbox"/>	A	DRILLING	49 (23.9%)
<input checked="" type="checkbox"/>	D	ARTIFICIAL LIFT	49 (23.9%)
<input checked="" type="checkbox"/>	F	OTHER RESERVOIR MANAGEMENT	40 (19.51%)
<input checked="" type="checkbox"/>	E	SAND CONTROL	33 (16.1%)
<input checked="" type="checkbox"/>	B	STIMULATION	24 (11.71%)
<input checked="" type="checkbox"/>	C	WATER INJECTION OPTIMIZATION	10 (4.88%)

Data Source: C&C Reservoirs, 2016, DAKS™ – Digital Analogs Knowledge System

C&C Reservoirs

Figura 138 - (DAKS®, 2015)



<input checked="" type="checkbox"/> Filter	Code	Description	Frequency
<input checked="" type="checkbox"/>	B	HORIZONTAL WELL	39 (48.75%)
<input checked="" type="checkbox"/>	A	INFILL WELL	22 (27.5%)
<input checked="" type="checkbox"/>	C	MULTI-LATERAL WELL	12 (15%)
<input checked="" type="checkbox"/>	D	EXTENDED REACH WELL	5 (6.25%)
<input checked="" type="checkbox"/>	E	SLIM-HOLE WELL	2 (2.5%)

Data Source: C&C Reservoirs, 2016, DAKS™ – Digital Analogs Knowledge System

C&C Reservoirs

Figura 139 - (DAKS®, 2015)

Entre otros métodos que incrementan la producción en yacimientos similares, se encuentra la perforación de más pozos, horizontales y perforación de pozos de relleno principalmente, además de levantamientos artificiales.

Resultados

Conclusiones

Con base en los puntos anteriores se concluye que:

- El campo Ek-Balam posee un factor de recuperación muy bajo.
- Las características de litología, tectónica y ambiente de sedimentario están ampliamente estudiadas en yacimientos similares.
- Las gráficas de regresión lineal indican que los factores de recuperación en yacimientos similares no son enteramente concluyentes según las propiedades de movilidad, capacidad de flujo y gravedad API, por lo que se sugiere incrementar el número de muestras mediante una holgura en el ingreso de datos a DAKS®.
- Se considera que es un yacimiento análogo en base a los datos anteriores y por tanto es candidato a los métodos de recuperación adicional mencionados anteriormente. Se recomienda realizar un análisis más a detalle de los métodos de recuperación incremental para ser aplicados en el campo Ek-Balam.

A2.2.- Aceite ligero – Campo Sitio Grande, México

Datos del campo

- Ambiente Sedimentario: Ambiente Carbonatado
- Onshore-offshore: Onshore
- Tipo de Hidrocarburo: Aceite ligero.
- API: 34°

Parámetros disponibles: 4/4. La metodología es viable.

- Tectónica asociada: Mecanismos extensionales, compresivos y mediante evaporitas.
- Mecanismo de empuje: Acuífero de fuerza moderada y gas en solución.
- Litología: Carbonatos detríticos dolomitizadas y mudstone.
- Ambiente sedimentario: Plataforma carbonatada.

Parámetros disponibles: 4/4 La metodología es viable.

Factor de recuperación actual: 32.1%

Técnicas de recuperación incremental propuestas

Como métodos de recuperación secundaria se ha aplicado la inyección continua de agua en campos maduros, en cuanto a técnicas de recuperación terciaria y mejorada se tienen datos de inyección de CO₂ y pozos de relleno respectivamente.

Refinamiento

Se obtuvieron 103 resultados similares (imagen ilustrativa).

Reservoir Information Search Result 103 Rows

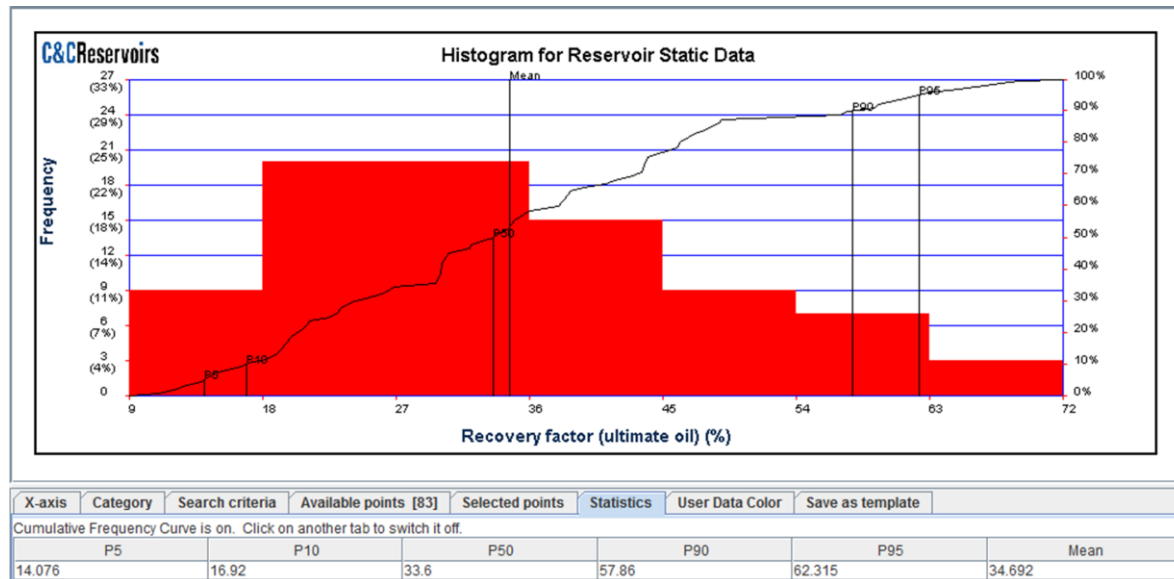
Filter	Field Name	Reservoir Unit	Resource	Reservoir Period	Basin Name	Country	Main HC Type	Production Curve	Summary Table	Figures
<input checked="" type="checkbox"/>	25 DE MAYO-MERANITO SE	QUINTUCCO	R-1P	CRETACEOUS	NEUQUEN	ARGENTINA	OIL			
<input checked="" type="checkbox"/>	ABDQAIQ	ARAB D	R-1P	JURASSIC	THE GULF	SAUDI ARABIA	OIL			
<input checked="" type="checkbox"/>	ABDQAIQ	HANIFA	R-1P	JURASSIC	THE GULF	SAUDI ARABIA	OIL			
<input checked="" type="checkbox"/>	AJN ZALAH	SHIRANISH	R-1P	CRETACEOUS	ZAGROS	IRAQ	OIL			
<input checked="" type="checkbox"/>	AL HUWAIBAH	SHUAIBA	R-1P	CRETACEOUS	FAHUD SALT	OMAN	OIL			
<input checked="" type="checkbox"/>	ALIBEKMOLA	KTJI	R-1P	CARBONIFEROUS	CASPIAN NORTH	KAZAKHSTAN	OIL			
<input checked="" type="checkbox"/>	ARLAN	KASHIRA-PODOL	R-1P	CARBONIFEROUS	VOLGA-URAL	RUSSIAN FEDERATION	OIL			
<input checked="" type="checkbox"/>	AWALI	ARAB D	R-1P	JURASSIC	THE GULF	BAHRAIN	OIL			
<input checked="" type="checkbox"/>	AWALI	MAUDDUD	R-1P	CRETACEOUS	THE GULF	BAHRAIN	OIL			
<input checked="" type="checkbox"/>	BAI HASSAN	MAIN LIMESTONE	R-1P	NEOGENE PALEOGENE	ZAGROS	IRAQ	OIL			
<input checked="" type="checkbox"/>	BINDLEY	WARSAW	R-1P	CARBONIFEROUS	ANADARKO	UNITED STATES OF AMERICA	OIL			
<input checked="" type="checkbox"/>	BIRBA	A4C (ARA)	R-1P	CAMBRIAN	SOUTH OMAN SALT	OMAN	OIL			
<input checked="" type="checkbox"/>	CABIN CREEK	INTERLAKE	R-1P	SILURIAN	WILLISTON	UNITED STATES OF AMERICA	OIL			

Data Source: C&C Reservoirs, 2016, DAKS™ – Digital Analogs Knowledge System



Figura 140 - (DAKS®, 2015)

1. Factor de Recuperación



Data Source: C&C Reservoirs, 2016, DAKS™ – Digital Analogs Knowledge System

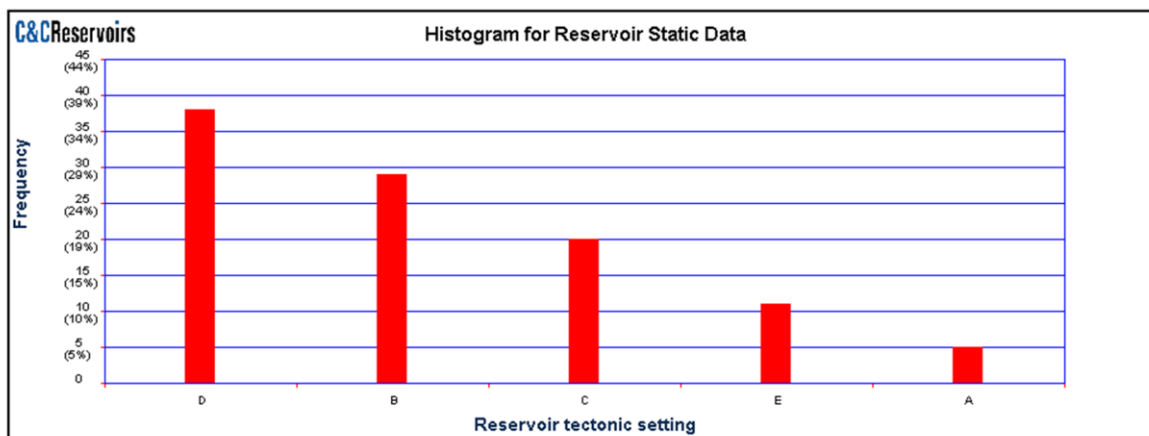


Figura 141 - (DAKS®, 2015)

Se observa que el factor de recuperación del campo Sitio Grande lo ubica muy cercano a la media, debajo del P50. El histograma acumulado muestra un crecimiento lineal.

Metodología paso 1

1. Tectónica



<input checked="" type="checkbox"/> Filter	Code	Description	Frequency
<input checked="" type="checkbox"/>	D	PASSIVE MARGIN	38 (36.89%)
<input checked="" type="checkbox"/>	B	FORELAND	29 (28.16%)
<input checked="" type="checkbox"/>	C	INTRACRATONIC	20 (19.42%)
<input checked="" type="checkbox"/>	E	RIFT	11 (10.68%)
<input checked="" type="checkbox"/>	A	BACKARC	5 (4.85%)

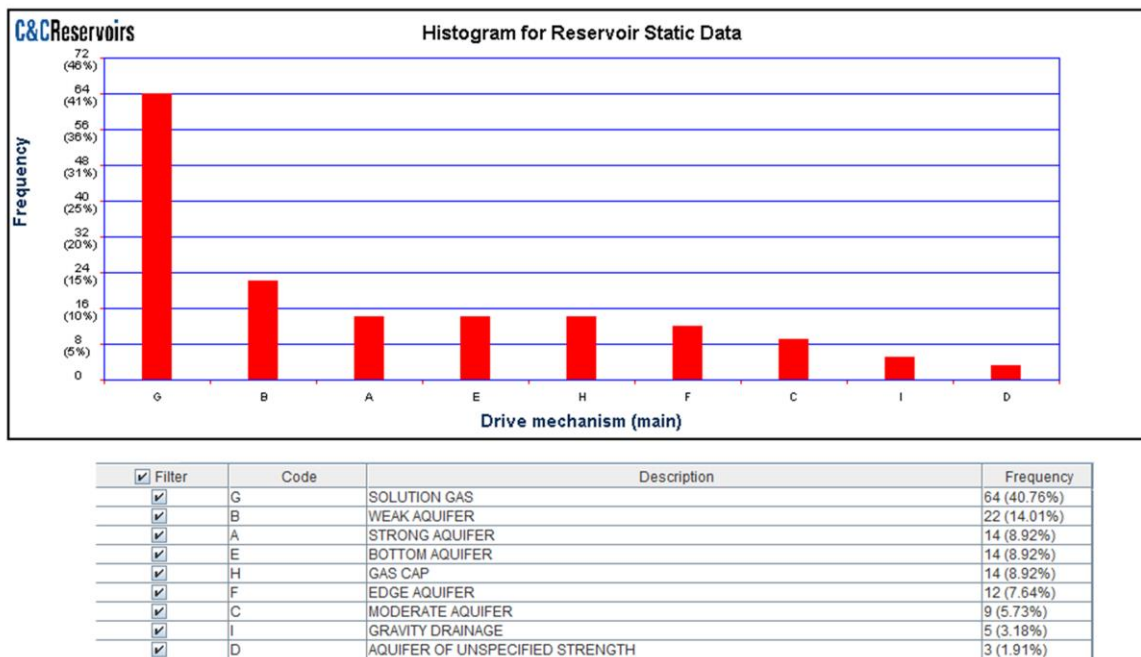
Data Source: C&C Reservoirs, 2016, DAKS™ – Digital Analogs Knowledge System

C&C Reservoirs

Figura 142 - (DAKS®, 2015)

Mediante un histograma de frecuencias, se observa que las primeras tres características o propiedades importantes y comunes en los yacimientos con los parámetros de entrada seleccionados al inicio del muestreo, son la tectónica mediante márgenes pasivos, cuencas de antepaís y movimientos intracratónicos.

