

UNIVERSIDAD NACIONAL DE CATAMARCA FACULTAD DE TECNOLOGÍA Y CIENCIAS APLICADAS DOCTORADO EN GEOLOGÍA

TESIS DOCTORAL:

Geología y caracterización de las rocas reservorio del sector central de la cuenca del golfo San Jorge, provincias de Chubut y de Santa Cruz, República Argentina.

Doctorando: Geól. David E. Rubín

Directora: Dra. Adriana E. Niz

Año de Presentación: 2020

David E. Rubin

Rubin, David E. Geología y caracterización de las rocas reservorio del sector central de la cuenca del golfo San Jorge, provincias de Chubut y de Santa Cruz, República Argentina / David E. Rubin. - 1a edición para el profesor - Catamarca : Editorial Científica Universitaria de la Universidad Nacional de Catamarca, 2020. Libro digital, PDF

Archivo Digital: descarga y online ISBN 978-987-661-370-5

1. Geología. I. Título. CDD 558.2

Diagramación de Interior: María Noelia Ariza (E.C.U.) ISBN: 978-987-661-370-5 Queda hecho el depósito que marca la ley 11.723 E.C.U. 2020 Avda. Belgrano 300 - Pab. Variante I - Planta Alta - Predio Universitario - San Fernando del Valle de Catamarca - 4700 -Catamarca - República Argentina

Prohibida la reproducción, por cualquier medio mecánico y/o electrónico, total o parcial de este material, sin autorización del autor. Todos los derechos de autoría quedan reservados por el autor.

AGRADECIMIENTOS

Muchas personas e instituciones influyeron en mi trayectoria en esta profesión que ejerzo desde hace ya cuarenta años. Mencionar a todos los que contribuyeron a mi desarrollo personal, profesional y docente sería un acto de injusticia porque sin dudas olvidaría a muchos. No obstante intentaré nombrar a quienes estimo que colaboraron de modo más cercano para arribar a esta instancia:

-La Universidad Nacional de Córdoba, en donde me formé como geólogo y como docente y continúo desempeñándome.

-La Universidad Nacional de Catamarca, Facultad de Tecnología y Ciencias Aplicadas por permitir realizar mi doctorado.

-Los miembros del Tribunal por su exigencia y crítica en el perfeccionamiento del trabajo.

-Mi Directora Doctora Adriana Edith Niz por su tenacidad y constante apoyo desde que me inscribí en la Carrera del Doctorado y que fue la artífice de este logro.

-Los directivos de la Empresa Alianza Petrolera Argentina: Ing. Mauricio Dadi, Ing. Saúl Ziperovich por permitirme utilizar datos pertenecientes a la Compañía.

-Mi profesor Maestro Doctor Alejandro Gamkosián, quien a sus 97 años continúa llamándome y preguntando como sigue el desarrollo de mis clases e incentivando a continuar venciendo dificultades en esa hermosa tarea.

-Mi Profesor Doctor Juan V. González Segura, por contribuir a mi formación docente.

-Mis compañeros y amigos de Facultad: Geól. Viviana Aguirre, Dra. Rosa Ayala; Dra. Gabriela Cejas, Dr. Adán Tauber y Elio Fredy Maldonado por el constante apoyo e incentivo durante el desarrollo de éste trabajo y su incondicional amistad más allá de lo profesional.

-Mi colega y discípulo Héctor Biglia quien en momentos de desánimo contribuyó con su incomparable apoyo en el desarrollo de éste trabajo.

-Mi amigo y compañero de trabajo en APASA Geólogo Geofísico Víctor Ploskyewicz por contribuir con interpretaciones estructurales y su apoyo para ésta presentación.

-Quienes colaboraron en diferentes momentos con lectura crítica del manuscrito y su ordenamiento: Dr. Mario I. Aguirre, Dra. Sabrina Rouzaut, Profesora Biól. Alejandra Mazzoni, Dr. Profesor Raúl Leguizamón.

-Mis alumnos en general, de los que aprendo cada día y renuevo mis deseos de continuar y en particular a: Geól. Facundo Aredes, Bernabé Chasis Franchino, Geól. Alcides Rovera y Eloy Rovera, por su enorme colaboración en el análisis de datos.

-Mi Padre, Arquitecto Jacobo Rubín quien plantó en mí la semilla de la curiosidad por la observación de geoformas, minerales y paisajes y el amor por la Naturaleza e incentivó luego el estudio de la Geología.

-Mi compañera de viaje, Ivonne Zürcher, quien colaboró en la crítica del manuscrito y me apoyó en esta última etapa.

RESUMEN

El centro de cuenca del Golfo San Jorge es el sector menos estudiado y evaluado de esta importante región hidrocarburífera. Este promisorio sector de la cuenca evidenció niveles con importantes caudales de gas que se habrían generado en la subyacente Formación Pozo-D129 por encontrarse en la zona denominada ventana de generación de gas.

La migración hacia niveles reservorio superiores respondería al esquema de transporte de fluido a través de fallas sub-verticales, lístricas que son las que configuran la mayoría de los sistemas del área, conjuntamente con fracturas también tensionales de carácter antitético, y las estructuras de *roll-over* que facilitan el entrampamiento en zonas cuspidales de los mencionados arreglos. Las fallas principales (*carriers*) ponen en contacto niveles de la roca generadora con los reservorios cretácicos de naturaleza fluvial y composición arenosa con matriz arcillo-tobácea.

Los testigos coronas proveen la mejor información para determinar facies en los reservorios. Sin embargo, en yacimientos multicapa, como los del área de estudio, resulta muy costoso muestrear la totalidad de los mismos y, además, según antecedentes de sondeos realizados, resultan frecuentemente de muy difícil recuperación. Por esta razón, otras herramientas como la medición indirecta de parámetros físicos a través de perfilajes de pozos, son una buena alternativa para estudiar y lograr una adecuada caracterización de los reservorios a partir de los cuales se podrían obtener modelados estáticos de los yacimientos de interés.

Este trabajo tuvo como objetivo caracterizar los reservorios de las formaciones productivas, -en función de las características geológicas del centro de cuenca, su distribución, caracterización petrofísica y comportamiento dinámico, mediante la aplicación cruzada de datos provenientes de diferentes fuentes-, y aportar a la investigación del área menos estudiada de la Cuenca del Golfo San Jorge.

La metodología desarrollada se basa en la interpretación de líneas sísmicas 3D para los aspectos globales y locales, el análisis avanzado de perfiles de pozo, su correlación con los datos de *mud-loggin* evaluados desde la litología, parámetros y cromatografía gaseosa y la comparación de estas técnicas con los datos de terminación de pozos. Además se realizaron evaluaciones detalladas comparativas de los lodos utilizados en diferentes épocas y situaciones de perforación para conocer la influencia de este material en la interpretación de datos de perfiles y en los resultados de terminación.

Se trabajó con numerosos datos obtenidos de sectores considerados representativos dentro del área involucrada y se concluyó con interpretaciones que brindan un detallado aporte al conocimiento del modelado de los reservorios contenidos en el área.

ABSTRACT

The San Jorge Gulf Basin Center is the least studied and evaluated sector of this important hydrocarbon region. This promising sector of the basin evidenced levels with important gas flows that would have been generated in the underlying Formation Pozo-D129 because it is located in the area known as the gas generation window.

The migration towards higher reservoir levels would respond to the fluid transport scheme through sub-vertical, lystric faults, which are the ones that make up the majority of the area's systems, together with tension fractures of an antithetical nature, and the roll-over structures that facilitate entrapment in the cusp areas of the aforementioned arrangements. The main faults (*carriers*) put in contact levels of the generating rock with the cretaceous reservoirs of fluvial nature and sandy composition with clay-tuffaceous matrix.

Crown cores provide the best information to determine facies in reservoirs. However, in multi-layer deposits, such as those in the study area, it is extremely expensive to sample all of them and, in addition, according to the history of the surveys carried out, they are often extremely difficult to recover. For this reason, other tools such as the indirect measurement of physical parameters through well profiling are a good alternative to study and achieve an adequate characterization of the reservoirs from which static models of the deposits of interest could be obtained.

The objective of this work was to characterize the reservoirs of the productive formations, -as a function of the geological characteristics of the basin center, its distribution, petrophysical characterization and dynamic behavior, by means of the crossed application of data coming from different sources-, and to contribute to the investigation of the less studied area of the San Jorge Gulf Basin.

The methodology developed is based on the interpretation of 3D seismic lines for global and local aspects, the advanced analysis of well profiles, their correlation with *mudloggin* data evaluated from lithology, parameters and gas chromatography and the comparison of these techniques with well completion data. In addition, detailed comparative evaluations of the sludge used at different times and drilling situations were performed to understand the influence of this material on the interpretation of profile data and termination results.

We worked with numerous data obtained from sectors considered representative within the area involved and concluded with interpretations that provide a detailed contribution to the knowledge of the modeling of the reservoirs contained in the area.

RÉSUMÉ

Le centre du Bassin du Golfe San Jorge est le secteur le moins étudié et le moins évalué de cette importante région d'hydrocarbures. Ce secteur prometteur du bassin a mis en évidence des niveaux avec d'importants débits de gaz qui auraient été générés dans la Formation Pozo-D129 sous-jacente parce qu'elle est située dans la zone connue sous le nom de fenêtre de génération de gaz.

La migration vers des niveaux de réservoir plus élevés répondrait au schéma de transport des fluides par des failles lystrales sub-verticales, qui constituent la majorité des systèmes de la zone, ainsi que par des fractures de tension de nature antithétique et des structures de retournement qui facilitent le piégeage dans les zones des cuspides des dispositifs précités. Les principales failles (*carriers*) ont mis en contact les niveaux de la roche génératrice avec les réservoirs crétacés de nature fluviale et de composition sableuse à matrice argilo-tuffeuse.

Les contrôles de couronne fournissent la meilleure information pour déterminer le faciès dans les réservoirs. Cependant, dans les gisements multicouches, comme ceux de la zone d'étude, il est très coûteux de les tous échantillonner et, de plus, selon l'historique des relevés effectués, ils sont souvent très difficiles à récupérer. Pour cette raison, d'autres outils tels que la mesure indirecte des paramètres physiques par le profilage de puits sont une bonne alternative pour étudier et réaliser une caractérisation adéquate des réservoirs, à partir desquels des modèles statiques des dépôts d'intérêt pourraient être obtenus.

Ce travail avait pour objectif de caractériser les réservoirs des formations productives, -en fonction des caractéristiques géologiques du centre du bassin, de sa distribution, de sa caractérisation pétrophysique et de son comportement dynamique, par l'application croisée de données provenant de différentes sources-, et de contribuer à l'étude de la zone moins étudiée du bassin du Golfe San Jorge.

La méthodologie développée est basée sur l'interprétation des lignes sismiques 3D pour les aspects globaux et locaux, l'analyse avancée des profils des puits, leur corrélation avec les données de *mud-loggin* évaluées à partir de la lithologie, des paramètres et de la chromatographie gazeuse et la comparaison de ces techniques avec les données d'achèvement de puits. De plus, des évaluations comparatives détaillées des boues utilisées à différents moments et dans différentes situations de forage ont été effectuées afin de comprendre l'influence de ce matériau sur l'interprétation des données des profils et des résultats de terminaison.

Nous avons travaillé avec de nombreuses données obtenues auprès de secteurs considérés comme représentatifs de la zone concernée et conclu par des interprétations qui apportent une contribution détaillée à la connaissance de la modélisation des réservoirs contenus dans la zone.