2. Mecanismo de empuje



Data Source: C&C Reservoirs, 2016, DAKS™ – Digital Analogs Knowledge System

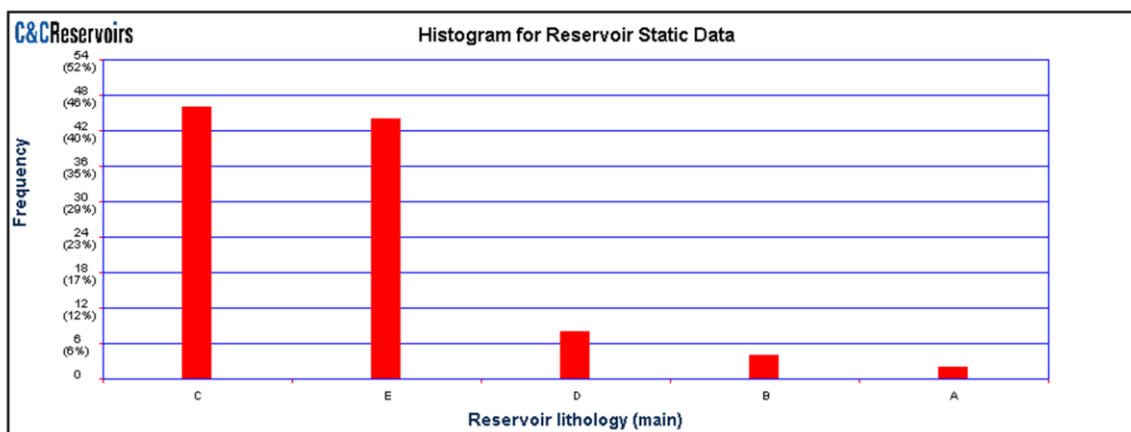
C&C Reservoirs

Figura 143 - (DAKS®, 2015)

Los mecanismos de empuje que predominan en los yacimientos con las características antes mencionadas son en gran medida por presencia de empuje por gas en solución, y en menor medida por contribución de mantenimiento de presión por presencia de un acuífero asociado.

3. Litología.

Apéndice B – Otros conceptos



<input checked="" type="checkbox"/> Filter	Code	Description	Frequency
<input checked="" type="checkbox"/>	C	DOLomite	46 (44.23%)
<input checked="" type="checkbox"/>	E	LIMESTONE	44 (42.31%)
<input checked="" type="checkbox"/>	D	DOLOMITIC LIMESTONE	8 (7.69%)
<input checked="" type="checkbox"/>	B	CHALKY LIMESTONE	4 (3.85%)
<input checked="" type="checkbox"/>	A	CHALK	2 (1.92%)

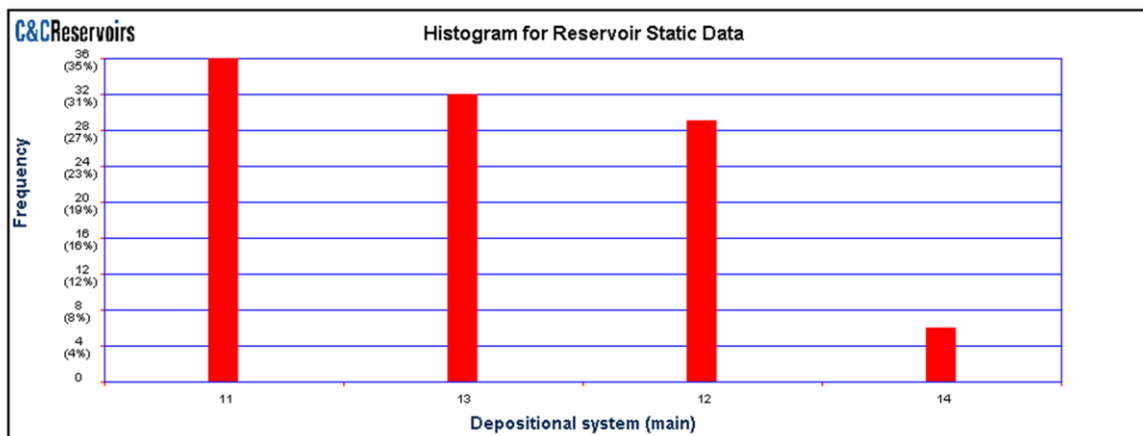
Data Source: C&C Reservoirs, 2016, DAKS™ – Digital Analogs Knowledge System

C&C Reservoirs

Figura 144 - (DAKS®, 2015)

La litología que predomina en éste tipo de yacimientos es ampliamente referida a carbonatos. En primer lugar las dolomías y cales, y posteriormente mezclas de las mismas.

4. Ambiente Sedimentario



<input checked="" type="checkbox"/> Filter	Code	Description	Frequency
<input checked="" type="checkbox"/>	11	LOW-ENERGY CARBONATE MUD	36 (34.95%)
<input checked="" type="checkbox"/>	13	ORGANIC BUILDUP	32 (31.07%)
<input checked="" type="checkbox"/>	12	HIGH-ENERGY CARBONATE SAND	29 (28.16%)
<input checked="" type="checkbox"/>	14	FORESLOPE-BASIN	6 (5.83%)

Data Source: C&C Reservoirs, 2016, DAKS™ – Digital Analogs Knowledge System

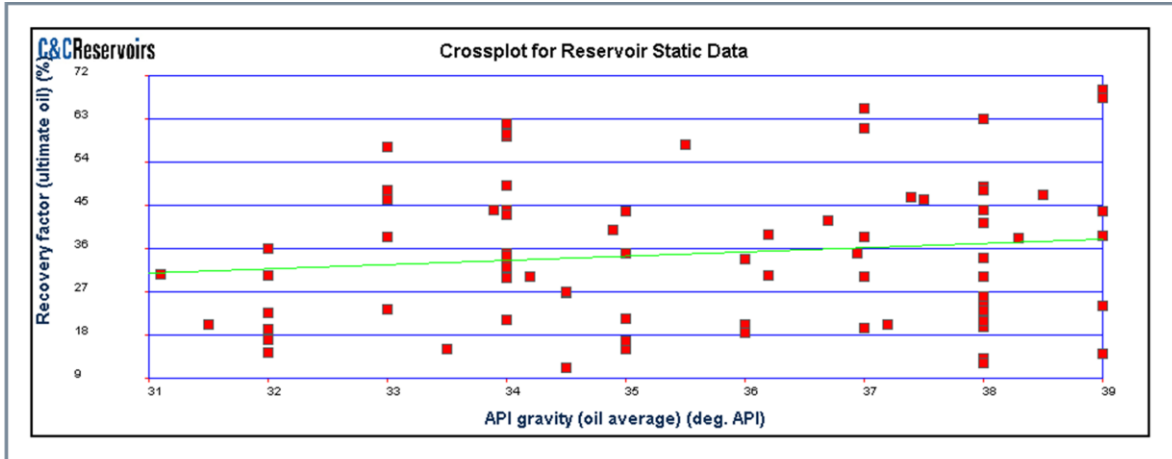
C&C Reservoirs

Figura 145 - (DAKS®, 2015)

Apéndice B – Otros conceptos

El ambiente sedimentario con más presencia en éste tipo de yacimientos son los lodos carbonatados de baja energía, y posteriormente arenas carbonatadas de alta energía.

1. API



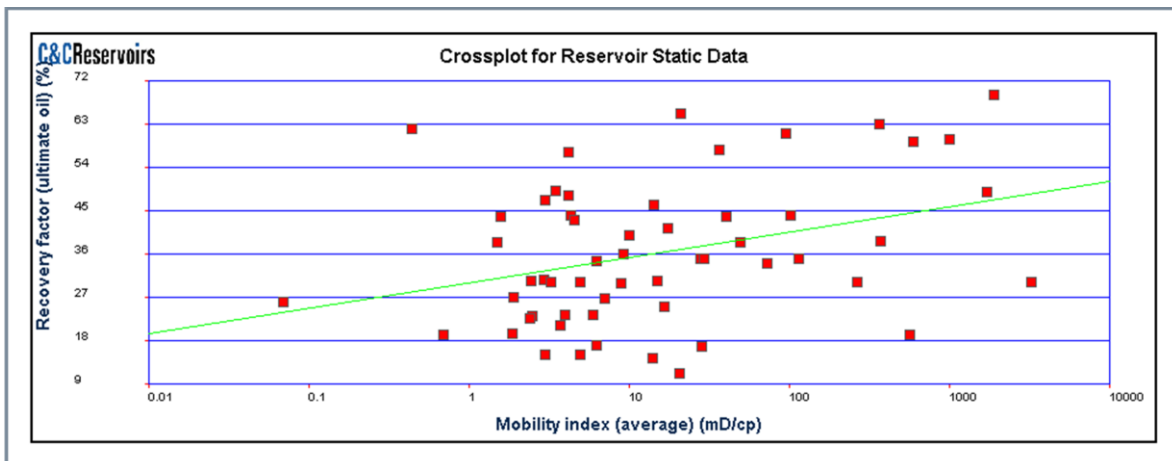
Data Source: C&C Reservoirs, 2016, DAKS™ – Digital Analogs Knowledge System

C&C Reservoirs

Figura 146 - (DAKS®, 2015)

La tendencia del modelo de regresión lineal, indica que existe un leve incremento del factor de recuperación a medida que se incrementa la gravedad API de la cantidad de muestras del yacimiento. El conjunto del muestreo se agrupa preferentemente entre los 32° y los 38° API. R^2 tiene un valor de 0.0182 (1.82%).

2. Movilidad



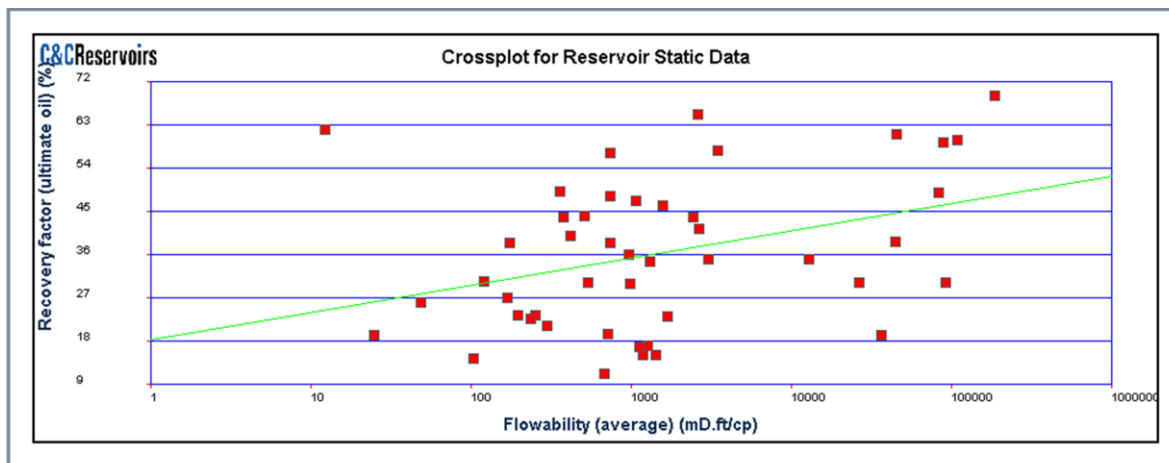
Data Source: C&C Reservoirs, 2016, DAKS™ – Digital Analogs Knowledge System

C&C Reservoirs

Figura 147 - (DAKS®, 2015)

La línea de tendencia en el método de regresión lineal en la gráfica de movilidad demuestra una correlación entre ambos parámetros; la acumulación preferentemente es entre 1 mD/cp y los 40 mD/cp. R^2 tiene un valor de 0.1178 (11.78%).

3. Capacidad de flujo



Data Source: C&C Reservoirs, 2016, DAKS™ – Digital Analogs Knowledge System



Figura 148 - (DAKS®, 2015)

Se puede notar un aumento de la línea de tendencia en el método de regresión lineal en la gráfica de la capacidad de flujo; la acumulación oscila entre 100 (mD*ft)/cp y los 5000 (mD*ft)/cp. R^2 tiene un valor de 0.1328 (13.28%).

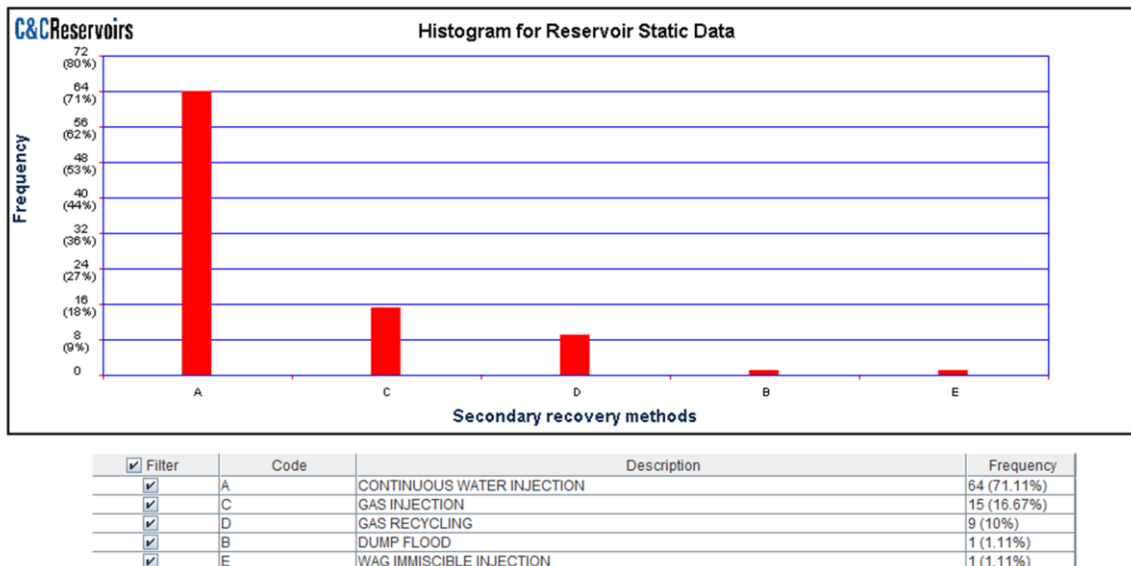
Metodología paso 2

Se concluye que presenta características similares y por tanto análogas, con ciertas diferencias clave, por tanto los sistemas de producción adicional que han sido instalados en campos similares pueden o no ser aplicados en el campo Sitio Grande con su debido análisis según su analogía de yacimientos.