ÍNDICE DE CONTENIDOS	
CAPÍTULO 1	
INTRODUCCIÓN	19
	22
	23
MARCO GEOLÓGICO REGIONAL - ENTORNO GEOTECTÓNICO	
CAPÍTULO 3:	40
ESTRUCTURA	40
2.1 - Área de estudio	45
CAPÍTULO 4:	46
SISTEMAS PETROLEROS O PETROLÍFEROS	46
4.1 -Principales elementos de los Sistemas Petroleros en la Cuenca del Golfo	San Jorge
4.2 - Rocas generadoras	52
4.3 - Rocas Reservorio	55
4.4 - Rocas Sello	63
4.5 - Entrampamiento	67
4.6 - Sectores de la cuenca	68
4.6.1 - Flanco Sur	68
4.6.2 - Flanco Norte	69
4.6.3 - El Centro de Cuenca	71
4.6.4 – Migración	72
CAPÍTULO 5:	78
MATERIALES Y MÉTODOS	78
5.1 MARCO CONCEPTUAL METODOLÓGICO	78
5.1.1 Caracterización de reservorios	79
5.1.2 Modelado de reservorio	80
Relación entre la información obtenida y las herramientas aplicadas	80
5.1.3 - Fundamentos de la interpretación de perfiles	84
5.1.4 - Propiedades petrofísicas de las rocas	85
5.1.5 - Saturación de un fluido	90

5.1.6 - Relación entre los perfiles y la geología del reservorio	94
5.1.7 - Tipos de herramientas de perfilaje	96
5.1.8 - Perfilajes a pozo abierto	97
5.1-8 – a Potencial Espontáneo	99
5.1.8 – b Resistividad	104
1 Herramientas de medición de Resistividad	111
2 Principios de la medición de la resistividad por conducción	112
3 Principio de la medición de la resistividad por inducción	114
4 Interpretación de la curva de resistividad	115
5 Aplicación de los perfiles resistivos	115
5.1.8 - c Perfiles eléctricos especiales	116
1 - Microperfil eléctrico	116
2 - Perfil Enfocado (Lateroperfil)	117
3 - Microlateroperfil	118
4 - Perfilaje de inducción triaxial	118
5 - Perfiles Nucleares o Radiactivos	119
6 - Perfil de densidad	126
7 - Perfil Sónico	
a) Perfil Sónico Monopolar	129
b) Perfil Sónico Dipolar	135
8 - Perfil de Resonancia Magnética Nuclear (RMN)	137
9 - Perfil de Buzamiento (<i>Dipmeter</i> o <i>Dip-Log</i>)	146
5.1.8 - d Perfil de Imágenes de Formación o de la Pared del Pozo	149
5.1.9 – Registros de Presión de Formación (RFT)	154
5.5.10 - Control Geológico de Pozo (Mud Logging)	156
5.5.11 - Tratamiento de muestras litológicas	157
5.1.12 - Tratamiento de muestras gaseosas	161
5.1.13 - Perfilajes a Pozo Entubado	163
5.1.14 - Perfil de control de cementación (CBL) (cement bond log)	165
5.1.15 - Perfil de densidad variable VDL	165
5.2 METODOLOGÍA APLICADA	167
5.2.1 – Introducción	167
5.2.1.1 BLOQUE ESTANCIA LA MARIPOSA	168

5.2.1.2 BLOQUE LOMITA DE LA COSTA	191
POZO LDC-X1001	205
5.2.1.3 POZO ESTANCIA CERRO MANGRULLO ALI-Ce.Ma. (BLOQUE Lomita de la Costa)	x-1 (2007) 231
CAPÍTULO 6	257
DAÑO DE FORMACION Y SU RELACIÓN CON LAS ARCILLAS	257
6.1 - Las Arcillas	258
6.1.2 -Propiedades físico químicas de las arcillas	
6.1.2.1 - Superficie específica	
6.1.2.2 - Capacidad de Intercambio catiónico	
6.1.2.3 - Capacidad de absorción	
6.1.2.4 - Hidratación e hinchamiento	
6.1.2.5 - Plasticidad	
6.1.2.6 - Tixotropía	
6.2 - Las arcillas y su influencia en el área de estudio	
CAPÍTULO 7	273
CONCLUSIONES	273
BIBLIOGRAFÍA	276

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1- Ubicación geográfica del área de estudio24
Figura 2.2 - Ubicación geográfica del área de estudio31
Figura 2.3 - Mapa macro-geotectónico de la Cuenca del Golfo San Jorge (modificado de Biddle et al., 1996,
en Sylwan, 2001)32
Figura 2.4 - Izq.) Migración hacia el margen continental del magmatismo de intraplaca extensional durante el
Jurásico temprano. Der.) Desarrollo de hemigrábenes en la cuenca de Cañadón Asfalto durante el
Jurásico medio (Mpodozis y Ramos, 2008)33
Figura 2.5 - a) Mapa global que muestra la distribución de las placas para el Cretácico inferior y. b) placas
para el Oligoceno superior-Neógeno y la relación de la placa sudamericana con las placas de Nazca y
Antártica (Folguera y Ramos, 2002)
Figura 3.6 - Delimitación de los cinco sectores definido por Figari et al. (1999), en base a los estilos
estructurales de la Cuenca del Golfo San Jorge y orientación dominante de las fallas para cada sector
(Modificado de Sylwan et al., 2008)40
Figura 3.7 - Corte estructural S-N del Flanco Norte, a lo largo del yacimiento El Tordillo, mostrando la
orientación y buzamiento de las fallas hacia el SW en el flanco abrupto de la cuenca Las líneas
amarillas indican el porcentaje de reflectancia de vitrinita Ro (Condat, 2005)
Figura 3.8 - Secciones transversales S-N y E-W de la Cuenca del Golfo San Jorge según la interpretación de
los datos sísmicos (Figari et al. 1999), donde se aprecia la asimetría de la cuenca
Figura 3.9 - A) Imagen satelital de la Sierra de Silva (Faja Plegada de San Bernardo)43
Figura 3.10 - Bosquejo simplificado de la historia geotectónica mesozoica y cenozoica para la Sierra de San
Bernardo y el sector oriental de la cuenca (Giacosa et al., 2008)
Figura 4.11 - Esquema del Sistema Petrolero, sus componentes y relación entre ellos
Figura 4.12 - Ubicación de los sistemas petroleros principales de la Cuenca del Golfo San Jorge
Figura 4.13 - Esquema generalizado mostrando distribución de los principales elementos de los diferentes
sistemas petroleros presentes (Bellosi et al. 2002)51
Figura 4.14 - Síntesis geoquímica de las Megasecuencias 0 y 1 para el sector occidental de la cuenca
(Modificado de Figari et al., 2000)53
Figura 4.15 – Mapa de distribución areal del techo de la Fm. Pozo D-129, su predominio sobre el sector
oriental de la cuenca y su madurez termal (Fitzgerald et al., 1990, modificado de Sylwan et al., 2008).
Figura 4.16 - Esquema de la estructura sedimentaria que caracteriza los reservorios multicapa de la Fm. bajo
Barreal inferior Columna estratigráfica tipo de una arquitectura fluvial entrelazada (Slatt, 2006)57
Figura 4.17 - Resultados del estudio petrográfico y difracción de rayos X para los depósitos interpretados
como canales activos y amalgamados (Acosta et al., 2005)
Figura 4.18 - Resultados del estudio petrográfico y difracción de rayos X para los depósitos interpretados
como canales abandonados y depósitos lobulados (Acosta et al., 2005)
Figura 4.19 - Asociación de electrofacies correspondientes a los cuerpos descriptos para la Fm. Bajo Bareal
esquematizadas en un ambiente fluvial idealizado (Acosta et al., 2005).
Figura 4.20 - Diagrama interpretativo de los diferentes subambientes presentes en la Fm. Cañadón Seco del
Flanco Sur o Sector Lomita de la Costa-El Mangrullo del Centro de Cuenca
Figura 4.21 - 1) Linea sismica 2) Interpretacion de la sismica como la progradación de deltas lacustres en el
racimiento La Carolina (Pozo LC-603, Jaitin et al., 2005)
Figura 4.22 - IVIOUEIO de distribución de cuerpos para la Formación Canadon Seco (en amarillo los cuerpos
porosos y permeables correspondientes a los reservorios y en rojo los intervalos impermeables de los
cuerpos penticos; o) respuesta electrica entre pozos (en amarino los cuerpos canalizados); c)
reconocimiento de rajas de canales a partir de datos sismicos (bandas de distintos colores). Modificado
de sunco. 2015)

Figura 4.23 - Mapa que muestra ubicación de la extensión de la ingresión del Mar Salamanquense,
representado por la Fm Salamanca, siendo su Miembro Fragmentosa. (Malumián, 2002)66
Figura 4.24 - Clasificación de tipología de trampas68
Figura 4.25 – Derecha: perfil sísmico – Izquierda: interpretación detallada del perfil en la que se observa la
geometría de la falla lístrica (El Ferrocarril) y el rollover asociado (Jalfin et al., 2005)
Figura 4.26 - A) Mapa en tiempo existente para un nivel cercano al tope de la Fm. Pozo D-129 B) Modelo 3D
(Jalfin et al., 2005)
Figura 4.27 - Esquemas de las vías de migración en las estructuras extensionales del Flanco Sur (Figari, et al.,
1999)
Figura 5.28 - Cuadro de relación Escala-Costo-Resolución para los diferentes estudios y registros que se
ejecutan
<i>Figura 5.29</i> - Curvas típicas de permeabilidades relativas del agua y del petróleo (Halliburton, 1991 en
Camargo Puerto, 2008)
Figura 5.30 - Efecto de la presión capilar y las permeabilidades relativas en la zona de transición
Figura 5.31 - Esquema de la distribución de zonas de invasión del filtrado en una roca porosa y permeable
(Camargo Puerto. 2008)
Figura 5.32 - Relación entre la composición de una roca y los perfiles de pozo (Stinco, 2001)
Figura 5.33 - Relación entre la textura de una roca y los perfiles de pozo (Stinco, 2001).
Figura 5.34 - Origen del Potencial Espontáneo (Baker 2001 en Camargo Puerto 2008)
<i>Figura 5.35</i> - Esquema del comportamiento entre el agua dulce y una partícula de arcilla (Pirson, 1965)102
Figura 5.36 - Efecto del potencial espontáneo entre los límites de lutitas y estratos permeables, atravesados
por lodos conductivos (Camargo Puerto, 2008)
Figura 5, 37 - Perfil resistivo con disposición normal (modificada de Camargo Puerto, 2008)
Figura 5.38 - Perfil resistivo con disposición lateral (modificada de Camargo Puerto, 2008)
Figura 5.39 - Dispositivo de Microperfil (modificado de Camargo Puerto, 2008)
Figura 5.40 - a) Esquema de Microlateroperfil, indicando la distribución de los electrodos, b) Sección
transversal vertical, que muestra la distribución de las líneas de corriente (Pirson, 1965)
Figura 5.41 - Identificación de capas de gas mediante el perfil Neutrónico (NPHI) en combinación con el perfil
de Densidad (RHOB) (Rubin v Aguirre. 2009)
Figura 5.42 - Esquema de montaie de sondas para el registro simultáneo de Ravos Gamma v Neutrón
(Pirson, 1965)
Figura 5.43 - Sonda de perfil de densidad (Pirson, 1965)
Figura 5.44 - Formas de ondas típicas provenientes de un transmisor monopolar en una formación rápida.
donde se muestran las ondas compresionales, de corte y Stoneley. Las líneas de guiones rosas
corresponden a los tiempos de arribo (Haldorsen et al., 2006).
Figura 5.45 - Primeros momentos de la propagación simplificada de los frentes de onda desde un transmisor
monopolar colocado en un pozo lleno de fluido y en una formación rápida. Reflexión y refracción de
los frentes de onda en las interfaces (Haldorsen et al., 2006).
Figura 5.46 - Esquema del viaje de la onda Stoneley por la interfaz existente entre el pozo y la formación.
(Haldorsen et al., 2006)
Figura 5.47 - Esquema de la orientación de transmisores y receptores en la herramienta Sónica Dipolar
(Haldorsen et al., 2006)
Figura 5.48 - Forma de ondas de modo flexural que muestran cambios en la forma de la onda a lo largo del
conjunto de receptores, causados por la dispersión (Haldorsen et al., 2006)
Figura 5.49 - Proceso de registro de RMN. (AUTOR)
Figura 5.50 - Utilización de la distribución de T2 para identificar los componentes de los fluidos en los
vacimientos de areniscas (Allen et al., 2001)
Figura 5.51 - Efectos del petróleo sobre las distribuciones T2 (Akkurt et al., 2009)
Figura 5.52 – Esquema acerca del comportamiento de los poros según los principios físicos de RMN (Allen et
al., 2001)
· · · · · · · · · · · · · · · · · · ·