Metodología paso 3

Recuperación Secundaria.

Apéndice B – Otros conceptos



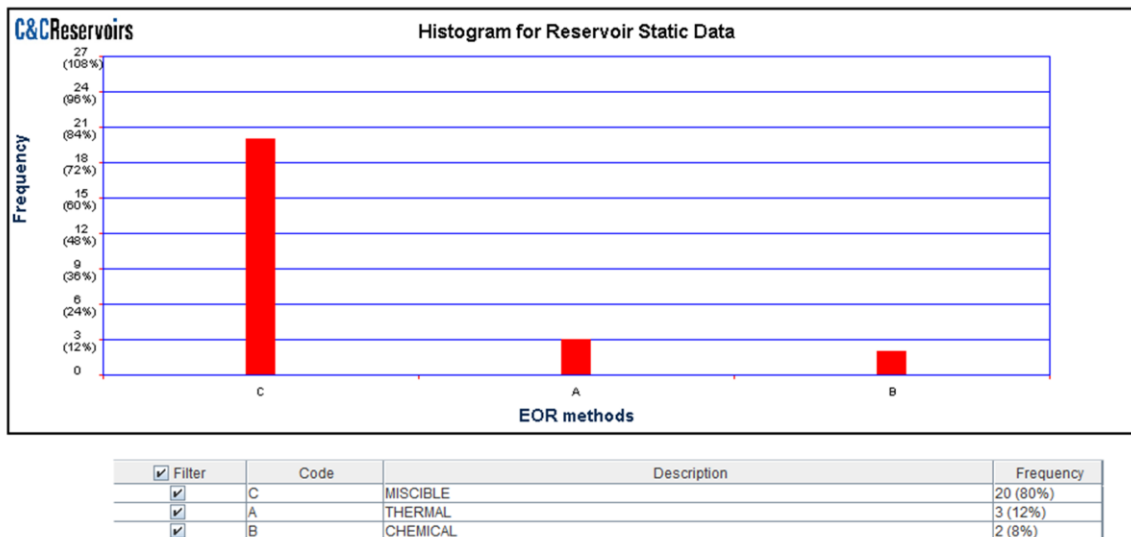
Data Source: C&C Reservoirs, 2016, DAKS™ – Digital Analogs Knowledge System

C&C Reservoirs

Figura 149 - (DAKS®, 2015)

Según datos de DAKS®, el método más aplicado en cuanto a Recuperación secundaria es la inyección continua de agua. También se ha aplicado la inyección de gas y reciclamiento del mismo.

EOR

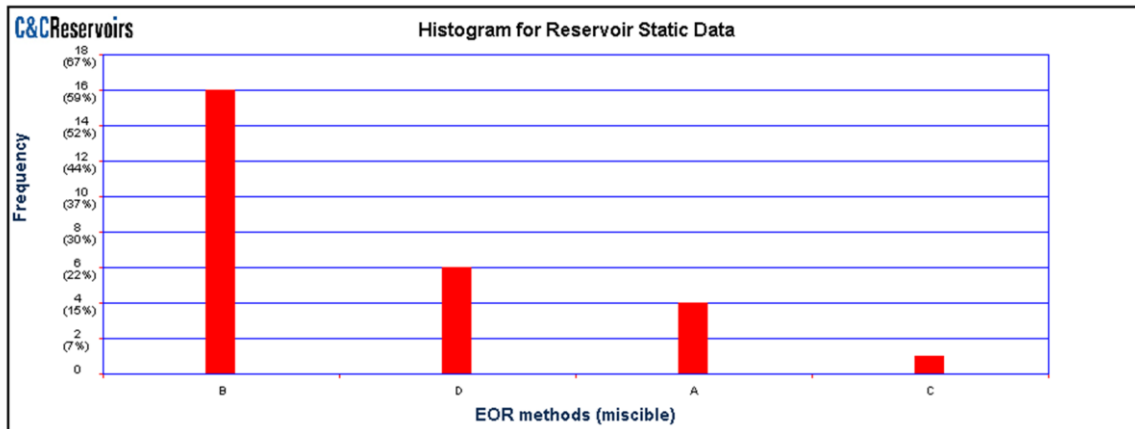


Data Source: C&C Reservoirs, 2016, DAKS™ – Digital Analogs Knowledge System

C&C Reservoirs

Figura 150 - (DAKS®, 2015)

Apéndice B – Otros conceptos



<input checked="" type="checkbox"/> Filter	Code	Description	Frequency
<input checked="" type="checkbox"/>	B	CO2 MISCIBLE FLOOD	16 (59.26%)
<input checked="" type="checkbox"/>	D	WAG MISCIBLE FLOOD	6 (22.22%)
<input checked="" type="checkbox"/>	A	HYDROCARBON MISCIBLE FLOOD	4 (14.81%)
<input checked="" type="checkbox"/>	C	NITROGEN FLUE GAS MISCIBLE FLOOD	1 (3.7%)

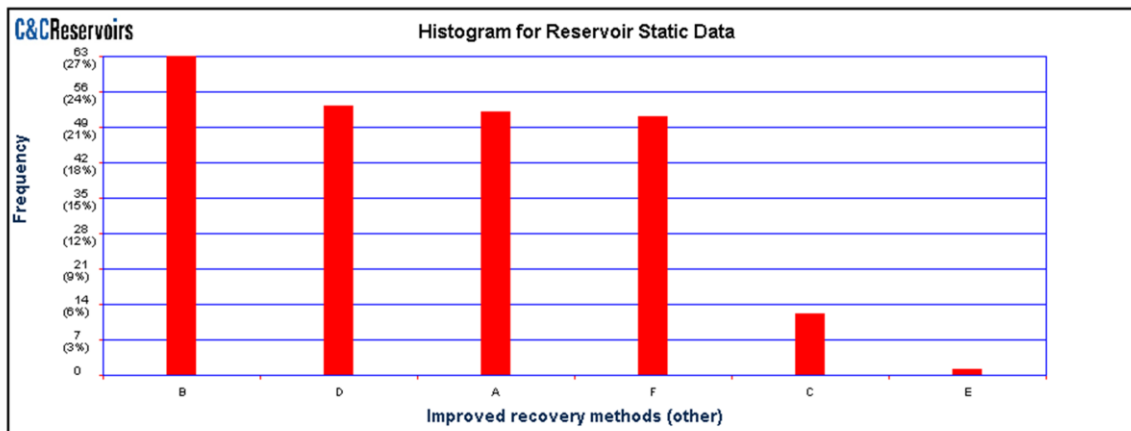
Data Source: C&C Reservoirs, 2016, DAKS™ – Digital Analogs Knowledge System

C&C Reservoirs

Figura 151 - (DAKS®, 2015)

Los métodos de EOR involucran el flujo continuo de CO₂ así como el flujo de agua y gas. Se tiene registro de inyección de un flujo de hidrocarburos miscibles y de gas nitrógeno.

Otros métodos

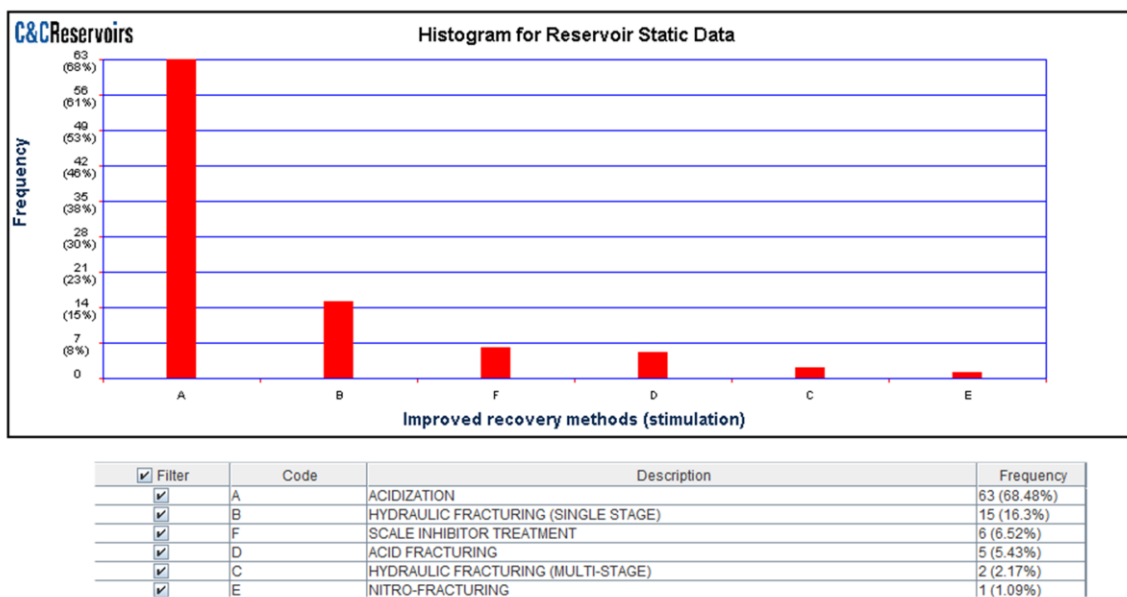


<input checked="" type="checkbox"/> Filter	Code	Description	Frequency
<input checked="" type="checkbox"/>	B	STIMULATION	63 (27.16%)
<input checked="" type="checkbox"/>	D	ARTIFICIAL LIFT	53 (22.84%)
<input checked="" type="checkbox"/>	A	DRILLING	52 (22.41%)
<input checked="" type="checkbox"/>	F	OTHER RESERVOIR MANAGEMENT	51 (21.98%)
<input checked="" type="checkbox"/>	C	WATER INJECTION OPTIMIZATION	12 (5.17%)
<input checked="" type="checkbox"/>	E	SAND CONTROL	1 (0.43%)

Data Source: C&C Reservoirs, 2016, DAKS™ – Digital Analogs Knowledge System

C&C Reservoirs

Figura 152 - (DAKS®, 2015)



Data Source: C&C Reservoirs, 2016, DAKS™ – Digital Analogs Knowledge System

C&C Reservoirs

Figura 153 - (DAKS®, 2015)

Entre otros métodos que incrementan la producción en yacimientos similares se tiene amplia variedad, entre ellos mediante estimulación (acidificación principalmente) levantamientos artificiales, perforación, entre otros.

Resultados

Conclusiones

Con base en los puntos anteriores se concluye que:

- El campo Sitio Grande posee un factor de recuperación promedio y aceptable.
- Las características de litología, tectónica y ambiente de sedimentario están ampliamente estudiadas en yacimientos similares.
- Las gráficas de regresión lineal indican que los factores de recuperación en yacimientos similares no son enteramente concluyentes según las propiedades de movilidad, capacidad de flujo y gravedad API, por lo que se sugiere incrementar el número de muestras mediante una holgura en el ingreso de datos a DAKS®.
- Se considera que es un yacimiento análogo en base a los datos anteriores y por tanto es candidato a los métodos de recuperación adicional mencionados anteriormente. Se recomienda realizar un análisis más a detalle de los métodos de recuperación incremental para ser aplicados en el campo Sitio Grande.

A2.3.- Ambiente sedimentario marino profundo – Chicontepec, México

Datos del campo

- *Ambiente Sedimentario: Ambiente Carbonatado*
- *Onshore-offshore: Onshore*
- *Tipo de Hidrocarburo: Aceite*
- *API: 18-30*

Parámetros disponibles: 4/4. La metodología es viable.

- *Tectónica asociada: cuencas de antepaís, regímenes tectónicos compresivos.*
- *Mecanismo de empuje: Gas en solución*
- *Litología: granos desde muy finos a grano medio.*
- *Ambiente sedimentario: Cañones submarinos y abanicos, marino profundo.*

Parámetros disponibles: 4/4 La metodología es viable.

Factor de recuperación actual: 21.9

Técnicas de recuperación incremental propuestas

Se han propuesto e instalado diversos mecanismos, entre ellos la inyección continua de agua, fracturamientos hidráulicos y levantamientos artificiales, entre otros.

Refinamiento

Se obtuvieron 69 resultados similares (imagen ilustrativa).