Figura 5.53 - Izquierda: Diseño de la herramienta RMN alojada dentro de un collar de perforación. Derect	ha:
La nerramienta se centra en el pozo al comienza del ciclo de medicion (Alvarado <i>et dl.,</i> 2003)	.144
Figura 5.54 - Combinación de permajes de pozo abierto junto con Rivin para la caracterización litológica y	4
del tipo de huido contenido en las rocas atravesadas (Akkurt et al., 2009)	.145
Figura 5.55 - Esquema de la nerramienta de buzamiento Dipiogy del principio de funcionamiento (Holt,	
1988)	.147
Figura 5.56 - La tendencia estructural puede verse claramente al observar los buzamientos seleccionados	;
manualmente (izquierda), mientras que es difícil de observar imágenes generadas en tiempo real	
(derecha) (Bargach et al., 2001)	.148
Figura 5.57 - Diagrama que muestra la identificación de una importante falla de compresión a través del	
registro de Dip Log. A la derecha se grafica la trayectoria del pozo (Cheung et al., 2002)	.148
Figura 5.58 - Diagrama esquemático del patín de la herramienta de Imagen resistiva contra la pared del	
pozo, en vista lateral (izquierda) y en vista frontal (derecha). (Cheung et al., 2002)	.150
Figura 5.59 - A través de la interpretación de las imágenes resistivas se pueden caracterizar diferentes	
asociaciones de facies para una correcta caracterización de reservorios (Contreras, 2003)	.153
Figura 5.60 - Esquema del Sistema de pre-ensayo (Schlumberger, 1986).	.155
Figura 5.61 - Croquis de ubicación de los Bloques analizados en la presente investigación Estancia La	
Mariposa (azul), Lomita de la Costa (Amarillo) y Cerro Mangrullo (rojo).	.168
Figura 5.62 - Croquis de ubicación Pozo Estancia Mariposa.	.168
Figura 5.63 - Croquis de ubicación del Bloque Lomita de la Costa	.192
Figura 5.64 – Estructura del Depocentro (Rubin, 2005).	.199
Figura 5.65 - Eiemplo de análisis de relaciones cromatográficas capa № 10 - Testigos Laterales, cabe	
destacar que en el tramo intermedio no se obtuvieron Testigos (Autor	211
Figura 5 67 - Muestra la imagen del tramo principal LOG Autor	214
Figura 5.68 – Muestra de la cromatografía del nivel considerado principal Autor	215
Figura 5.69 - Fiemplo difusión RMNAutor	230
Figura 5.70 - La imagen muestra una anlicación de RMN nara gas, en la cual se asocia la de nlanos de	.250
difusión. El espacio noral saturado con gas se muestra en tono roio en la sección interpretada (5º	
track) nuede apreciarse además el T2 en el plano de difusión. Los perfiles adjuntos de densidad	
neutrón, también señalan la presencia de gas (Baker, Huges 2006)	220
Figura 5.71 - Cromatograma del pozo LdC x-1001/Rubín D. para Net-log. 2005)	.230
Figura 5.71 - Cromitografila del pozo cuc x-1001(Rubili, D. para Net-10g, 2005)	1221
Figura 5.72 - Croquis de la sana propuesta por Coología de Reservarias (Rubín, 2006)	232
Figura 5.73 - Analisis de la capa propuesta por Geologia de Reservorios (Rubin, 2006).	.247
Figura 5 74 <mark>– Taita descripcion</mark>	.249
Figura 5.75 - Tramo de perfilaje mud-login 3070/3100 m. <mark>autor</mark>	.251
Figura 5.76 - Tramo de perfilaje log 3075/3091m <mark>autor</mark>	.251
Figura 5.77 - Tramo mud-login 3420/3455autor	.252
Figura 5.78 - Perfil combinado 3434/3438 mautor	.253
Figura 5.79 - Corte estructural-estratigráfico N°1. autor	.254
Figura 5.80 - Corte estructural-estratigráfico N°2 (detalle) (capa a punzar: tramos seleccionados). autor	.254
Figura 6.81 - Esquema que muestra la estructura interna de las capas de arcilla (Doval Montoya et al., 19	91).
	.258
Figura 6.82 - Estructura de las arcillas bilaminares T:Oautor	.259
Figura 6.83 - Estructura de las arcillas trilaminares T:O:T. (GPA, 2009)	.260
Figura 6.84 – Estructura de las cloritasT:O:T:O	.261
Figura 6.85 - Esquema que compara la expansión por hidratación de una montmorillonita sódica con otra	3
cálcica (GPA, 2009)	.266
Figura 6.86 - Esquema que muestra el mecanismo de plasticidad de las arcillas (GPA, 2009).	.267

Figura 6.87 - Imágenes tomadas con microscopio electrónico de barrido: A y B: analcima, C y D: interior del poro de arenisca cubierto con cristales de clinoptilolita, E y F: cristales de heulandita (Estrada, 2002).

INDICE DE FOTOGRAFÍAS

Fotografía 1.1 - Pozo descubridor №2 en Comodoro Rivadavia 1907 (Turic y Ferrari, 1999)25
Fotografía 1.2 - Walter Schiller (Turic y Ferrari, 1999)26
Fotografía 1.3 - Izquierda: Juan Keidel. Derecha: Anselmo Windhausen27
Fotografía 1.4 - Miembros de la comisión geológica de YPF: Vladimiro Vinda, geólogo del yacimiento, cuarto
desde la izquierda, con los integrantes de la Comisión Geológica, Alejandro Stessin y Alejandro
Piatnitzky, segundo y tercero desde la izquierda, y Enrico Fossa-Mancini, primero desde la derecha.
Foto de una salida al campo en 1927 (Hechem, 2015)
Fotografía 5.5 - Primer registro de resistividad realizado en el mundo efectuado en un pozo del campo
petrolero Pechelbornn de Francia el 5 de diciembre de 1927 por los hermanos Conrad y Marcel
Schlumberger (Anderson <i>et al.,</i> 2008)98
Fotografía 5.6 - Coating de arcilla autigénica de naturaleza esmectítica en clastos de arenisca x 10 (González
M. et al., 2002)
Fotografía 5.7 - Coating de arcilla en formación Comodoro Rivadavia, se observa disminución de espacio
poral intergranular. X 60. (González et al., 2002)182
Fotografía 5.8 - Muestra arenisca de Fm. Yacimiento el Trébol, reemplazo por caolinita obstruyendo
gargantas porales (González et.al., 2002)182
Fotografía 5.9 - Arenisca de la Formación Comodoro Rivadavia donde se observa la impregnación de
petróleo y algunas características texturales como la forma de los clastos subangulosa-subredondeada
y algunos fragmentos líticos. El cuarzo no presenta pátinas de material fino. La impregnación se
produce en forma de rastros de petróleo mediano y su apariencia es lavada (alta saturación de agua)
Profundidad: 2466. Vista a lupa 20x origen: recortes de perforación (Foto: Rubín, 2005)
Fotografía 5.10 - Se aprecia la forma subredondeada de los clastos y la naturaleza cristalina del cuarzo.
Además se observa la impregnación de petróleo mediano color castaño. La muestra presenta aspecto
lavado (alta saturación de agua) profundidad 2518 m. Lupa10x (Foto: Rubin, 2005)183
Fotografía 5.11 - Equipo técnico de Alianza Petrolera en locación del pozo (de izq. A derecha): Geólogo
Rubin, D., Ing. Gerente Ziperovich, S., Geofísico Ploszkiewicz, V., Ing. de perforación, Del Soto, D., Ing.
de operaciones, Lopez Ansín, C. (Rubín, 2005)184
Fotografía 5.12 - Fotografía de arenisca típica de formación190
Fotografía 5.13 - Imágenes de arcillas obstruyendo gargantas porales. Difractometría de rayos X (fotografías
Rial, G., 2005)
Fotografía 5.14 - Fotos: Rubín. D., 2007
Fotografía 5.15 - Fotos: Rubín. D., 2007
Fotografía 5.16 - ARENISCA TOBÁCEA: gris claro blanquecino, fina, en parte mediana, subredondeada, en
parte subangular, R.ular selección, abundante cuarzo hialino, aislados líticos verdosos, grises claros,
escasa pirita, restos carbonosos, escasa matriz arcillosa, cemento silíceo, consolidada. PV: pobre243
Fotografía 5.17 - Foto: Rubín, D., 2007
Fotografia 5.18 - Fotografias de recortes capa N°2 (principal sugerida).autor

INDICE DE TABLAS	
Tabla 5.1	
Tabla 5.2 - Tabla de porosidad en reservorios (Levorsen, 1973). Revisor: debería aclararse a	aquí que es
porosidad primaria.	86
Tabla 5.3 - Tabla de permeabilidad en reservorios de petróleo y gas (Dresser Atlas, 1992 en C	Camargo Puerto,
2008)	
Tabla 5.4 - Tabla de densidades de los minerales más comunes que se encuentran en las roc	as
sedimentarias. autor?????????????	
Tabla 5.5 – Muestra la densidad del fluido cuando se perforan formaciones con lodos de baj	a pérdida de
agua	
Tabla 5.6 - Clasificación del petróleo <mark>según el color. Autor</mark>	
Tabla 5.7 - Tabla de relaciones cromatográficas (Adolph et al, 2006)	
Tabla 5.8 - Tabla síntesis de pases formacionales según prognosis del pozo en la propuesta,	profundidad por
perfilaje y por control geológico. La sigla MBBP significa profundidad real medida desc	le la superficie, o
metros bajo boca de pozo. La sigla MBNM significa profundidad bajo nivel de referenc	ia o nivel del
mar, es decir la cota de cada pase	
Tabla 5.9 - Síntesis de manifestaciones de hidrocarburos por tramo de 100 mts	
Tabla 5.10 - Manifestaciones de hidrocarburos en control geológico.	
Tabla 5.11 - Punzados en pozo ELMaEx-1 y <mark>ELMa e- 1002. (Verificar pozo)</mark>	
Tabla 5.12 - Síntesis de pases formacionales según prognosis del pozo en la propuesta, profu	Indidad por
perfilaje y por control geológico.	
Tabla 5.13 - Tabla de manifestaciones de hidrocarburos	
Tabla 5.14	
Tabla 5.15	
Tabla 5.16	
Tabla 5.17	
Tabla 5.18 - Pronostico del intervalo: GAS HUMEDO.	
Tabla 5.19 - Pronostico del intervalo: GAS SECO / IMPRODUCTIVO.	
Tabla 5.20 - Pronostico del intervalo: GAS SECO / IMPRODUCTIVO.	
Tabla 5.21 - Sintesis de pases formacionales por perfil y mud-login.	
Tabla 5.22 – Pronostico del Intervalo: GAS HUMEDU.	
Tabla 5.23 - Pronostico del Intervalo: GAS SECO / IMPRODUCTIVO.	
Tadia 5.24 - Pronostico del Intervalo: GAS SECO / IMPRODUCTIVO	

CAPÍTULO 1 INTRODUCCIÓN

El presente Trabajo de Tesis Doctoral se realizó con el objeto de contribuir al conocimiento del comportamiento y modelado de los reservorios de hidrocarburos gaseosos instalados en el sector conocido como "Centro de Cuenca" en el Golfo de San Jorge.

Se siguen los principios de Rogers (1994) expuestos por Stinco en "Introducción a la caracterización de reservorios de Hidrocarburos. Empleo de técnicas de subsuelo en la evaluación de formaciones" (2001).

La propuesta metodológica de los mencionados autores consiste básicamente en utilizar la mayor cantidad de datos, relacionarlos y construir una interpretación que permita predecir comportamientos de un yacimiento según dos líneas de criterio, uno estrictamente geológico al que Rogers (1994) denomina caracterización estática, y otra a la que llama caracterización dinámica que consiste simplificadamente en agregar a los parámetros geológicos datos de producción que permiten elaborar un escenario de comportamiento dinámico de los reservorios y predecir lo que podría ocurrir siguiendo diferentes lineamientos de trabajos de desarrollo.

La propuesta de Rogers (1994) involucra un factor fundamental que es el tiempo tanto para las actualizaciones como para la incorporación de datos permanentes que es una técnica básica en la Geología-Ingeniería de reservorios, y el monitoreo de las variaciones de diseño y predicciones en función de ése parámetro. Con esto se propone el ajuste y evolución de las interpretaciones que se dan al incorporar nuevos pozos o estudios en un yacimiento y precisar así decisiones a tomar a partir del denominado modelado estático y dinámico de reservorios (*static&dynamic modeling*).