Reservoir Information Search Result 69 Rows

Filter	Field Name	Reservoir Unit	Resource	Reservoir Period	Basin Name	Country	Main HC Type	Production Curve	Summary Table	Figures
<input checked="" type="checkbox"/>	AL SHAHEEN	NAHR UMIR	R-1P	CRETACEOUS	THE GULF	QATAR	OIL			
<input checked="" type="checkbox"/>	ALBACORA	CARAPEBUS	R-1P	PALEOGENE	CAMPOS	BRAZIL	OIL			
<input checked="" type="checkbox"/>	ALBACORA	NAMORADO	R-1P	CRETACEOUS	CAMPOS	BRAZIL	OIL			
<input checked="" type="checkbox"/>	ANGUILLE MARINE	ANGUILLE	R-1P	CRETACEOUS	GABON NORTH	GABON	OIL			
<input checked="" type="checkbox"/>	BADRI	BELAYIM	R-1P	NEOGENE	GULF OF SUEZ	EGYPT	OIL			
<input checked="" type="checkbox"/>	BADRI	KAREEM	R-1P	NEOGENE	GULF OF SUEZ	EGYPT	OIL			
<input checked="" type="checkbox"/>	BELAYIM MARINE	RUCRIS-KAREEM	R-1P	NEOGENE	GULF OF SUEZ	EGYPT	OIL			
<input checked="" type="checkbox"/>	BCONGA	AKATA (702 SAND)	R-1P	NEOGENE	NIGER DELTA	NIGERIA	OIL			
<input checked="" type="checkbox"/>	BCONGA	AKATA (719-740 SAND)	R-1P	NEOGENE	NIGER DELTA	NIGERIA	OIL			
<input checked="" type="checkbox"/>	BRENT	BRENT	R-1P	JURASSIC	NORTH SEA NORTHERN	UNITED KINGDOM	OIL			
<input checked="" type="checkbox"/>	BUALUANG	I2-T5	R-2P	NEOGENE	WESTERN	THAILAND	OIL			
<input checked="" type="checkbox"/>	BULLWING	J SANDS	R-1P	NEOGENE	GULF OF MEXICO NORTHERN OFFSHORE	UNITED STATES OF AMERICA	OIL			
<input checked="" type="checkbox"/>	CARAPEBA	CARAPEBUS	R-1P	CRETACEOUS	CAMPOS	BRAZIL	OIL			
<input checked="" type="checkbox"/>	CARPINTERIA	PICO (REPETITION STAGE)	R-1P	NEOGENE	VENTURA	UNITED STATES OF AMERICA	OIL			
<input checked="" type="checkbox"/>	CEIBA	UNNAMED	R-1P	CRETACEOUS	RIO MUNI	EQUATORIAL GUINEA	OIL			

Data Source: C&C Reservoirs, 2016, DAKS™ – Digital Analogs Knowledge System

C&C Reservoirs

Figura 154 - (DAKS®, 2015)

1. Factor de Recuperación

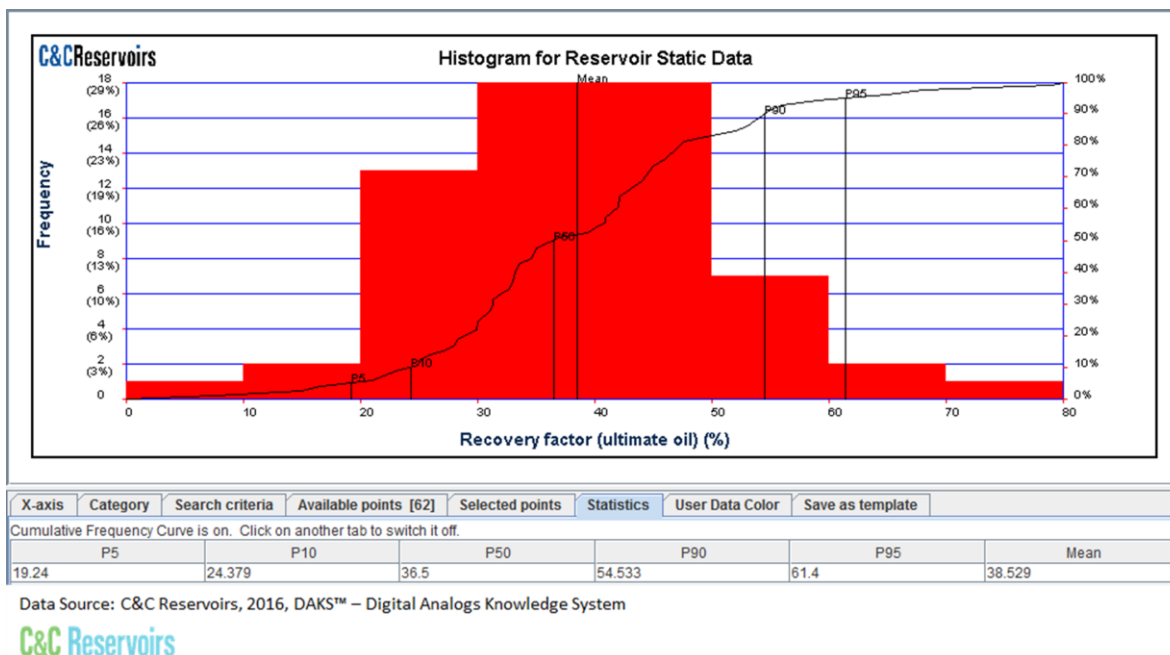


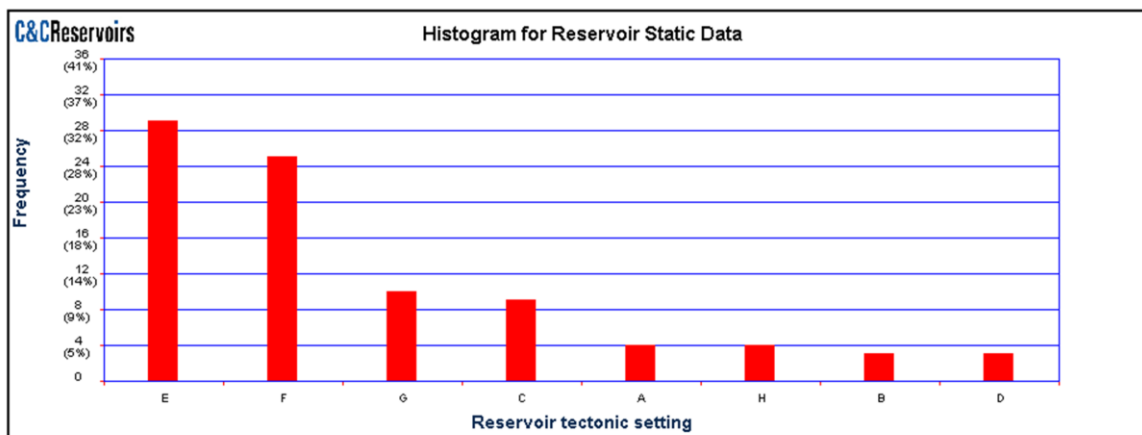
Figura 155 - (DAKS®, 2015)

Se observa que el factor de recuperación del campo ubicado en Chicontepec lo ubica muy por debajo a la media, cercano al P10.

Metodología paso 1

1. Tectónica

Apéndice B – Otros conceptos



<input checked="" type="checkbox"/> Filter	Code	Description	Frequency
<input checked="" type="checkbox"/>	E	PASSIVE MARGIN	29 (33.33%)
<input checked="" type="checkbox"/>	F	RIFT	25 (28.74%)
<input checked="" type="checkbox"/>	G	SALT	10 (11.49%)
<input checked="" type="checkbox"/>	C	FORELAND	9 (10.34%)
<input checked="" type="checkbox"/>	A	BACKARC	4 (4.6%)
<input checked="" type="checkbox"/>	H	WRENCH	4 (4.6%)
<input checked="" type="checkbox"/>	B	DELTA	3 (3.45%)
<input checked="" type="checkbox"/>	D	INTRACRATONIC	3 (3.45%)

Data Source: C&C Reservoirs, 2016, DAKS™ – Digital Analogs Knowledge System

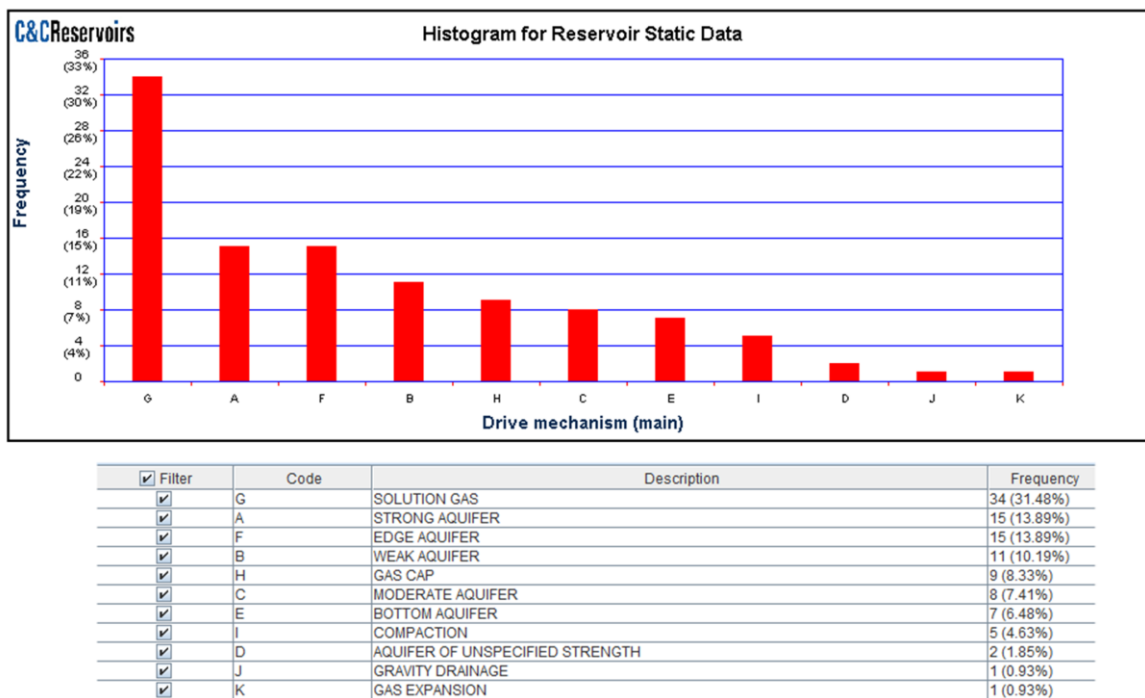
C&C Reservoirs

Figura 156 - (DAKS®, 2015)

Mediante un histograma de frecuencias, se observa que las primeras tres características o propiedades importantes y comunes en los yacimientos con los parámetros de entrada seleccionados al inicio del muestreo, son la tectónica mediante márgenes pasivos, por rift y por domos salinos.

2. Mecanismo de empuje

Apéndice B – Otros conceptos



Data Source: C&C Reservoirs, 2016, DAKS™ – Digital Analogs Knowledge System

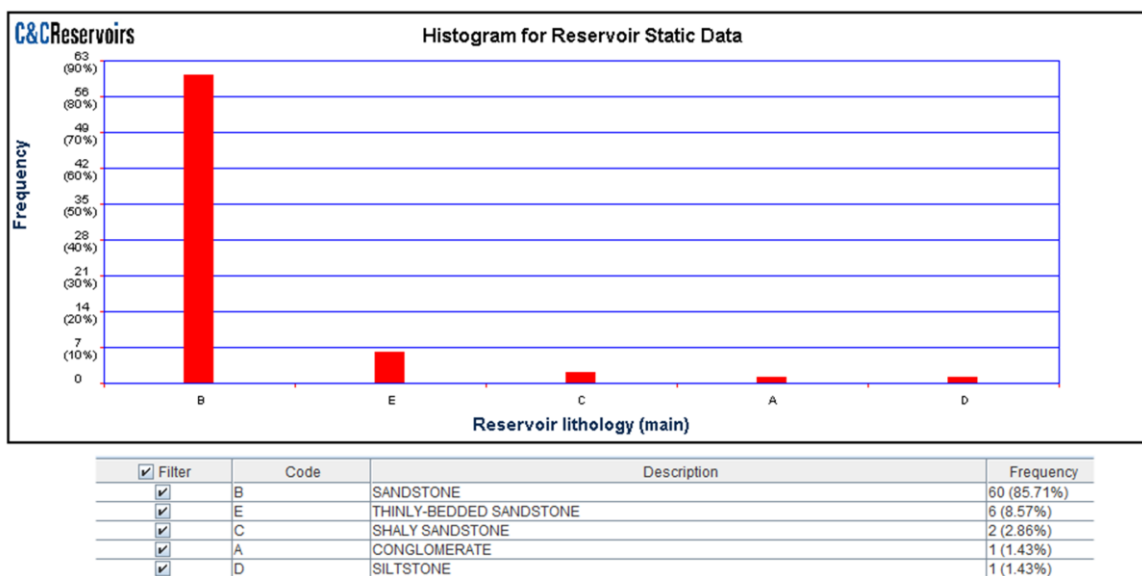
C&C Reservoirs

Figura 157 - (DAKS®, 2015)

Los mecanismos de empuje que predominan en los yacimientos con las características antes mencionadas son en gran medida por presencia de empuje por gas en solución, y en menor medida a contribución a mantenimiento de presión la presencia de acuíferos asociados.

3. Litología.

Apéndice B – Otros conceptos



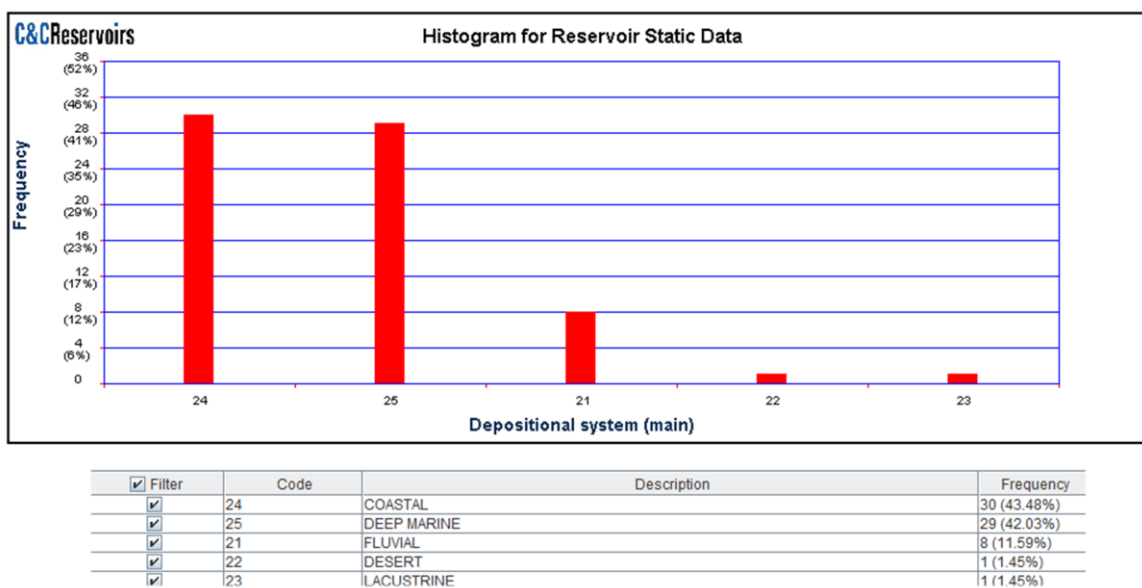
Data Source: C&C Reservoirs, 2016, DAKS™ – Digital Analogs Knowledge System

C&C Reservoirs

Figura 158 - (DAKS®, 2015)

La litología que predomina en éste tipo de yacimientos es ampliamente referida a arenas. Por lo tanto es un campo con poca similitud.