Este estudio plantea una problemática instalada en prospectos ubicados en el sector central de la Cuenca del Golfo San Jorge, y se desarrolla una metodología que permite su resolución, aplicando el criterio geológico en la selección de las herramientas de prospección geofísica y de análisis directo de muestras (*mud-loggin*) adecuadas al área de estudio. Utilizando la prospección sísmica disponible se analiza la Geología en conjunto a nivel regional y local, estableciéndose el comportamiento de los reservorios afectados por la tectónica singenética y marcando tendencias de los paleocauces involucrados, además se determinan los paleoambientes principales modelando el diseño geométrico y arquitectural a nivel sub-regional y local.

Teniendo en cuenta el espesor promedio de los reservorios y la resolución vertical mínima de la herramienta, ésta técnica se aplica a nivel de bloque y de pozo en conjunto o de unidad geológica (Formación o Miembro). Así se puede obtener un delineado de un grupo de reservorios y establecer un comportamiento general del conjunto como así también contribuir a la determinación del paloeambiente y la influencia tectónica sufrida.

Los perfilajes (*wire line logs*) son una insustituible fuente de datos geológicos para la evaluación de formaciones, con o sin hidrocarburos, ya que brindan con alto grado de precisión, información sobre la profundidad, espesor, buzamiento, parámetros texturales, composición y caracteres petrofísicos de los niveles de roca atravesados por la perforación, y los fluidos que contiene. Al tratarse de un registro continuo, el muestreo que se obtiene es de un alto valor analítico. El volumen de roca analizado es de gran importancia comparado con la escala, o volumen, estudiado a través de testigos, y por lo tanto los datos obtenidos son más representativos.

La información que proveen los perfilajes es de carácter cuantitativo, y los datos son objetivos y repetitivos ya que el muestreo no es selectivo, sino permanente, y los análisis pueden realizarse cuantas veces sea necesario, aún después de varios años de efectuada la operación, aplicando cálculos y técnicas actualizadas que permitan reinterpretaciones con diferentes enfoques del problema.

Entre las cuencas productivas del país, la del Golfo San Jorge es una de las que exhibe mayor grado de compartimentación a distintas escalas, tanto estructural como estratigráfica, incrementándose el riesgo tanto para la exploración como para el desarrollo de yacimientos. Por lo que la problemática planteada para la selección de una metodología de trabajo que aplique datos de orígenes diferentes, en el Centro de Cuenca, está dada por la gran complejidad en las propiedades de los fluidos y litologías presentes a lo largo de la columna estratigráfica, y especialmente en los niveles de interés prospectivo, que si bien responde a un ambiente continental sin mucha variedad, se torna muy compleja al momento de analizar reservorios equivalentes dada su discontinuidad y carácter de estanco que poseen.

El presente trabajo valora particularmente la interpretación de los distintos principios físicos eléctricos, magnéticos, sónicos y radiactivos, en que se basan las herramientas de perfilaje, para aplicarlos al complejo arreglo estratigráfico del centro de cuenca.

A partir de la limitada información geológica, debido a una baja cantidad de sondeos con registro de pozos, se expondrá el uso de un set de perfilajes que permita determinar las facies en los reservorios de los típicos yacimientos multicapas de esta cuenca. Es decir que nos permita primeramente, identificar y describir las características sedimentológicas, estratigráficas y estructurales del área, para posteriormente interpretar sus paleoambientes, entender la distribución y abundancia de las rocas y sus fluidos contenidos, logrando así, una correcta caracterización de la calidad petrofísica de los reservorios del área de estudio.

El control geológico de pozos se considera una importante herramienta que correctamente aplicada y relacionada a los perfilajes de pozo permite arribar a importantes conclusiones en lo que respecta a identificación paleoambiental a través de propiedades texturales de las rocas analizadas (Stinco, 2001; Spalletti, 1980). Se valora la información proveniente de las distintas fuentes que ésta técnica aporta tal como la cromatografía

gaseosa y la descripción de muestras a la lupa, trabajando con el set de perfiles y aplicando la metodología de análisis de curvas relacionadas a la textura y litología para ajustar con precisión el sub-ambiente y la geometría y arquitectura de los reservorios.

Este conjunto integrado de técnicas conduce a un completo y abarcativo análisis de los reservorios y su entorno y permite concluir con una reconstrucción adecuada que determinará lineamientos a seguir al momento de modelar un prospecto o un yacimiento y seleccionar sectores propicios para la ubicación de pozos exploratorios o diseñar planes de desarrollo.

OBJETIVOS

- Aplicar las herramientas que utilizan principios geofísicos para analizar y resolver problemas de orden geológico en un yacimiento de hidrocarburos.
- Validar y comparar diferentes técnicas de obtención y procesamiento de datos con el objeto de interpretar el comportamiento geológico y dinámico de los reservorios involucrados.
- Predecir la conducta de los reservorios a diferentes tratamientos relacionados a lodos, terminación del pozo y estimulaciones, completando así la caracterización estática y elaborar a futuro una estrategia de gestión que tienda a la optimización del tratamiento dinámico.
- Aprovechar el grado de resolución de las diferentes herramientas y realizar una evaluación detallada, que permita un procedimiento adecuado para obtener datos que sean de utilidad concreta para definir características petrofísicas y geométrico-sedimentológicas, que contribuyan al conocimiento y predicción de los factores intervinientes en el entrampamiento de hidrocarburos.
- Contribuir al conocimiento y difusión de técnicas propias de la Geología de Subsuelo a través de la explicación detallada de las utilidades interpretaciones y validez de conclusiones de las diferentes herramientas de caracterización y sus escalas de aplicación, posibilidades de extrapolación de los datos y correlación horizontal de los resultados.

- Aplicar en la realidad el paquete de conclusiones a que se arribe recomendando el tipo de perforaciones a realizar en diferentes sectores, orientación de los blancos exploratorios o blancos de perforación (targets) y posibilidades concretas de cada sector analizado de obtener hidrocarburos pasibles de explotación comercial a corto y mediano plazo.
- Contribuir, desde el punto de vista pedagógico, a la apertura de nuevas líneas de investigación y la difusión de la experiencia obtenida entre colegas de la Industria Petrolera que incentiven a la aplicación de un sistema integrado de conocimientos y técnicas orientados a la resolución de los complejos problemas que se plantean en la Geología cuando el acceso a los reservorios es a través de métodos indirectos.

UBICACIÓN

La Cuenca del Golfo San Jorge es una amplia región ubicada en la Patagonia central entre los paralelos 43° y 47° de latitud Sur. Comprende la zona meridional de la provincia del Chubut, la parte norte de la provincia de Santa Cruz y gran parte de la plataforma continental argentina en el Golfo San Jorge. (Figura 1.1)

El área de estudio se ubica geográficamente al sur del límite provincial entre Chubut y Santa Cruz, específicamente, entre las localidades de Comodoro Rivadavia y Caleta Olivia. Se accede por la Ruta Nacional Nº3 que bordea la costa donde se ubican varios pozos como los de Punta Delgada, Pan de Azúcar, Lobería, para luego, proseguir por caminos de ripio hacia el Oeste; uno de los más comunes parte desde el sitio denominado Lobería y desde allí tras recorrer 50 km hasta llegar a la Estancia la Mariposa pasando por El Romero, Los Olmos y otras ubicaciones de antiguos pozos perforados en su mayoría en los años 70 y 80.

Próximo a la costa y cercano a la localidad de Caleta Olivia (20 km al N) se encuentra el Bloque Lomita de la Costa al que se accede por el camino de Estancia el Mangrullo; este, con rumbo Este-Oeste, conecta con varios pozos ubicados en la región sud del área estudiada. Los caminos pertenecen a estancias que atraviesan y, tras varias tranqueras y permisos de circulación, puede accederse al Gasoducto General San Martín que conecta yacimientos de la Cuenca Austral con los centros de consumo de las principales ciudades del país. El gasoducto puede recorrerse en campos de la Estancia La Mariposa.

La ubicación geológica del área de estudio, corresponde específicamente al centro o depocentro de la Cuenca del Golfo San Jorge y se desarrolla en el CAPÍTULO 2.Se seleccionaron tres bloques en particular, por contener mayor densidad y calidad de información y por relacionarse entre sí, con el objeto de extrapolar los resultados a todo el ámbito del Centro de Cuenca; no obstante se analizaron todos los pozos perforados y se correlacionaron todos los datos entre sí pretendiendo obtener una interpretación que conduzca a la modelización del área.



Figura 1.1- Ubicación geográfica del área de estudio.

ANTECEDENTES

Las primeras menciones geológicas de la región del Golfo San Jorge deberían retrotraerse a los relatos de los viajeros y exploradores que avistaron o recorrieron sus costas durante el siglo XIX. En este marco puede considerarse a Darwin como el primer científico que observó las rocas desde ese punto de vista. Si bien Darwin menciona a las vulcanitas y pórfidos meso-jurásicos, no tuvo contacto con el relleno cretácico de la cuenca. En los relatos de Musters, Moreno, Moyano, Lista o Fontana (Rolleri *et al.*, 1999), que entre otros recorrieron y describieron parte de Chubut y Santa Cruz a finales del siglo XIX, se reconocen descripciones de las secuencias mesozoicas. Pero fue Carlos Ameghino (1890) el primero en realizar una descripción geológica del cretácico aflorante en las márgenes del río Senguerr, estableciendo su relación con los depósitos infra y suprayacentes. Si bien Carlos describió las rocas en el campo, su hermano Florentino fue el

que le dio difusión a través de numerosas publicaciones, y el que introdujo el nombre de Chubutiano.

A finales del siglo XIX y durante las dos primeras décadas del siglo XX, los geólogos Wichmann, Bonarelli, Windhausen, Schiller, Stapenbeck, Roth, Keidel y Groeber (Rolleri *et al.*, 1999), entre otros, se ocuparon de la descripción y el estudio del relleno de la cuenca del Golfo San Jorge.

A partir del descubrimiento del petróleo en Argentina, en el año 1907, alojado en la Formación Salamanca, de edad terciaria, a 535 metros de



Fotografía 1.1 - Pozo descubridor N°2 en Comodoro Rivadavia 1907 (Turic y Ferrari, 1999).

profundidad en la cuenca del Golfo San Jorge, se inició una actividad exploratoria



Fotografía 1.2 - Walter Schiller (Turic y Ferrari, 1999).

(fotografía 1.1) tendiente a incorporar nuevos niveles y áreas con el fin de incrementar la extracción de los fluidos, convirtiéndose rápidamente en una de las zonas más estudiadas desde el punto de vista geológico.

En 1910 y 1911, el geólogo Walter Schiller (fotografía 1.2) visitó Comodoro Rivadavia y elaboró un prolijo mapa geológico de la zona de explotación (Schiller, 1925, en Hechem, 2015). Allí mismo había observado unos abovedamientos muy suaves en las capas del Patagoniano, que afloraba en la zona costera, en correspondencia con un grupo

de pozos muy productivos. Supuso entonces que la estructura de la formación petrolífera debía ser similar a la que se observaba en superficie y este sería el punto de partida de las argumentaciones que durante muchos años habrían de orientar la perforación de pozos de exploración y desarrollo, según las cuales el entrampamiento de los hidrocarburos se debía a factores estructurales.

Anselmo Windhausen Entre 1919 y 1922 realiza su estudio geológico de la región del golfo San Jorge

Juan Keidel (fotografía 1.3, izq.) realizó, en 1917, exploraciones de alcance regional e identificó tres zonas geológicas en la Patagonia, que de Oeste a Este son:

- 1. Subandina, constituida por los estratos más antiguos de la región.
- Área de elevaciones, que alcanzan los 1300 metros de altura y terminan en el gran codo del río Senguerr, constituidas por los Estratos Con Dinosaurios (Wichmann, 1927).
- 3. Faja de mesetas y terrazas cubiertas por los sedimentos del Terciario, a partir del curso superior del río Senguerr y hacia el Atlántico.