4. Ambiente Sedimentario



Data Source: C&C Reservoirs, 2016, DAKS™ – Digital Analogs Knowledge System

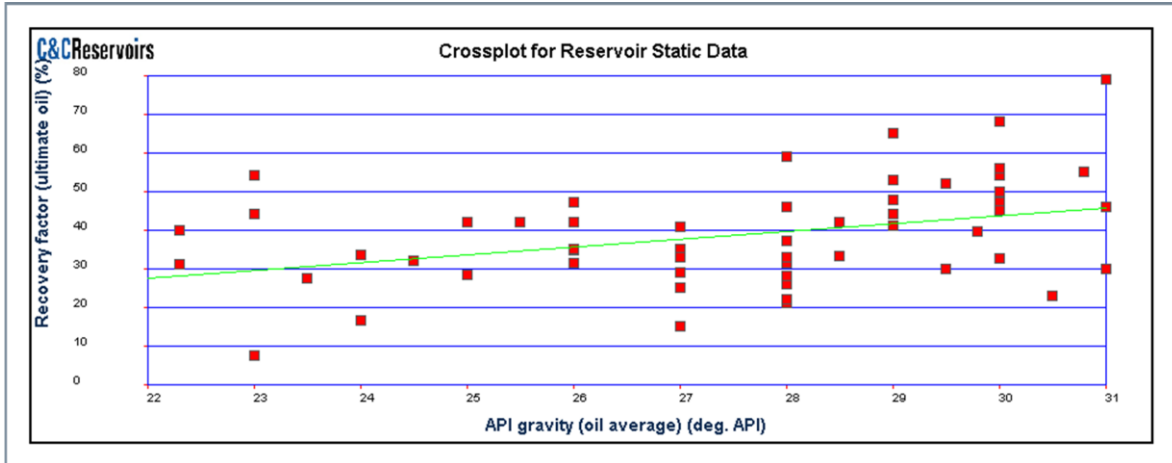
C&C Reservoirs

Figura 159 - (DAKS®, 2015)

Apéndice B – Otros conceptos

Los ambientes sedimentarios más comunes son los costeros y marinos profundos.

1. API



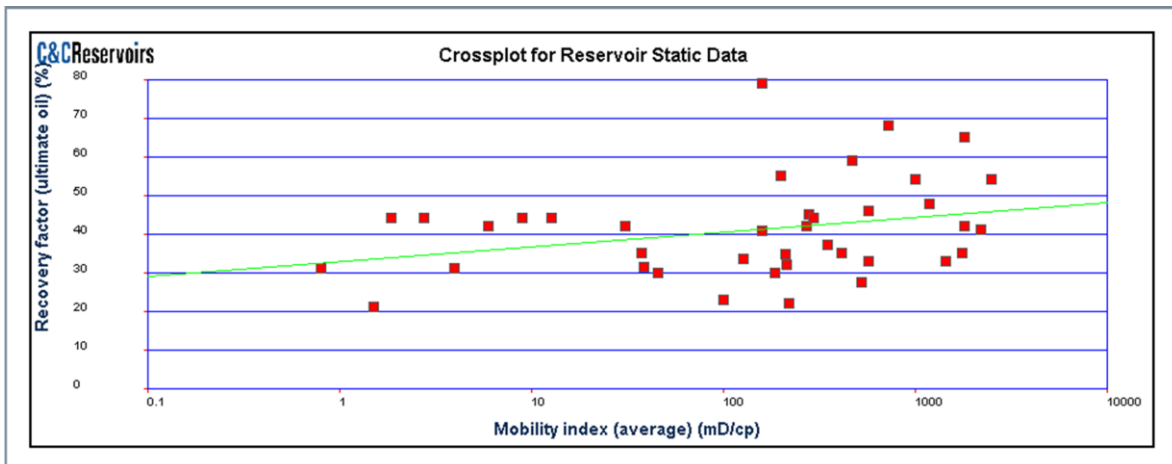
Data Source: C&C Reservoirs, 2016, DAKS™ – Digital Analogs Knowledge System

C&C Reservoirs

Figura 160 - (DAKS®, 2015)

La tendencia del modelo de regresión lineal, indica que existe un leve incremento del factor de recuperación a medida que se incrementa la gravedad API de la cantidad de muestras del yacimiento. El conjunto del muestreo se agrupa preferentemente entre los 24° y los 29° API. R^2 tiene un valor de 0.1445 (14.45%).

2. Movilidad



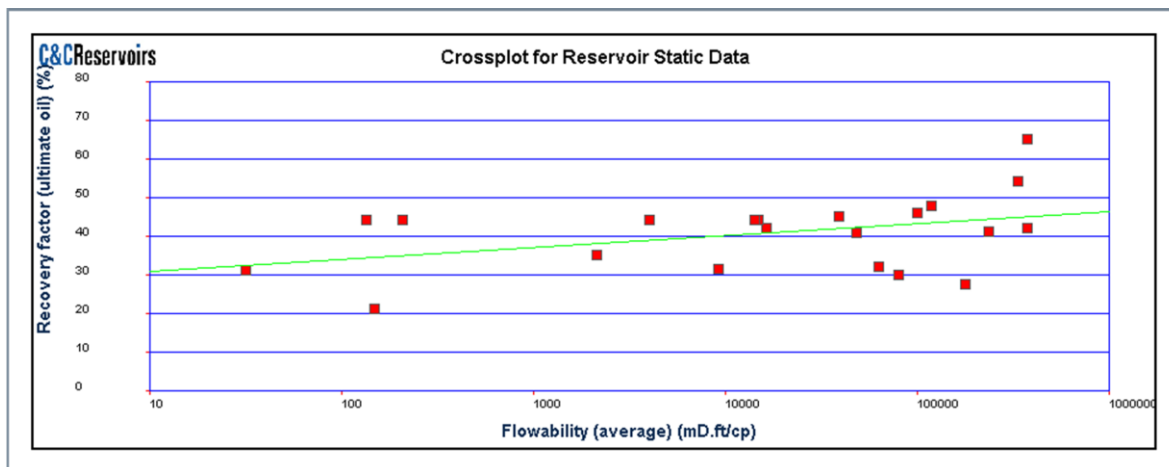
Data Source: C&C Reservoirs, 2016, DAKS™ – Digital Analogs Knowledge System

C&C Reservoirs

Figura 161 - (DAKS®, 2015)

Se puede notar el incremento de la línea de tendencia en el método de regresión lineal en la gráfica de movilidad; la acumulación preferentemente es entre 100 mD/cp y los 1000 mD/cp. R^2 tiene un valor de 0.0861 (8.61%).

3. Capacidad de flujo



Data Source: C&C Reservoirs, 2016, DAKS™ – Digital Analogs Knowledge System



Figura 162 - (DAKS®, 2015)

Existe un gran esparcimiento de los valores obtenidos, por lo tanto los datos no pueden ser concluyentes. Sin embargo se puede notar un leve aumento de la línea de tendencia en el método de regresión lineal en la gráfica de la capacidad de flujo; la acumulación preferentemente no puede ser definida con claridad, aunque de la muestra graficada oscila entre 1000 (mD*ft)/cp y los 30000 (mD*ft)/cp. R^2 tiene un valor de 0.1585 (15.85%).

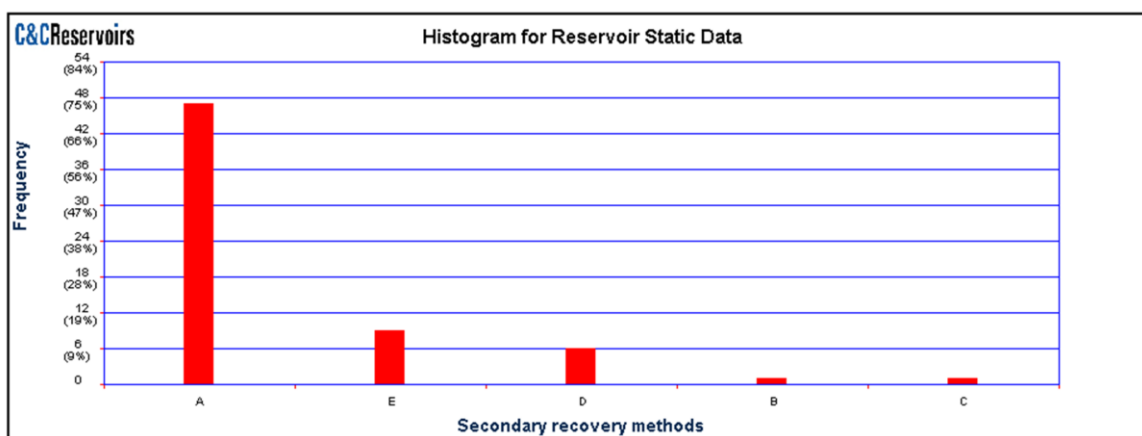
Metodología paso 2

Se concluye que presenta características similares aunque no exactas en cuanto al tipo de litología por lo que se sugiere un segundo análisis, con riesgo latente a poca analogía entre yacimientos.

Metodología paso 3

Recuperación Secundaria.

Apéndice B – Otros conceptos



<input checked="" type="checkbox"/> Filter	Code	Description	Frequency
<input checked="" type="checkbox"/>	A	CONTINUOUS WATER INJECTION	47 (73.44%)
<input checked="" type="checkbox"/>	E	GAS RECYCLING	9 (14.06%)
<input checked="" type="checkbox"/>	D	GAS INJECTION	6 (9.38%)
<input checked="" type="checkbox"/>	B	TWO-SIDE WATER INJECTION	1 (1.56%)
<input checked="" type="checkbox"/>	C	DUMP FLOOD	1 (1.56%)

Data Source: C&C Reservoirs, 2016, DAKS™ – Digital Analogs Knowledge System

C&C Reservoirs

Figura 163 - (DAKS®, 2015)

Según datos de DAKS®, el método más aplicado en cuanto a Recuperación secundaria es la inyección continua de agua. Dado que el mecanismo de mantenimiento de presión es preferentemente por gas en solución, también se ha aplicado la inyección de gas y reciclamiento del mismo.

EOR

Apéndice B – Otros conceptos

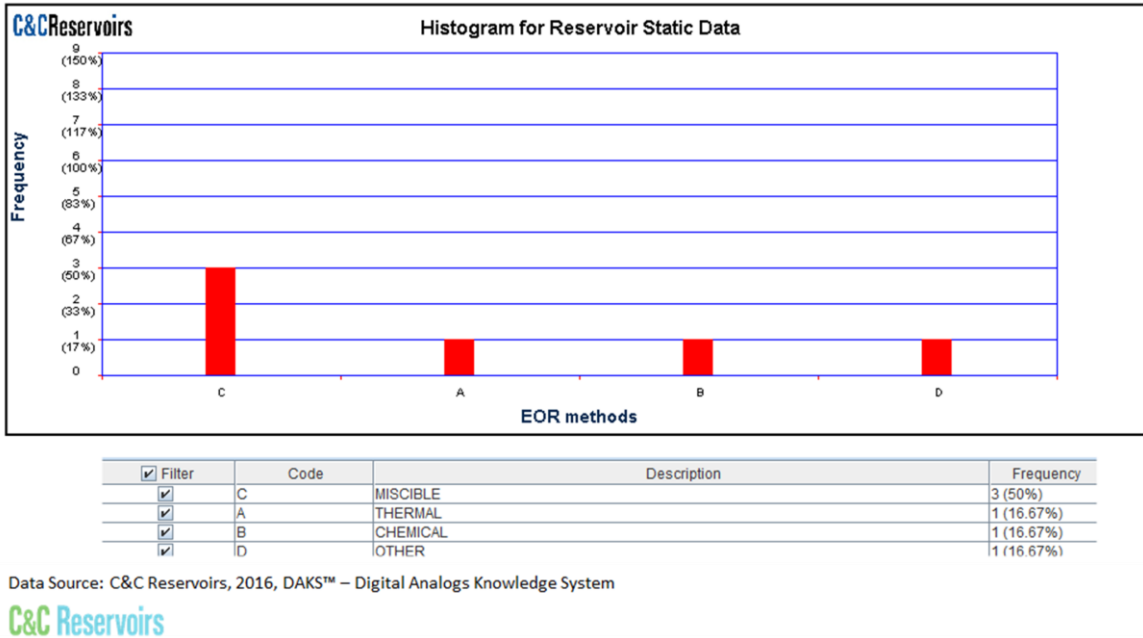


Figura 164 - (DAKS®, 2015)

Se tiene poca información de métodos de EOR aplicados a yacimientos con características similares. Las técnicas usadas son principalmente métodos miscibles.