En 1921 el geólogo Richard Wichmann y el ingeniero Hermitte, postularon que las acumulaciones de petróleo se encuentran donde las facies se vuelven arenosas y advirtieron sobre la repetida alternancia de las zonas permeables e impermeables, tanto en sentido horizontal como en sentido vertical. Por lo que concluyeron que, en el caso de la zona petrolífera del Chubut, los conocimientos adquiridos permiten establecer que la explotación del mineral es una cuestión de facies.



Fotografía 1.3 - Izquierda: Juan Keidel. Derecha: Anselmo Windhausen.

Con la creación de Yacimientos Petrolíferos Fiscales, en 1922, Guido Bonarelli recomendó la contratación de los geólogos Fossa Mancini, Vinda, Egidio Feruglio, Piatnitzky y Danilo Ramacioni (Rolleri *et al.*, 1999), entre otros, para la conformación de la División Geología. Realizaron un trabajo sistemático de la región con el que el conocimiento avanzó en forma exponencial en poco tiempo.

Los primeros avances en la comprensión de la geología del petróleo se refirieron a la noción de vinculación entre las acumulaciones de petróleo y las variaciones laterales de la porosidad y permeabilidad de las rocas que las contenían y la recurrencia de esas características lateralmente y también en vertical. Con el transcurso del tiempo se admitió la importancia de las líneas de falla en el entrampamiento de hidrocarburos (Fossa Mancini, 1933), se perforaron anticlinales, incrementándose la profundidad de los pozos, según la idea de que la roca generadora estaría ubicada en intervalos más antiguos pertenecientes al Cretácico superior.



Fotografía 1.4 - Miembros de la comisión geológica de YPF: Vladimiro Vinda, geólogo del yacimiento, cuarto desde la izquierda, con los integrantes de la Comisión Geológica, Alejandro Stessin y Alejandro Piatnitzky, segundo y tercero desde la izquierda, y Enrico Fossa-Mancini, primero desde la derecha. Foto de una salida al campo en 1927 (Hechem, 2015).

Entre el reducido grupo de geólogos extranjeros que contribuyeron a la organización de la actividad exploratoria, Egidio Feruglio se proyectó como uno de los más trascendentes, realizando diversas publicaciones sobre la constitución geológica del Golfo San Jorge tanto en Boletines de la Sociedad Geológica Italiana como en la Revista de la Sociedad Argentina de Estudios Geográficos. Pero la obra que ubicaría a Feruglio como uno de los más importantes exponentes sería la *Descripción geológica de la Patagonia*, editada por YPF en 1948.

Las principales herramientas de exploración que se utilizaron en la cuenca del Golfo San Jorge fueron los estudios de geología de superficie, la información aportada por lo pozos y los sondeos estratigráficos. Seguidamente, la introducción de métodos geofísicos fue un avance significativo para la búsqueda de nuevos yacimientos y fue, sin

duda, Enrique Fossa Mancini el más decidido propulsor de las técnicas geofísicas para la exploración del petróleo, sosteniendo que "todos los métodos geofísicos pueden resultar útiles para la búsqueda de petróleo, aunque la mayoría de ellos se encuentra todavía en el estadio inicial de su desarrollo."

De esta manera, en la década del '40 ya se habían descubierto yacimientos en ambos flancos de la cuenca a profundidades que triplicaban la original, iniciándose más adelante la exploración hacia el Oeste, principalmente en el área correspondiente a Las Heras en la Provincia de Santa Cruz.

Roll (1938) fue el encargado de estudiar la zona de afloramientos ubicada al Sur del río Deseado, estableciendo las bases de la distribución y características sedimentarias y estructurales del Chubutiano, y su relación con el Complejo Volcánico Sedimentario.

La relación entre el Chubutiano, el Neocomiano marino y el Complejo Volcaniclástico jurásico en el sector oeste de Chubut era conocida desde antes del descubrimiento el petróleo, pero el desarrollo posterior de la exploración por medio de perforaciones permitió comprobar que en gran parte de la cuenca el Chubutiano estaba separado del Complejo Volcaniclástico por una espesa sucesión "lutítica-calcáreo-oolítica" a la cual Lesta (1968) denominó Formación Pozo D-129, y el complejo se segregó en la Formación Pozo Cerro Guadal (Ferello y Lesta, 1973) y la Formación Pozo Anticlinal Aguada Bandera, las que fueron reunidas junto con la Formación Pozo D-129 en el Grupo Las Heras (Lesta *et al.*,1980).

Durante las décadas del `70 y del `80 del siglo XX, se realizaron campañas exploratorias en áreas de frontera de la cuenca en la búsqueda de sistemas petroleros no productivos hasta entonces, que incluyeron la perforación de sondeos en intervalos paleozoicos, jurásicos y neocomianos, ubicados en el denominado Flanco Oeste de la Cuenca. Entre estos emprendimientos se perforaron la mayoría de los pozos exploratorios

del Centro de Cuenca, en algunos casos muy exitosos como los de La Mariposa y Lomita de la Costa.

El fin del siglo XX se caracterizó por el trabajo con bases en los datos de producción de yacimientos desarrollados, densidad de pozos exploratorios y una revisión de las características de las principales trampas productoras, a efectos de predecir áreas con potencial de nuevas reservas. La evolución del conocimiento sedimentológico, el análisis de facies, la sismoestratigrafía; la sísmica 3D y el estudio integral de la cuenca y los sistemas petroleros permitieron realizar un nuevo enfoque sobre las secuencias mesozoicas, tanto a nivel regional como aplicado a sectores o problemáticas locales. En el Centro de Cuenca se perforó el pozo Pan de Azúcar en 1997, que, si bien aportó interesantes datos se resolvió abandonarlo por motivos de política empresarial (*Comunicación verbal de A. Salvay de YPF*).

Durante la primera década del siglo XXI, nuevos emprendimientos concretaron la perforación de pozos exploratorios que permitieron un reproceso de la información con el aplicación de criterios y actualizadas tecnologías en perfilajes, *mud-loggin* y análisis de atributos sísmicos, que echaron luz sobre antiguos interrogantes acerca del desarrollo de esta desafiante comarca gasífera y eventualmente petrolífera. Así se perforaron entre 2005 y 2007 tres importantes pozos descubridores en los bloques La Mariposa, Lomita de la Costa y Estancia el Mangrullo. Finalmente en 2010 se comenzó con la ejecución de pozos de desarrollo en el Bloque La Mariposa, con resultados interesantes a la fecha del comienzo de este trabajo (2013), aunque actualmente (2019) el área presenta actividad muy baja.

No obstante, se estima que el potencial de la mayor región prospectiva de la Cuenca del Golfo de San Jorge se constituye en un interrogante dado la bajísima densidad de locaciones perforadas y al número de estudios prácticamente nulo que encaren integralmente el tema aún en la actualidad (año 2020).

CAPÍTULO 2: MARCO GEOLÓGICO REGIONAL - ENTORNO GEOTECTÓNICO

La región patagónica central de Argentina presenta como elemento geológico saliente a la cuenca del Golfo San Jorge, la cual se encuentra limitada por el Macizo Norpatagónico al norte y el Macizo del Deseado al sur, extendiéndose latitudinalmente entre la Cordillera Patagónica y la Plataforma Continental Argentina. Su desarrollo geológico durante el Jurásico y el Cretácico se encuadra en un ámbito cratónico o de intraplaca, en el marco de los procesos de extensión regional generalizados que acompañaros a la fragmentación de Gondwana y a la deriva de Sudamérica hacia el occidente.



Figura 2.2 - Ubicación geográfica del área de estudio.



Figura 2.3 - Mapa macro-geotectónico de la Cuenca del Golfo San Jorge (modificado de Biddle *et al.*, 1996, en Sylwan, 2001).

Siguiendo la división de unidades sedimentarias mayores, la evolución geotectónica de la cuenca puede subdividirse en cuatro grandes etapas durante el Mesozoico y una quinta y última durante el Cenozoico. Estas etapas se desarrollan sobre un sustrato o basamento prejurásico, comprendido por unidades metamórficas, sedimentarias, volcánicas y cuyas edades varían desde posiblemente precámbricas y hasta triásicas a paleozoicas (Figari *et al.*, 1999).

La primera etapa de relleno de la cuenca, se desarrolla durante el Liásico, disponiéndose en forma de fosas y hemi-fosas tectónicas alargadas, distribuidas regionalmente en una franja de orientación NW-SE, que se extiende desde el oeste de Chubut hasta el Macizo del Deseado, atravesando en forma diagonal la cuenca. La generación de esta faja habría tenido su origen a partir de los procesos extensionales de intraplaca que resultarían de la subducción de corteza oceánica en el borde sudoccidental de Gondwana, entre el Paleozoico superior y el Jurásico inferior (Figari *et al.*, 1999).



Figura 2.4 - Izq.) Migración hacia el margen continental del magmatismo de intraplaca extensional durante el Jurásico temprano. Der.) Desarrollo de hemigrábenes en la cuenca de Cañadón Asfalto durante el Jurásico medio (Mpodozis y Ramos, 2008).

En la segunda etapa, durante el Jurásico medio y parte del jurásico tardío, la región patagónica fue sometida a un intenso vulcanismo ácido y mesosilícico, dando como resultado la generación de un extenso *plateau* riolítico e ignimbrítico con intercalaciones básicas y andesíticas que se extendieron desde el valle del Río Chubut, por el norte hasta el extremo sur del continente. Esta enorme provincia magmática está representada en el Macizo del Deseado por una secuencia bimodal compuesta por las riolitas de la Formación Chon Aike y en forma subordinada por los basaltos alcalinos de la Formación Bajo Pobre (Panza, 1995); la Formación Tobífera en la región de Magallanes (Thomas, 1949) la

Formación Lemaire en Tierra del Fuego (Caminos *et al.*, 1981) o el Grupo Bahía Laura en el *offshore* atlántico (Baldi y Nevistic, 1996). El volcanismo estuvo asociado al desarrollo de sistemas de hemigrábenes orientados en dirección NW-SE. La apertura en forma oblicua de la cuenca de Cañadón Asfalto con un rumbo marcadamente noroeste (Fígari, 2005) es seguida por la apertura de una serie de *rifts* casi ortogonales a la Cordillera Patagónica, como el representado por las cuencas de Río Senguerr, Río Mayo y Río Guenguel que son parcialmente sincrónicas con la apertura del Mar de Weddell, normalmente consideradas como basamento económico de la cuenca, de edad bajo-cianobathoniana en la Cuenca del Golfo San Jorge.

La tercera etapa evolutiva correspondiente a un estadio evolutivo de rift tardío, se desarrolló durante el fin del Jurásico y el principio del Cretácico (Hauteriviano), caracterizándose por la generación de fosas y cubetas extensionales que se rellenaron con sedimentos marinos y lacustres, y en partes aluviales, con acumulaciones volcaniclásticas subordinadas debido al decrecimiento de la actividad magmática. A esta secuencia sedimentaria se la ha denominado como Neocomiana, y la escasez de material tobáceo, que contrasta con las sucesiones sedimentarias supra e infrayacentes, evidencia un cambio en el comportamiento geotectónico y la paralización de la actividad magmática y volcánica. Este hecho se vincula a un aumento en el ángulo de subducción y a la transmisión de esfuerzos transtensivos a partir del comienzo de la migración de Sudamérica hacia el oeste. Los depocentros, de orientación preferencial NW-SE se concentraron mayoritariamente en el ámbito occidental de la cuenca, donde fueron invadidos por transgresiones marinas protopacíficas desde el oeste y/o desde el sur a través de la Cuenca de Magallanes. La deformación compresiva del orógeno iniciado en el Jurásico se hace más evidente a partir del Neocomiense (Cretácico inferior) registrándose discordancias angulares dentro de la secuencia neocomiana de la cuenca del Golfo San Jorge atribuida a pulsos orogénicos (Figari et al., 1999).