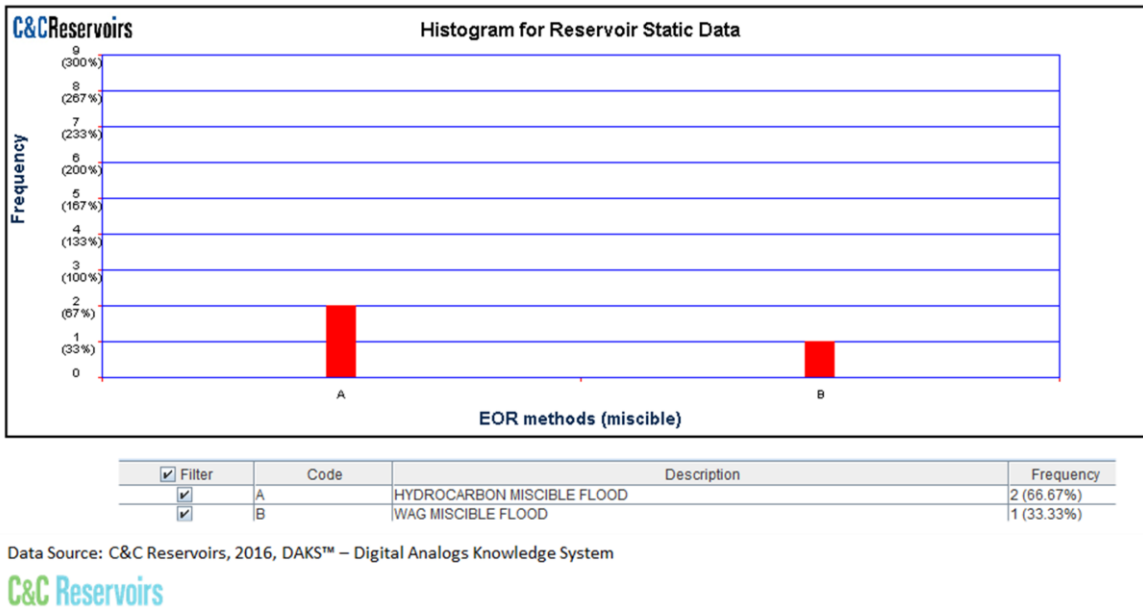
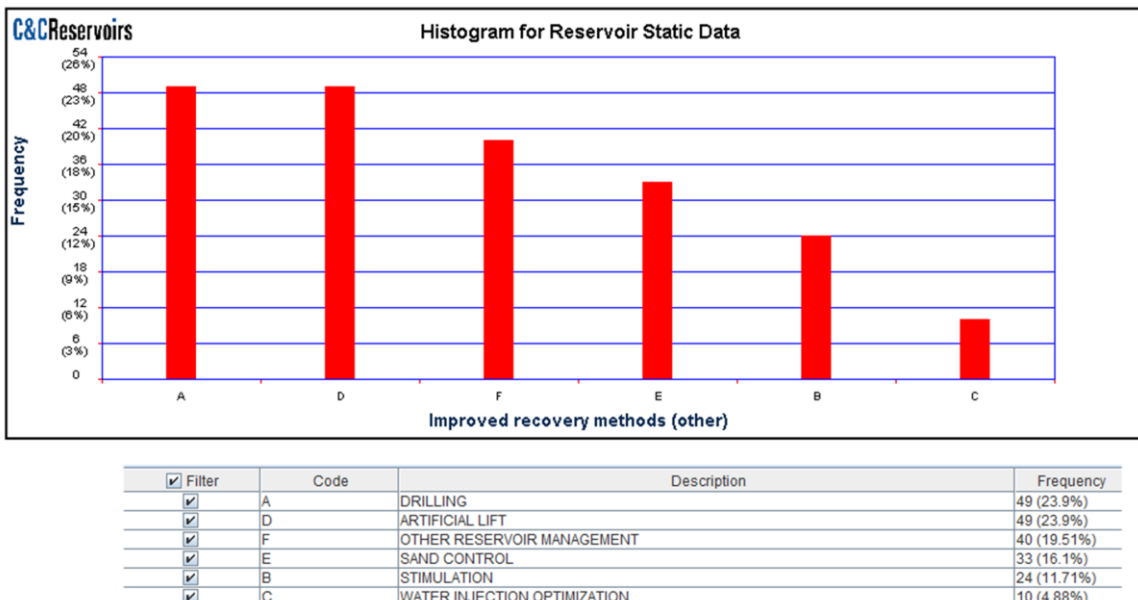


Figura 165 - (DAKS®, 2015)

Otros métodos

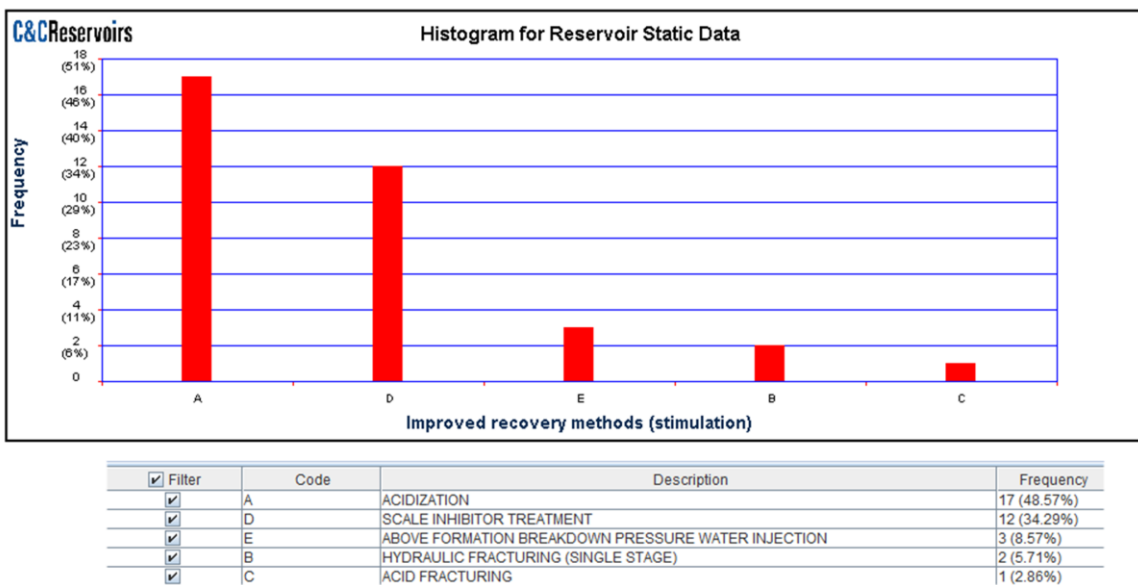
Apéndice B – Otros conceptos



Data Source: C&C Reservoirs, 2016, DAKS™ – Digital Analogs Knowledge System

C&C Reservoirs

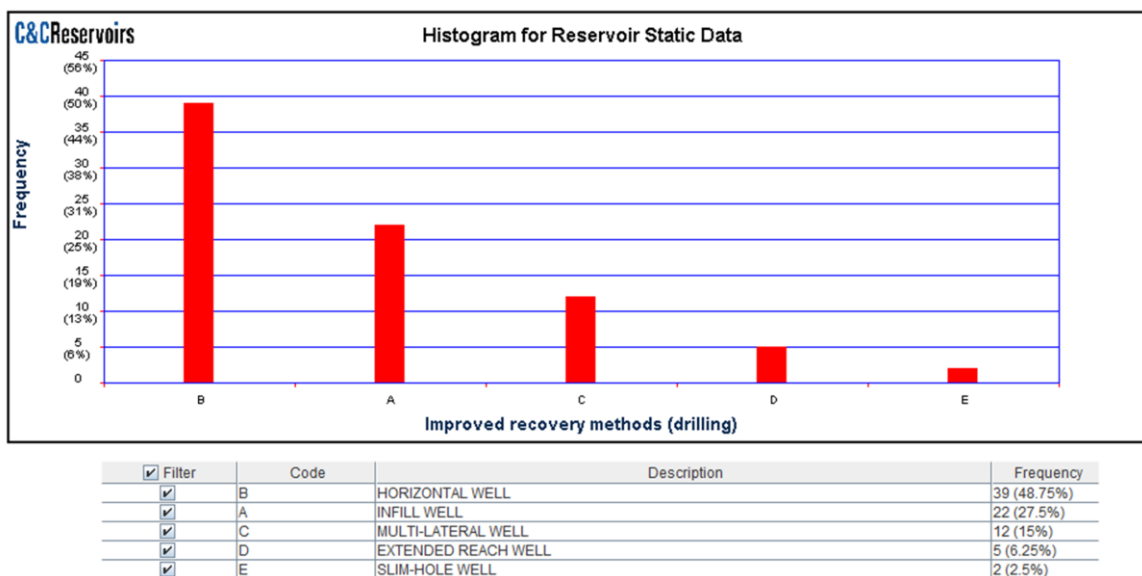
Figura 166 - (DAKS®, 2015)



Data Source: C&C Reservoirs, 2016, DAKS™ – Digital Analogs Knowledge System

C&C Reservoirs

Figura 167 - (DAKS®, 2015)



Data Source: C&C Reservoirs, 2016, DAKS™ – Digital Analsogs Knowledge System

C&C Reservoirs

Figura 168 - (DAKS®, 2015)

Se tiene una gran variedad de técnicas de recuperación mejorada aplicadas a yacimientos similares, entre ellas la estimulación de pozos y la perforación de más pozos.

Resultados

Conclusiones

Con base en los puntos anteriores se concluye que:

- El campo de Chicontepec posee un factor de recuperación promedio y aceptable.
- Las características de tectónica y ambiente de sedimentario están ampliamente estudiadas en yacimientos similares, sin embargo existe una notable diferencia en cuanto al tipo de litología, por lo que se sugiere realizar un segundo análisis así como refinar los datos de yacimientos obtenidos en cuanto a técnicas de EOR e IOR para ser aplicadas correctamente.
- Las gráficas de regresión lineal indican que los factores de recuperación en yacimientos similares no son enteramente concluyentes según las propiedades de movilidad, capacidad de flujo y gravedad API, por lo que se sugiere incrementar el número de muestras mediante una holgura en el ingreso de datos a DAKS®.
- Se considera que es un yacimiento análogo en base a los datos anteriores y por tanto es candidato a los métodos de recuperación adicional mencionados anteriormente. Se recomienda realizar un análisis más a detalle de los métodos de recuperación incremental para ser aplicados en el campo de Chicontepec.

A2.4.- Ambiente sedimentario marino profundo – Ku-Maloob-Zaap, México

El complejo Ku-Maloob-Zaap se encuentra en la plataforma de Campeche. Su producción comenzó para 1981, y actualmente se encuentra es estado de producción tipo meseta. Son diversos campos regidos por movimientos tectónicos de tipo extensional debido a presencia de sal. El ambiente de depósito es marino profundo con brechas dolomitizadas. La litología es conformada por carbonatos de tipo grainstone y packstone. La porosidad es vugular, por fracturas e Inter cristalina; en núcleos es alrededor de 8 a 10%. Posee buena permeabilidad promedio.

Los tipos de hidrocarburos principalmente son aceites medianos y pesados, así como gas asociado. La gravedad API se encuentra alrededor de los 22°. El factor de recuperación es de 43% en aceite y de 49% en gas.

Datos del campo

- *Ambiente Sedimentario: Ambiente Carbonatado*
- *Onshore-offshore: Offshore*
- *Tipo de Hidrocarburo: Aceite pesado en su mayoría*
- *API: 13°*

Parámetros disponibles: 4/4. La metodología es viable.

- *Tectónica asociada: márgenes pasivos, cuencas extensionales.*
- *Mecanismo de empuje: gas en solución, entrada de un acuífero, drenaje gravitacional.*
- *Litología: brechas carbonatadas paladales dolomitizadas, grainstone, packstone.*
- *Ambiente sedimentario: Plataformas carbonatadas marinas someras, bancos carbonatados oolíticos.*

Parámetros disponibles: x/4 La metodología es viable.

Factor de recuperación actual: 43%

Técnicas de recuperación incremental propuestas

Se tiene documentada la inyección de nitrógeno como método de recuperación secundaria. No se tienen registros de otras técnicas aplicadas.

Refinamiento

Se obtuvieron 15 resultados similares (imagen ilustrativa).