La cuarta etapa corresponde al Chubutiano (Hauteriviano tardío-Maastrichtiano), durante la cual se produce la mayor transformación de la cuenca. La actividad del arco se reanuda con intensidad, la orientación NW-SE de las fosas jurásicas y neocomianas se transforman en una gran depresión con su eje mayor en dirección E-W, además la pendiente regional se invierte, y el inmenso aporte piroclástico se distribuye en toda la región. Esta transformación en la cuenca que acompaña a cambios importantes en la actividad volcánica y magmática de la Patagonia, se asocia al ciclo Patagonídico. La importancia de esta etapa se manifiesta en la evolución de la Cuenca Chubutiana debiendo ésta responder a los nuevos esfuerzos compresionales y transtensionales (Figari *et al.*, 1999).

La sedimentación se desarrolló en condiciones de clima semiárido dentro de un amplio sistema de lagos salinos-alcalinos, inicialmente meromícticos estratificados y de fondos subóxicos; para luego evolucionar a cuerpos de aguas holomícticos y someros de fondos óxicos. La secuencias continentales generadas en este período conforman el Grupo Chubut cuya unidad inferior corresponde a la formación Pozo D-129 considerada como la roca generadora principal. Esta sección lacustre es remplazada lateralmente por planicies fluviales de tipo entrelazado denominada Formación Matasiete.

Las secuencias continentales superiores del Grupo Chubut incluyen los principales reservorios de la cuenca. La formación Castillo (Aptiano-Albiano) se apoya en discordancia sobre las formaciones Pozo D-129 y Matasiete, siendo su equivalente en subsuelo la formación Mina El Carmen. La sedimentación ocurrió en un sistema fluvial perenne con amplias planicies de inundación en las que se depositaron gran cantidad de materiales piroclásticos.

En discordancia sobre la formación Castillo se apoya la Fm Bajo Barreal (denominándose Formación Cañadón Seco en el flanco norte y Formación Comodoro Rivadavia en el flanco sur), abarcando el intervalo de tiempo geológico desde el Cenomaniano al Coniaciano. Los depósitos lenticulares de arenas de origen fluvial contenidas en estas unidades son los reservorios de mejor calidad petrofísica y más alta productividad, debido al menor contenido de material piroclástico y a los procesos diagenéticos que imprimieron una porosidad secundaria.

Las formaciones Meseta Espinosa (Flanco Sur) y Yacimiento El Trébol (Flanco Norte) le suceden en concordancia a la secuencia anterior abarcando desde el Coniaciano hasta el Maastrichtiano. La formación Yacimiento El Trébol presenta un origen fluvial a deltaico, mientras que en el centro de cuenca las facies deltaicas pasan a marino someras, prevaleciendo en los bordes de la cuenca una sedimentación eólica y fluvial.

En la cuenca del Golfo San Jorge se reconocen solo dos transgresiones atlánticas desde el Maastrichtiano al Cenozoico. La transgresión Maastrichtiana-Terciaria inferior, coloquialmente conocida como "Salamanquense", permitió la instalación de un mar que perduró hasta fines del Paleoceno temprano y la transgresión Patagoniana, que se desarrolló a partir del Oligoceno cuspidal con una permanencia marina hasta el Mioceno medio. La notoria ausencia de la transgresión eocena media tardía, que se encontraría reemplazada por equivalentes continentales de las tobas con mamíferos, ha sido atribuida a la elevación producida por la colisión de la dorsal Farallón-Aluk (Folguera y Ramos, 2002).

La actividad extensional verificada en el Maastritchtiano-Daniano provocó la propagación de las fallas mayores preexistentes hacia niveles más someros, así como un incremento en la velocidad de subsidencia (Nocioni, 1993), lo que habilitó la primera transgresión atlántica en la cuenca (Legarreta *et al.*, 1990) en un tiempo en el que no existió un ascenso significativo en el nivel del mar (Haq *et al.*, 1987). Lo mismo sucedió durante el Oligoceno-Mioceno inferior, fenómeno extensional que dio lugar a la ingresión marina del Patagoniense. Debe apuntarse que este fenómeno tuvo un carácter regional que trascendió la cuenca del Golfo San Jorge, habiéndose postulado alguna perturbación astenosférica acaso vinculada con aquella que, contemporáneamente, dio origen a la meseta de Somuncurá (Kay *et al.*, 1993; Ardolino y Franchi, 1993).




Figura 2.5 - a) Mapa global que muestra la distribución de las placas para el Cretácico inferior y. b) placas para el Oligoceno superior-Neógeno y la relación de la placa sudamericana con las placas de Nazca y Antártica (Folguera y Ramos, 2002).

De esta manera, en concordancia sobre el Grupo Chubut se apoya una serie de secuencias marinas y continentales cenozoicas que se inician con la formación Salamanca (Maastrichtiano superior-Daniano) constituida por fangolitas y areniscas glauconíticas. Transicionalmente le sigue una sucesión continental correspondiente a la formación Río Chico que representaría la regresión marina entre el Paleoceno tardío y el Eoceno medio.

Le suprayace a esta sucesión la formación Sarmiento (Eoceno medio-Mioceno inferior) compuesta dominantemente por tobas y depósitos de origen eólico y fluviales, con abundantes paleosuelos. En discordancia erosiva se depositó la formación Chenque (Mioceno inferior) originada en un ambiente marino somero a estuarino-mareal, correspondiente a la segunda transgresión atlántica. A ésta le sigue la Fm. Santa Cruz, completando un megaciclo transgresivo-regresivo resultado de las oscilaciones eustáticas del nivel del mar y de una renovada subsidencia de la cuenca. La columna sedimentaria finaliza con una sucesión de gravas fluvio-glaciales y pedemontanas denominada "rodados patagónicos", del Mioceno superior-Pleistoceno.

De lo anteriormente expuesto se deduce que la cuenca del Golfo San Jorge posee una compleja historia de subsidencia, relleno y deformación, siendo estos mismos procesos los que finalmente han determinado la distribución y acumulación de hidrocarburos en la cuenca.

CAPÍTULO 3: ESTRUCTURA

En la Cuenca del Golfo San Jorge coexisten estructuras compresivas y extensivas, que constituyen trampas de hidrocarburos (Salomone *et al.*, 2002). En el sector oriental de la cuenca domina un estilo extensional con fallas directas de orientación WNW-ESE; con su borde septentrional abrupto y el meridional más tendido. En el Flanco Sur las fallas directas principales inclinan al NE, mientras que en el Flanco Norte lo hacen hacia el SW; la porción *offshore* continúa con el mismo estilo extensional, pero el tren de fallamiento cambia hacia una orientación WSW-ENE reflejando el fuerte control que ejercen los bordes de bloques basamentales del Macizo Norpatagónico.

Según Figari *et al.* (1999), se pueden reconocer en la cuenca cinco sectores diferenciados entre sí en base a sus estilos estructurales propios. En la porción oriental de la cuenca se diferencian el Flanco Norte, Fanco Sur y Centro de Cuenca; mientras que hacia el occidentes se ubican la Faja Plegada de San Bernardo y el Sector más occidental de la cuenca.



Figura 3.6 - Delimitación de los cinco sectores definido por Figari *et al.* (1999), en base a los estilos estructurales de la Cuenca del Golfo San Jorge y orientación dominante de las fallas para cada sector (Modificado de Sylwan *et al.*, 2008).



Figura 3.7 - Corte estructural S-N del Flanco Norte, a lo largo del yacimiento El Tordillo, mostrando la orientación y buzamiento de las fallas hacia el SW en el flanco abrupto de la cuenca Las líneas amarillas indican el porcentaje de reflectancia de vitrinita Ro (Condat, 2005).

Más hacia el oeste, siempre dentro del sector oriental de la cuenca, cerca del límite con la Faja Plegada, la asimetría se va perdiendo, tomando un aspecto de graben completo. Las estructuras extensivas principales se caracterizan en todo el ámbito oriental por ser lístricas en la profundidad. Estas son las estructuras más comunes y económicamente más importantes y están relacionadas con el proceso de *rifting* que dio origen a la cuenca. Aunque la fase temprana del *rifting* mesozoico culminó en el Jurásico medio, muchas fallas continuaron su movimiento durante el Jurásico superior - Cretácico inferior.

La mayoría de las estructuras productoras de hidrocarburos fueron formadas durante una fase tardía del fallamiento activo, durante el Cretácico superior hasta el Terciario inferior. Mayormente hay dos tipos de fallas, las que involucran al basamento, incorporadas y reactivadas por los sistemas de fallamiento tempranos, y las fallas normales desvinculadas, que se curvan y se hacen paralelas a los estratos pelíticos del Jurásico superior – Cretácico inferior. Es común la presencia de pliegues de sobre-rotación en el bloque colgante de los sistemas de fallas antitéticas que generan un conjunto de bloques menores asociados a la estructura principal.



Figura 3.8 - Secciones transversales S-N y E-W de la Cuenca del Golfo San Jorge según la interpretación de los datos sísmicos (Figari *et al.* 1999), donde se aprecia la asimetría de la cuenca.

En Flanco Oeste de la cuenca se reconocen dos estilos estructurales bien diferenciados que comprenden estructuras extensionales de rumbo WNW-ESE y un sistema compresivo sobreimpuesto de dirección principal NNE-SSW. Al tren estructural distensivo se le sobreimpone una serie de rasgos compresivos cuya principal expresión en superficie es la Sierra de San Bernardo, en tanto que su prolongación en subsuelo ha sido identificada en base a la sísmica registrada a lo largo de las últimas cinco décadas. Estos antiformes se han interpretado como originados por la reactivación compresiva de fallas de rumbo y normales preexistentes (Peroni *et al.*, 1995), producto de la compresión andina

que afectó a esta región originando la Faja Plegada de San Bernardo (Uliana *et al.*, 1995). Está conformada por una serie de anticlinales fragmentados por zonas de fallas con fuertes componentes de rumbo y dirección NW-SE. Las fallas inversas tienen direcciones preferenciales NNE-SSW y muestran inclinaciones hacia el E y el W, además son de alto ángulo, aunque se hacen lístricas en profundidad.



Figura 3.9 - A) Imagen satelital de la Sierra de Silva (Faja Plegada de San Bernardo)
B) Mapa esquemático de la Sierra de Silva, en la que se observan tanto la dirección principal de plegamiento, como la orientación de las fallas transversales con fuerte componente de rumbo (Giacosa et al., 2008).

Existe cierta discusión acerca del inicio de la etapa compresiva, el cual habría ocurrido a fines de Cretácico o principios de Terciario. Por un lado Barcat *et al.* (1989), mencionan el inicio temprano de esta etapa vinculándola a los Movimientos Patagonídicos intermedios (Aptiano) casi en consonancia con lo expuesto por Riccardi *et al.* (1980), que asignan una edad cenomaniana para el inicio del desarrollo de la faja plegada. Sin embargo Chelotti (1996) establece que la etapa más importante de transpresión e inversión tectónica se produce en el Mioceno medio.

En el sector más occidental, si bien se encuentra en una posición más próxima a la Cadena Andina, domina nuevamente un patrón de fallamiento extensivo de dirección WNW-ESE poco alterado por la compresión terciaria. Aquí la asimetría está invertida con respecto a la zona oriental, estando el borde meridional más abrupto, y el septentrional con una estructura flexural y tendida. El distinto comportamiento de estos dos sistemas extensionales frente a la compresión que afectó la cuenca puede explicarse por la diferente orientación de los mismos frente al esfuerzo máximo compresivo. De esta manera sólo las estructuras y lineamientos antiguos con orientación transversal o fuertemente oblicuas a este esfuerzo fueron invertidas tectónicamente.



Figura 3.10 - Bosquejo simplificado de la historia geotectónica mesozoica y cenozoica para la Sierra de San Bernardo y el sector oriental de la cuenca (Giacosa *et al.*, 2008).

2.1 - Área de estudio

El área de estudio se caracteriza por la convergencia de los sistemas de fracturas del Flanco Norte y Flanco sur, en donde las fallas adquieren un ángulo mayor próximo a los 90° y se convierten en trazas prácticamente verticales. Esta disposición genera un sistema de compartimientos en bloques de dimensiones menores que en algunos casos se encuentran rotados conformando trampas estructurales similares a las del flanco Oeste (roll-over) tales como las que se visualizan en el bloque Lomita de la Costa.

En el Centro de Cuenca, pueden analizarse estructuras que buzan levemente al sur como ocurre en el Bloque Lobería y Estancia La Mariposa y otras que podrían buzar levemente al norte (Lomita de la Costa, Estancia Mangrullo).

Se concluye con esto que el depocentro principal se ubica al norte del bloque Lomita de la Costa en proximidades del pozo LCx-2.

CAPÍTULO 4:

SISTEMAS PETROLEROS O PETROLÍFEROS

Un Sistema Petrolero (también denominado Petrolífero) es un sistema natural que comprende un volumen de roca madre madura de hidrocarburos así como todo el petróleo y gas generado de dicha roca y que está presente en acumulaciones comerciales y no comerciales. Un sistema petrolero incluye todos los elementos y procesos geológicos que son esenciales para que un depósito de crudo y gas exista (Magoon y Dow, 1994). Estrictamente el término *"sistema"* se refiere a los elementos interdependientes y procesos que forman la unidad funcional que crea la acumulación de hidrocarburos. El nombre de los sistemas petroleros incluye el nombre de la unidad de roca madre, seguida por el nombre de la unidad principal de roca reservorio.

Los elementos que forman un sistema petrolero son:

- Roca fuente de petróleo (roca madre): es aquella que está generando o ha generado y expulsado petróleo. La roca fuente necesita haber estado sometida a un calentamiento durante un lapso de tiempo geológico para alcanzar madurez termal para generar hidrocarburos.
- *Roca almacén de petróleo (roca reservorio):* es aquella que almacena el petróleo en los poros.
- *Roca sello:* es aquella que impide que el petróleo se escape de las trampas donde se ha acumulado, es decir que no permite que el petróleo migre hacia arriba o hacia los lados.

• *Roca de sobrecarga (carga litostática):* es aquella que cubre a la roca madre y causa su enterramiento a una profundidad tal que se den las condiciones de temperatura necesarias para que se genere petróleo a partir de la materia orgánica contenida en la roca fuente.

Los procesos de un sistema petrolero son:

- Formación de trampas, incluye todos los procesos que producen la disposición geométrica favorable para que el petróleo quede acumulado y atrapado en ellas. Estos incluyen deformación de las rocas, en el caso de trampas estructurales, y procesos sedimentarios- diagenéticos, en el caso de trampas estratigráficas.
- *Generación de hidrocarburos*, procesos mediante el cual la materia orgánica contenida en la roca fuente es convertida en hidrocarburos por la acción del aumento de la temperatura y del tiempo.
- Migración de los hidrocarburos, procesos de movimiento o flujo de los hidrocarburos desde la roca madre, donde son originados, hasta la trampa, donde son acumulados.
- *Acumulación de hidrocarburos en las trampas*. Cabe aclarar que geológicamente, la migración y acumulación de los hidrocarburos ocurren en un período de tiempo corto, o en un momento geológico.



Figura 4.11 - Esquema del Sistema Petrolero, sus componentes y relación entre ellos (Rubín, 2009).

Por lo expuesto anteriormente, se pude decir que existen dos episodios temporales: el tiempo de duración y el de preservación. El primero, es el tiempo que tomó en formarse un sistema petrolero, ya que necesita suficiente cantidad de tiempo geológico para ensamblar todos los elementos esenciales y para llevar a cabo los procesos necesarios para formar un yacimiento petrolífero. Si la roca madre es el la unidad más antigua depositada y la roca de carga litostática (sobrecarga) necesaria para madurar es el elemento más joven, entonces las diferencia de edades entre lo más antiguo y lo más joven, es el tiempo de duración del sistema petrolero.

El tiempo de preservación es el lapso de tiempo en que los hidrocarburos contenidos dentro de ese sistema pudieron haber estado preservados, modificados o destruidos. Empieza después que los procesos de generación, migración y acumulación son completados. Los procesos que pueden ocurrir durante este tiempo son la remigración, degradación física y biológica o la destrucción completa de los hidrocarburos. La remigración existe solo si ocurre deformación por plegamiento, fallamiento, levantamiento o erosión.

En la cuenca del Golfo San Jorge se han caracterizado dos sistemas petroleros. El más prolífico Pozo D-129/Bajo Barreal se extiende ampliamente en el ámbito oriental y

central de la cuenca y comprende todos los yacimientos de los Flancos Norte, Sur y la Faja Plegada (Figari *et al.*, 1999). Dentro de este sistema se reconoce otro secundario con la Fm Castillo-Mina del Carmen como reservorio, el cual estaría caracterizado por tiempos de expulsión-carga tardíos y la menor o inexistente alteración de crudos (Jalfin *et al.*, 1999). El sistema D-129/Castillo o equivalente es comparable al sistema D-129/Bajo Barreal pero se distingue por incluir petróleos técnicamente más maduros con biodegradación leve o nula. El sistema Aguada Bandera/Bajo Barreal que incluye una porción subordinada de las reservas, se restringe al flanco occidental y parcialmente al borde sudoeste de la faja plegada (Figari *et al.*, 1999; Laffitte *et al.*, 2001).



Figura 4.12 - Ubicación de los sistemas petroleros principales de la Cuenca del Golfo San Jorge (Figari *et al.*, 1999).

La revisión de líneas sísmicas del Área Colhue-Huapi ha permitido reconocer la presencia de fosas pre-chubutianas, de elongación E-W a NNW-SSE y de dimensiones de algunos kilómetros hasta varias decenas de kilómetros. Por otro lado, los registros de pozo reflejan un relleno compuesto por distintos tipos de depósitos aluviales y lacustres, siendo las facies centrales de los paleo-lagos las de mayor concentración de materia orgánica. La

presencia de *Celyphus rallus* indica la facies lacustre típica del Neocomiano generador de la zona oeste de la Cuenca. Algunos restos ocasionales y mal preservados de algas del tipo *Botryococcus* apoyan un sistema lacustre de agua dulce a salobre (Vallati, 1996 en Bellosi *et al.*, 2002).

Como se mencionó anteriormente, los antecedentes geoquímicos para el sector oriental de la cuenca indicaban que todos los petróleos del área se habrían generado en la Fm. Pozo D-129, correspondiente a una roca madre no marina depositada bajo condiciones carbonático-salinas, con aporte variable de materia orgánica terrestre y de madurez térmica moderada. Sin embargo, en el pozo PG.x-2 (Pampa de los Guanacos) fue detectada una acumulación que sugería una roca generadora depositada en ambiente lacustre de agua dulce y con mayor madurez térmica (Zumberge y Brown, 1992).

Investigaciones sobre petróleos de Colhue-Huapi indicaron la presencia de un fluido atípico almacenado en la Fm. Mina del Carmen superior del pozo Ea.LE.x-101 (Estancia La Escondida), ubicado al N del yacimiento Ea. La Escondida (Bellosi *et al.*, 2002). El estudio cromatográfico de este petróleo es diferente de las variantes conocidas de petróleos de la Fm. Pozo D-129, fundamentalmente por la conjunción del carácter fuertemente parafínico con leve predominio de cadenas con número de carbono impar, alta concentración absoluta de n-alcanos y concentración relativa de isoprenoides disminuida. Por lo que tanto los datos composicionales como cromatográficos indican que el petróleo de Ea.LE.x-101 fue originado en una roca madre distinta de la que originó los petróleos de los pozos adyacentes.

En efecto, la impronta del petróleo de Ea.LE.x-101 es compatible con la conocida para los petróleos genéticamente ligados a los sedimentos lacustres de agua dulce del Neocomiano en el Flanco Oeste, cuyo patrón geoquímico está detalladamente descripto en Figari *et al.* (1999) y se ha extendido también al Flanco Sur (Sylwan *et al.*, 1998). Por lo tanto se asume que el petróleo del pozo Ea.LE.x-101 ha sido generado en secciones

equivalentes a los sedimentos lacustres de agua dulce del Neocomiano (Fm pozo Anticlinal aguada Bandera), presentes en el Área Colhue-Huapi.

Aunque aún restan evaluar varios componentes de este sistema petrolero, es válido elaborar un esquema preliminar de sus características que pueda servir como aproximación para su exploración futura. Además cabe especular con que en lugares de la zona principal de yacimientos (Flancos Norte, Sur y Faja Plegada) donde existen depocentros lacustres neocomianos bien maduros podrían haberse generado hidrocarburos, actualmente solapados por y mezclados con los dominantemente originados en la Fm. Pozo D-129.



Figura 4.13 - Esquema generalizado mostrando distribución de los principales elementos de los diferentes sistemas petroleros presentes (Bellosi et al. 2002).

La alternativa de un sistema de carga originado en unidades pre-chubutianas se encuentra también apoyada por estudios realizados en el área de Manantiales Behr, donde secuencias Neocomianas generadoras podrían haber contribuido a la formación de acumulaciones petrolíferas (Jalfin *et al.*, 2005) en zonas de limitada influencia de una cocina asociada a la Fm Pozo D-129.

4.1 -Principales elementos de los Sistemas Petroleros en la Cuenca del Golfo San Jorge

Las rocas generadoras de hidrocarburos corresponden a niveles de lutitas negras ubicadas dentro de la Formación Pozo D-129. Las vías de migración para los hidrocarburos generados, fueron las fallas extensivas que conectan los diferentes elementos generadores y almacén, y que junto con la red de fracturación asociada, constituyen los localizadores de las acumulaciones de hidrocarburos.

Los reservorios son los cuerpos arenosos localizados en la Formación Bajo Barreal, con orientaciones generales NE-SW y espesores que raramente superan los 3 metros. Estos depósitos presentan fuertes variaciones en sus características petrofísicas, tanto lateral como longitudinalmente. El entrampamiento es de carácter compuesto, estructuralestratigráfico, con predominancia de alguno de ellos, en diferentes situaciones. El fluido mayormente contenido en los reservorios es petróleo, pero a medida que se asciende estructuralmente hacia el Oeste, aumenta la participación de niveles gasíferos en la columna productiva. También en el área estudiada los reservorios son productores de gas seco o húmedo.

La distribución de fluidos se halla fuertemente condicionada por la estructura y por el alto grado de heterogeneidad, de origen sedimentario, que en algunos casos produce aparentes anomalías en la distribución normal de fluidos. Los sellos, están dados principalmente por las variaciones faciales de areniscas a pelitas y en menor medida por el fallamiento.

4.2 - Rocas generadoras

En la **Fm.** *Pozo Anticlinal Aguada Bandera*, se encuentra preservada una moderada proporción de carbono orgánico total (1%<COT<3%), con materia orgánica soluble de alrededor de 1000 ppm y espesores locales de algunos cientos de metros (Peroni *et al.*,

1995). Los picos S2 de pirólisis Rock-Eval (medición con un instrumento analizador de pirolisis, básicamente un cromatógrafo) alcanzan 10 mg HC/g roca (HC: Hidrocarburos) y los índices de hidrógeno son próximos a 400 mg (Laffitte, 1994 en Figari *et al.*, 1999). La contribución biológica reconocida es una mezcla de restos vegetales terrestres y acuáticos, dando lugar a kerógenos del tipo I y II, generadores de hidrocarburos líquidos, y hacia los bordes adquiere características de generadora de gas debido al incremento de material terrestre (kerógeno tipo III).



Figura 4.14 - Síntesis geoquímica de las Megasecuencias 0 y 1 para el sector occidental de la cuenca (Modificado de Figari *et al.*, 2000).

Los análisis de madurez térmica y pirólisis de esta unidad en distintos depocentros y a igual profundidad se muestran decididamente variables, en virtud de la evolución de los hemigrábenes y la subsidencia cretácico-neógena (Figari *et al.*, 1997). En los análisis microscópicos resulta predominante la materia orgánica amorfa, asociada al palinomorfo *Incertae-sedis Celyphus rallus*, probablemente relacionado con algas azul-verde de la familia *Rivulariacea*, de ambiente lacustre, aguas de salinidad reducida y estratificadas. También se asocian *Cyclusphaera sp., Balmeiopsis sp. y Foraminisporis sp.*, junto con abundante pirita indicadora de condiciones reductoras (Vallati, 1996, en Bellosi et al., 2002). Peroni *et al.* (1995) sugieren que las facies orgánicas neocomianas se habrían desarrollado en ambientes anóxicos profundos, medianamente salobres y bajo un régimen climático húmedo con reducidos contrastes estacionales.