Apéndice B – Otros conceptos

Reservoir Information Search Result 15 Rows

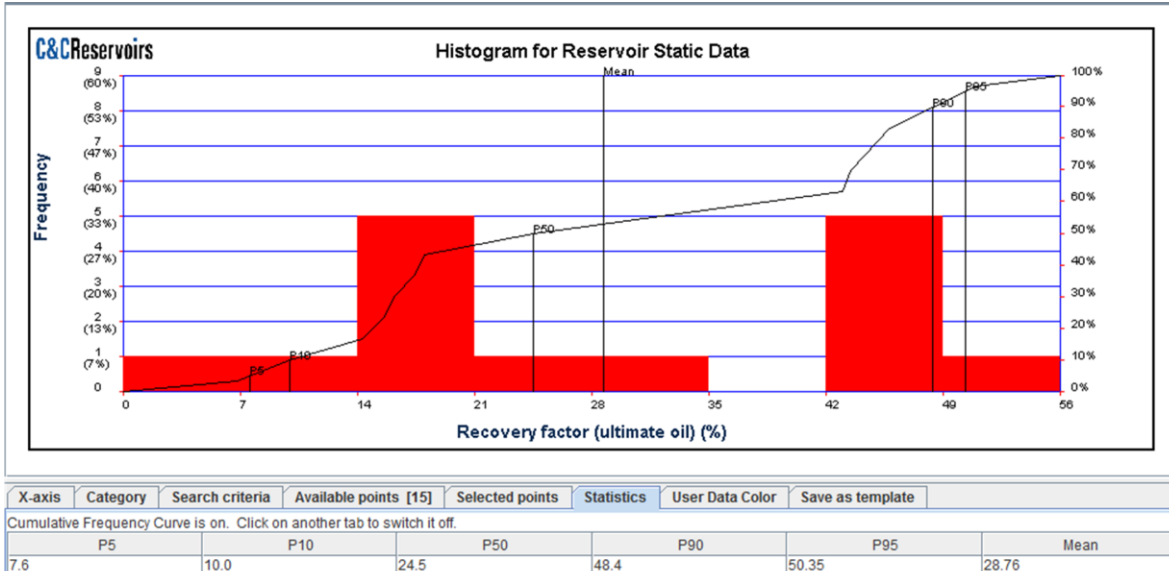
Filter	Field Name	Reservoir Unit	Resource	Reservoir Period	Basin Name	Country	Main HC Type	Production Curve	Summary Table	Figures
<input checked="" type="checkbox"/>	AMPONETA MARINCO	MONTAÑA	R-1P	CRETACEOUS	GULF OF VALENCIA	SPAIN	OIL			
<input checked="" type="checkbox"/>	ARENQUE	LOWER TAMAUJIPAS	R-1P	CRETACEOUS	TAMPICO-MISANTLA	MEXICO	OIL			
<input checked="" type="checkbox"/>	BACECZ	EMBORO (SIRI)	R-2P	NEOGENE / PALEOGENE	CAMPOS	BRAZIL	OIL			
<input checked="" type="checkbox"/>	BINA	BATURAJA	R-1P	NEOGENE	SUNDA	INDONESIA	OIL			
<input checked="" type="checkbox"/>	CANTARELL	CANTARELL (AKAL)	R-1P	CRETACEOUS	CAMPECHE	MEXICO	OIL			
<input checked="" type="checkbox"/>	KU-MALOOB-ZAAP_COMPLEX	BRECCIA IKU	R-1P	CRETACEOUS	CAMPECHE	MEXICO	OIL			
<input checked="" type="checkbox"/>	KU-MALOOB-ZAAP_COMPLEX	BRECCIA (MALOOB)	R-1P	CRETACEOUS	CAMPECHE	MEXICO	OIL			
<input checked="" type="checkbox"/>	KU-MALOOB-ZAAP_COMPLEX	BRECCIA (ZAAP)	R-1P	CRETACEOUS	CAMPECHE	MEXICO	OIL			
<input checked="" type="checkbox"/>	KU-MALOOB-ZAAP_COMPLEX	BRECCIA	R-1P	CRETACEOUS	CAMPECHE	MEXICO	OIL			
<input checked="" type="checkbox"/>	LINGUADO	MACAE (QUISSAMA)	R-1P	CRETACEOUS	CAMPOS	BRAZIL	OIL			
<input checked="" type="checkbox"/>	LEIHUA 11-1	ZHUJIANG	R-1P	NEOGENE	PEARL RIVER MOUTH	CHINA	OIL			
<input checked="" type="checkbox"/>	PAMPE	MACAE (QUISSAMA)	R-1P	CRETACEOUS	CAMPOS	BRAZIL	OIL			

Data Source: C&C Reservoirs, 2016, DAKS™ – Digital Analogs Knowledge System

C&C Reservoirs

Figura 169 - (DAKS®, 2015)

1. Factor de Recuperación



Data Source: C&C Reservoirs, 2016, DAKS™ – Digital Analogs Knowledge System

C&C Reservoirs

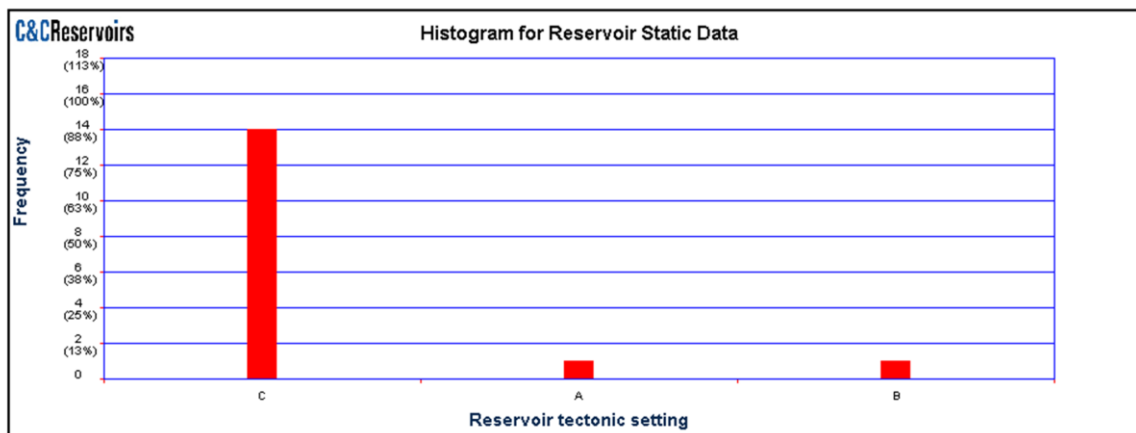
Figura 170 - (DAKS®, 2015)

Se observa que el factor de recuperación del complejo Ku-Maloob-Zaap lo ubica por encima al P50.

Metodología paso 1

1. Tectónica

Apéndice B – Otros conceptos



<input checked="" type="checkbox"/> Filter	Code	Description	Frequency
<input checked="" type="checkbox"/>	C	PASSIVE MARGIN	14 (87.5%)
<input checked="" type="checkbox"/>	A	BACKARC	1 (6.25%)
<input checked="" type="checkbox"/>	B	FORELAND	1 (6.25%)

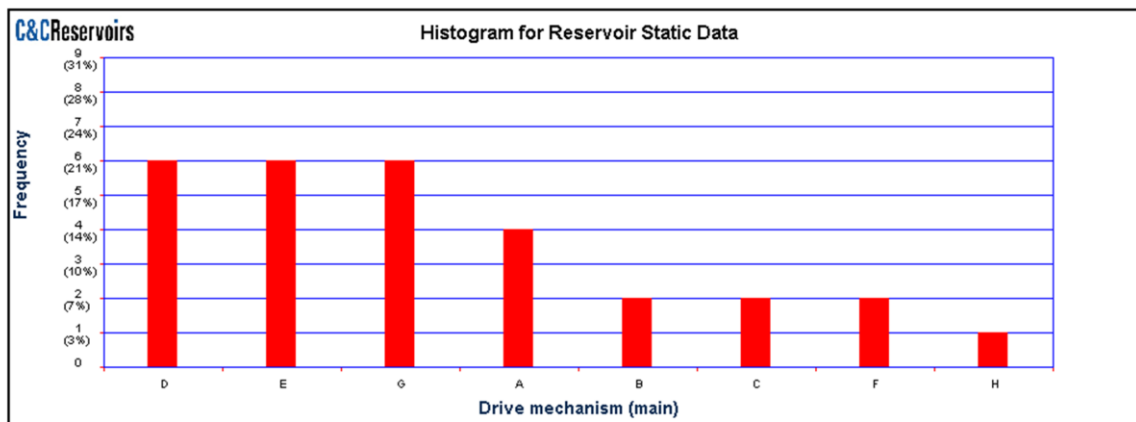
Data Source: C&C Reservoirs, 2016, DAKS™ – Digital Analogs Knowledge System

C&C Reservoirs

Figura 171 - (DAKS®, 2015)

Mediante un histograma de frecuencias, se observa que la primera característica o propiedades importantes y comunes en los yacimientos con los parámetros de entrada seleccionados al inicio del muestreo, es mediante márgenes pasivos.

2. Mecanismo de empuje



<input checked="" type="checkbox"/> Filter	Code	Description	Frequency
<input checked="" type="checkbox"/>	D	AQUIFER OF UNSPECIFIED STRENGTH	6 (20.69%)
<input checked="" type="checkbox"/>	E	BOTTOM AQUIFER	6 (20.69%)
<input checked="" type="checkbox"/>	G	SOLUTION GAS	6 (20.69%)
<input checked="" type="checkbox"/>	A	STRONG AQUIFER	4 (13.79%)
<input checked="" type="checkbox"/>	B	WEAK AQUIFER	2 (6.9%)
<input checked="" type="checkbox"/>	C	MODERATE AQUIFER	2 (6.9%)
<input checked="" type="checkbox"/>	F	EDGE AQUIFER	2 (6.9%)
<input checked="" type="checkbox"/>	H	GRAVITY DRAINAGE	1 (3.45%)

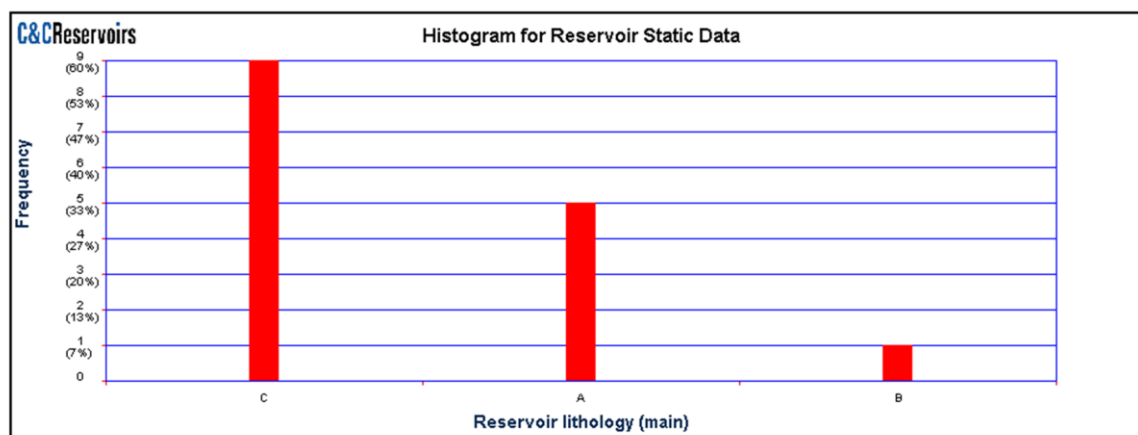
Data Source: C&C Reservoirs, 2016, DAKS™ – Digital Analogs Knowledge System

C&C Reservoirs

Figura 172 - (DAKS®, 2015)

Los mecanismos de empuje que predominan en los yacimientos con las características antes mencionadas son en gran medida debido a acuíferos, así como gas en solución.

3. Litología.



<input checked="" type="checkbox"/> Filter	Code	Description	Frequency
<input checked="" type="checkbox"/>	C	LIMESTONE	9 (60%)
<input checked="" type="checkbox"/>	A	DOLOMITE	5 (33.33%)
<input checked="" type="checkbox"/>	B	DOLOMITIC LIMESTONE	1 (6.67%)

Data Source: C&C Reservoirs, 2016, DAKS™ – Digital Analogs Knowledge System

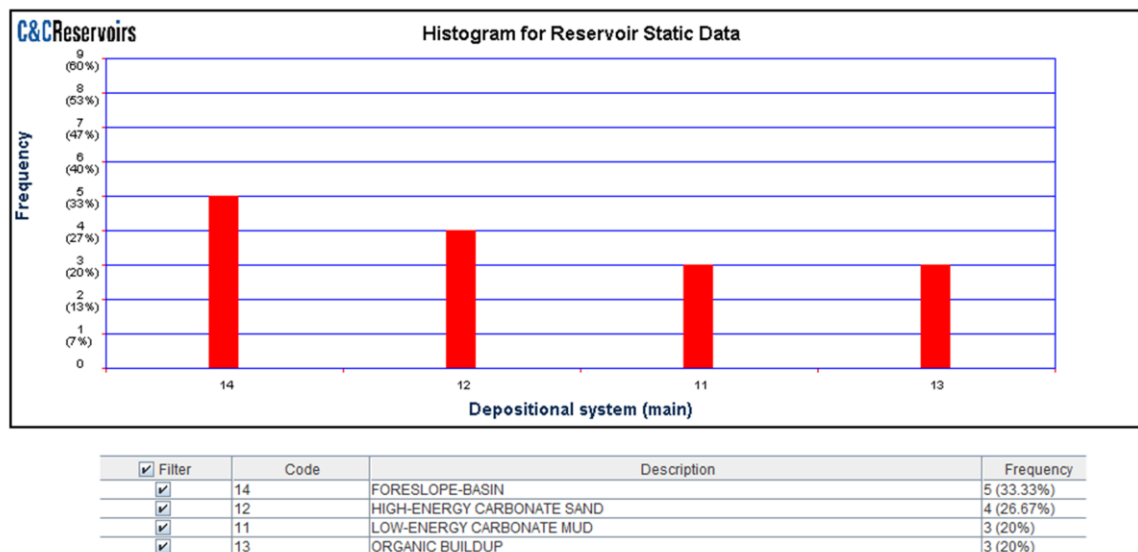
C&C Reservoirs

Figura 173 - (DAKS®, 2015)

La litología que predomina en éste tipo de yacimientos es ampliamente referida a carbonatos. En primer lugar las rocas calizas y posteriormente dolomías.

4. Ambiente Sedimentario

Apéndice B – Otros conceptos



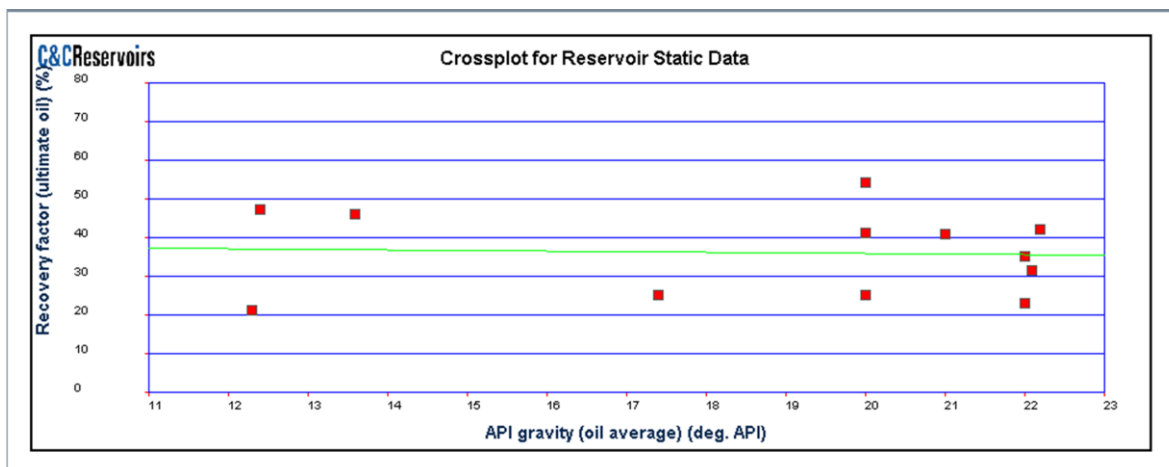
Data Source: C&C Reservoirs, 2016, DAKS™ – Digital Analogs Knowledge System

C&C Reservoirs

Figura 174 - (DAKS®, 2015)

Los ambientes sedimentarios más comunes de las calizas son las cuencas de antepaís.

1. API



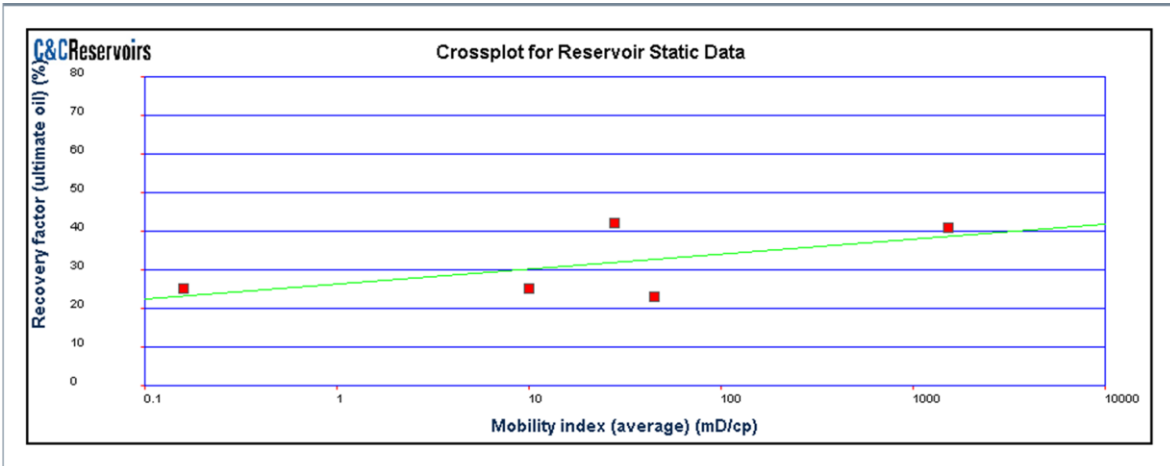
Data Source: C&C Reservoirs, 2016, DAKS™ – Digital Analogs Knowledge System

C&C Reservoirs

Figura 175 - (DAKS®, 2015)

Los resultados no son satisfactoriamente concluyentes. El conjunto del muestreo se agrupa preferentemente entre los 20° y los 32° API. R^2 tiene un valor de 0.0028 (0.28%).

2. Movilidad



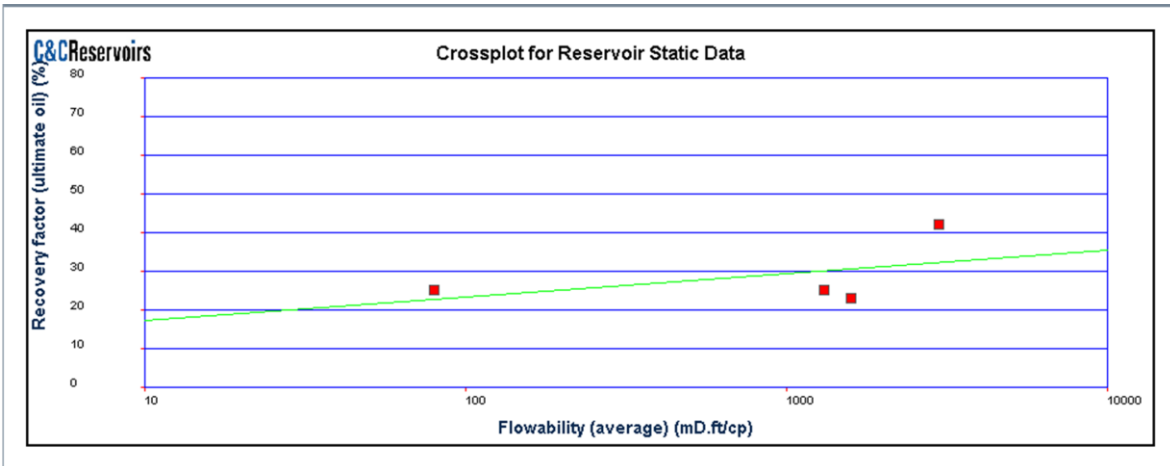
Data Source: C&C Reservoirs, 2016, DAKS™ – Digital Analsogs Knowledge System



Figura 176 - (DAKS®, 2015)

Existe una escasez de información, por lo tanto los datos no pueden ser concluyentes. No se puede definir una agrupación preferencial. R^2 tiene un valor de 0.3489 (34.89%).

3. Capacidad de flujo



Data Source: C&C Reservoirs, 2016, DAKS™ – Digital Analsogs Knowledge System



Figura 177 - (DAKS®, 2015)

Existe una escasez de información, por lo tanto los datos no pueden ser concluyentes. R^2 tiene un valor de 0.2248 (22.48%).

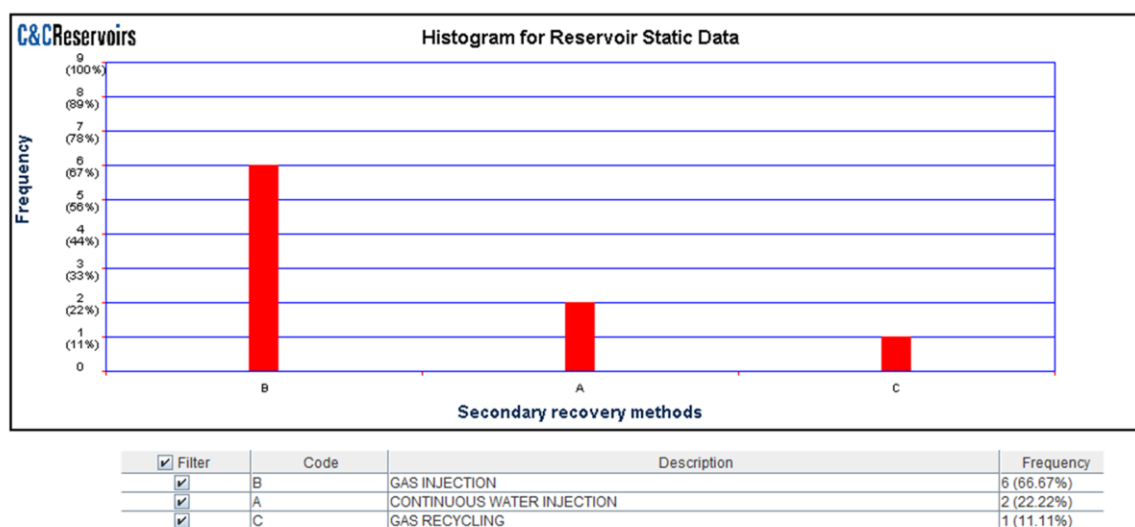
Metodología paso 2

Se concluye que presenta características similares y por tanto análogas, con ciertas diferencias clave, por tanto los sistemas de producción adicional que han sido instalados en campos similares pueden o no ser aplicados en el complejo Ku-Maloob-Zaap con su debido análisis según su analogía de yacimientos.

Los resultados de las gráficas de regresión lineal no son concluyentes, se sugiere repetir el análisis.

Metodología paso 3

Recuperación Secundaria.



Data Source: C&C Reservoirs, 2016, DAKS™ – Digital Analogs Knowledge System

C&C Reservoirs

Figura 178 - (DAKS®, 2015)

Según datos de DAKS®, el método más aplicado en cuanto a Recuperación secundaria es la inyección de gas.

EOR

Apéndice B – Otros conceptos



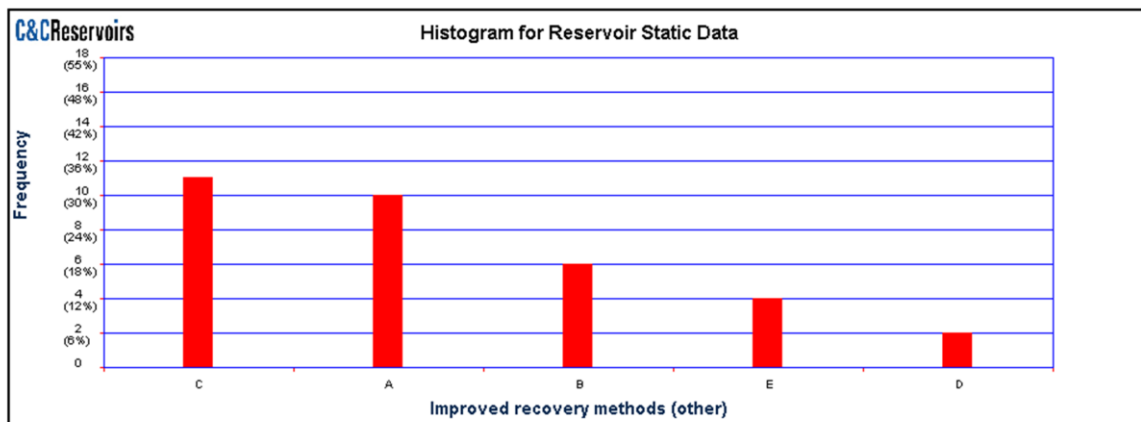
Data Source: C&C Reservoirs, 2016, DAKS™ – Digital Analsgs Knowledge System

C&C Reservoirs

Figura 179 - (DAKS®, 2015)

No se tiene información disponible de métodos de EOR aplicados a yacimientos con características similares. Se sugiere ampliar la cantidad de resultados obtenidos mediante suavizado en el ingreso de valores a DAKS®.

Otros métodos

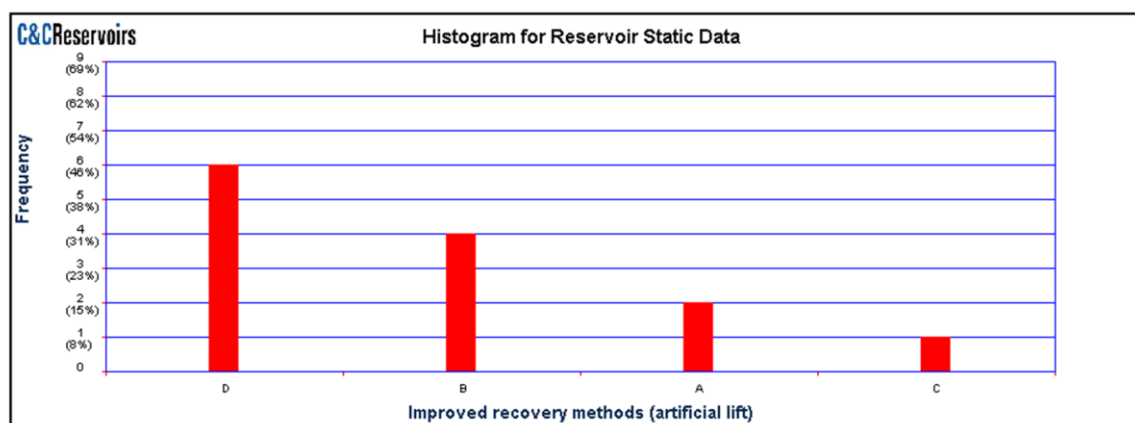


<input checked="" type="checkbox"/> Filter	Code	Description	Frequency
<input checked="" type="checkbox"/>	C	ARTIFICIAL LIFT	11 (33.33%)
<input checked="" type="checkbox"/>	A	DRILLING	10 (30.3%)
<input checked="" type="checkbox"/>	B	STIMULATION	6 (18.18%)
<input checked="" type="checkbox"/>	E	OTHER RESERVOIR MANAGEMENT	4 (12.12%)
<input checked="" type="checkbox"/>	D	SAND CONTROL	2 (6.06%)

Data Source: C&C Reservoirs, 2016, DAKS™ – Digital Analsgs Knowledge System

C&C Reservoirs

Figura 180 - (DAKS®, 2015)



<input checked="" type="checkbox"/> Filter	Code	Description	Frequency
<input checked="" type="checkbox"/>	D	GAS LIFT	6 (46.15%)
<input checked="" type="checkbox"/>	B	ESP	4 (30.77%)
<input checked="" type="checkbox"/>	A	ROD PUMP	2 (15.38%)
<input checked="" type="checkbox"/>	C	HYDRAULIC JET PUMP	1 (7.69%)

Data Source: C&C Reservoirs, 2016, DAKS™ – Digital Analsogs Knowledge System

C&C Reservoirs

Figura 181 - (DAKS®, 2015)

Entre otros métodos que incrementan la producción en yacimientos similares, se encuentra el levantamiento artificial mediante gas, bombeo electrocentrífugo, y bombeo mecánico.

Resultados

Conclusiones

Con base en los puntos anteriores se concluye que:

- El complejo Ku-Maloob-Zaap posee un factor de recuperación promedio y aceptable.
- Las características de litología, tectónica y ambiente de sedimentario están ampliamente estudiadas en yacimientos similares.
- Las gráficas de regresión lineal son poco satisfactorios. No es posible compararlo adecuadamente con yacimientos de características similares con los datos ingresados a DAKS®
- Se considera que no es un yacimiento análogo en base a los datos anteriores y por tanto puede o no ser candidato a los métodos de recuperación adicional mencionados anteriormente. Se recomienda realizar un análisis más a detalle de los métodos de recuperación incremental para ser aplicados en el complejo Ku-Maloob-Zaap.