Para zonas intermedias a marginales de la cuenca, el modelado crono-térmico del intervalo rico en kerógeno indica un lapso de generación de más de 85 Ma, desde el Cretácico medio a fines del Paleógeno (Peroni *et al.*, 1995), es decir simultáneo con la depositación de los reservorios principales (Fm. Bajo Barreal y equivalentes). Las fangolitas de la Fm. Pozo Cerro Guadal y del Complejo Volcánico Sedimentario (base del Neocomiano) presentan facies orgánicas menos ricas en materia orgánica, siendo el kerógeno predominante de tipo III (aporte terrestre), (Figari *et al.*, 1997).

La *Fm Pozo D-129* contiene pelitas lacustres que constituyen la roca generadora principal de la zona oriental de la cuenca, especialmente en el Flanco Norte y Sur. Las fangolitas de la Fm Pozo D-129 fueron depositadas en un ambiente lacustre, moderadamente reductor, bajo una influencia de aguas salinas carbonatadas (Peroni *et al.*, 1995), siendo su contenido orgánico una mezcla algal-bacterial con significativo aporte terrestre. Los kerógenos detectados varían desde el tipo I/II (petróleo) a mezclas de tipo II/III e incluso Tipo III (gas).

Esta unidad presenta buen desarrollo areal, espesores que superan el centenar de metros de COT de 3% y materia orgánica algal que se va haciendo terrestre hacia los

márgenes de la cuenca. La gravedad API* de los petróleos entrampados fluctúa en un amplio rango: 44° los condensados de la sección basal de la sección Mina El Carmen, livianos de 30° a 38°, no alterados, no biodegradados de la sección media de la misma unidad, siempre con muy poco agua o secos; medianos a pesados de entre 20° a 25° en la Fm. Comodoro Rivadavia con degradación leve a severa, y en el orden de los 20° para la Fm. El Trébol.

(*Escala de gravedad específica desarrollada por el Instituto Estadounidense del Petróleo (American Petroleum Institute, API) para medir la densidad relativa de diversos líquidos de petróleo, expresada en grados.)



Figura 4.15 – Mapa de distribución areal del techo de la Fm. Pozo D-129, su predominio sobre el sector oriental de la cuenca y su madurez termal (Fitzgerald et al., 1990, modificado de Sylwan et al., 2008).

4.3 - Rocas Reservorio

La *Formación Mina del Carmen (Sector Oriental) – Fm. Castillo (Flanco Oeste),* presenta sedimentitas depositadas en un ambiente fluvio-lacustre, sobre planicies aluviales de escaso relieve y fuertemente controladas por la actividad volcánica. Con un espesor medio superior a los 900 metros, alberga hidrocarburos en areniscas finas a conglomerádicas, con importante proporción de material piroclástico en bancos de 6,5 metros de espesor (González *et al.*, 2002). La presencia de finos, la intensa cementación en las texturas gruesas y la alta compactación de los niveles texturalmente más finos, explican la baja calidad de estas litologías, a excepción de las arenas de granulometría media. Los reservorios se encuentran aislados entre sí, con manifiesta desconexión hidráulica. La profundidad media del tope se encuentra entre 1920 y 2180 mbnm, siendo la disposición de los cuerpos arenosos que alojan los reservorios predominantemente norte-sur.

El promedio general de la permeabilidad para estas rocas oscila entre los 20 y 40 mD. Como se mencionó, los petróleos entrampados en estos reservorios provienen de la Fm. Pozo D-129; en general son livianos, con una gravedad API de entre 30° a 38°, no alterados y sin procesos de paleobiodegradación, así como tampoco de procesos de gas biodegradación moderna de gas. En la sección basal es común encontrar acumulaciones de condensados de 44° API y de gas seco con presencia moderada de dióxido de carbono.

Tanto en la localización de los reservorios como en su explotación esta unidad es la que presenta mayores dificultades, aunque albergue un importante volumen de reservas cuya explotación requiere pozos profundos y técnicas de estimulación en general innecesarias en las unidades suprayacentes (Condat, 2005).

La *Fm Bajo Barreal (Flanco W)*, corresponde a un sistema de reservorios múltiples o multicapas, resultado de una alternancia de cuerpos arenosos y pelíticos de origen fluvial. Esta arquitectura aluvial-fluvial ha desarrollado una fuerte compartimentación, que distingue cuerpos menores dados por la geometría, densidad e interconexión de los cuerpos arenosos, y a menor escala, la subdivisión de estos está representada por las heterogeneidades intrareservorios y las barreras de permeabilidad interna tales como discontinuidades, cambios litofaciales y superficies limitantes o variaciones diagenéticas o petrofísicas (Jalfin *et al.*, 1999).



Figura 4.16 - Esquema de la estructura sedimentaria que caracteriza los reservorios multicapa de la Fm. bajo Barreal inferior. - Columna estratigráfica tipo de una arquitectura fluvial entrelazada (Slatt, 2006).

El análisis sedimentario de imágenes resistivas de pozo pertenecientes al Miembro inferior de la Formación Bajo Barreal sugiere la presencia de un ambiente fluvial en conjunción con una componente piroclástica que se incrementa en profundidad, lo cual se observa claramente en los cambios de tonalidad y textura que presenta el registro de imagen. La imagen resistiva analizada presenta una sucesión de areniscas, arcilitas y tobas limosas (Acosta *et al.*, 2005).

Dentro de esta unidad se pueden distinguir en las secuencias de imagen, tres elementos componentes arquitecturales principales, descriptos tanto en subsuelo como en afloramientos (Hechem, 1996, Sciutto, 1981):

 Cuerpos entrelazados de sinuosidad media a alta que corresponden a cuerpos arenosos de canal, que son principalmente de granulometría media a muy gruesa hasta conglomerádica y de color gris verdoso a gris amarillento. Estos cuerpos son cordoniformes, tienen geometría lenticular a mantiforme, alcanzando espesores entre 2 a15 metros, anchos entre 150 y 1200 metros y una relación ancho/espesor de 15 (Jalfin *et al.*, 1999).



Figura 4.17 - Resultados del estudio petrográfico y difracción de rayos X para los depósitos interpretados como canales activos y amalgamados (Acosta *et al.*, 2005).

2) Planicie aluvial: Estos cuerpos presentan elementos tales como barras transversales de canal entrelazado producto de la migración de canales, compuesto por sedimentos finos que actúan como sellos locales y laterales, compuestos fundamentalmente por limoarcilitas tobáceas gris verdosas, tobas e ignimbritas las cuales normalmente se hallan perturbadas por excavaciones, raíces y grietas de desecación, desarrollando en ocasiones algunos paleosuelos (Bridge *et al.*, 1997).



Figura 4.18 - Resultados del estudio petrográfico y difracción de rayos X para los depósitos interpretados como canales abandonados y depósitos lobulados (Acosta *et al.*, 2005).

3) También pudieron reconocerse facies de imágenes que sugieren depósitos de explayamientos los cuales fueron interpretados como cuerpos de desborde depositados en posiciones adyacentes a los canales como consecuencia de corrientes que irrumpen de forma súbita sobre la planicie de inundación producto de la rotura del albardón durante las inundaciones. Compuestos por areniscas muy finas a medianas de color gris verdoso y tienen geometría mantiforme, cuneiforme y lenticular. En general estos cuerpos son delgados con espesores que varían entre algunas decenas de centímetros hasta 2,5 metros y presentan una alta relación ancho/espesor mayor de 100. La calidad de estos cuerpos lobulados como reservorio es moderada a baja, aunque se han explotado muchos de ellos.

En general podemos establecer que el ancho promedio de los cuerpos arenosos de la Formación Bajo Barreal, superan los 150 no metros, y que es esperable la presencia de acuñamientos y variaciones importantes de permeabilidad en cortas distancias, también en sentido longitudinal.

Los petróleos de la Fm. Bajo Barreal son pesados a medios con densidades API en un rango de 15° a 30°, principalmente parafínicos



Figura 4.19 - Asociación de electrofacies correspondientes a los cuerpos descriptos para la Fm. Bajo Bareal esquematizadas en un ambiente fluvial idealizado (Acosta *et al.*, 2005).

a parafínicos nafténicos y/o asfálticos, debido a la intensidad de la biodegradación.

La *Formación Comodoro Rivadavia (Flanco Norte)*, fue depositada en un ambiente fluvial (Hechem, 1996), como lóbulos en sistemas efímeros, rellenos de canales o cuerpos tabulares extensos por amalgamación, la unidad alcanza un espesor medio de 900 metros con capas de 5,7 metros de espesor promedio de areniscas finas a conglomerádicas de condiciones petrofísicas muy superiores a la de la Fm. Mina del Carmen. La profundidad media del tope oscila entre 1070 y 1200 mbnm.

Por sus condiciones petrofísicas, su menor proporción de materiales piroclásticos, procesos diagenéticos que generaron porosidad secundaria, y la extensión de las unidades mineralizadas, esta unidad es la que registra el mayor volumen de petróleo acumulado. Además un gran número de gargantas porales se caracterizan por tener una tortuosidad de baja a moderada. Las paredes porales son generalmente rugosas aunque en los niveles donde se desarrolló un crecimiento secundario la rugosidad baja. La porosidad promedio es de aproximadamente el 17% para la producción. Los valores medios para la permeabilidad mejoran sustancialmente en esta formación, siendo una media para capas productivas del orden de los 40 a 50 mD. Los petróleos de esta formación son medianos a pesados, con densidades del orden de entre los 20 y 25° API, pudiendo ser caracterizados como parafínicos a parafínicos y hasta asfalténicos,

La *Formación Cañadón Seco (Flanco Sur*): corresponde a areniscas fluviales que tienen cualidades petrofísicas de mediocres a pobres y forman reservorios multicapa, discontinuos y de poco espesor. Las mismas pelitas de la unidad intercalada entre los cuerpos de areniscas actúan como sello a nivel local, mientras que en la Fm. Meseta Espinosa (Flanco Sur), predominantemente pelítica, actúa esencialmente como sello regional.



Figura 4.20 - Diagrama interpretativo de los diferentes subambientes presentes en la Fm. Cañadón Seco del Flanco Sur o Sector Lomita de la Costa-El Mangrullo del Centro de Cuenca.

La *Fm. Yacimiento El Trébol (Flanco Norte)*, caracteriza un sistema fluvial anastomosado y meandriforme de moderada a baja energía que posibilitó el depósito de estas areniscas medias a gruesas en bancos de espesor promedio de 5 metros, localizadas por debajo de los 770-910 mbnm. El espesor medio del conjunto de la unidad es de 300 metros. El ambiente depositacional para esta unidad grada de fluvial a deltaico en el Flanco Sur y hacia el centro de cuenca, las facies deltaicas pasan a marino someras.

Las porosidades varían entre 10% y 35% ubicándose el promedio en 25%, ésta es primaria y secundaria, reconociéndose una porosidad intergranular frecuentemente ampliada por disolución de la matriz/cemento, y de granos inestables como feldespatos, incrementando así la interconexión entre poros. Por otro lado la matriz caolinítica por su

distribución en parches afecta la porosidad y permeabilidad, mientras que el cemento calcítico obstruye completamente la porosidad primaria y secundaria.

La densidad de los hidrocarburos de esta formación presenta un promedio de 20°API, mientras que la viscosidad en condiciones de fondo, está entre los 10 y 30 cp.

Revisor: cita

4.4 - Rocas Sello

En teoría cualquier roca podría actuar como sello, dependiendo de las relaciones de capilaridad existentes entre el reservorio y el sello. Sin embargo ciertos escenarios depositacionales tienen mayor propensión a generar rocas con cualidades de sello. En la columna estratigráfica de la Cuenca del Golfo San Jorge (Jalfin *et al.*, 2005), se distinguen 4 ambientes principales con capacidad de producir sellos a gigaescala:

a) Sellos de origen lacustre. Debido a la naturaleza continental de Grupo Chubut, una gran cantidad de sedimentos finos fueron depositados en ambientes lacustres y planicies de inundación adyacentes al sistema de canales activo. Sellos de origen lacustre de considerable extensión se reconocen en la Fm. Pozo D-129 y en la Fm. Cañadón Seco (Miembro O-12). En amplios sectores del flanco norte se ha observado en la sección superior de la Fm Pozo D-129 una serie de progradaciones de deltas lacustres ricos en facies arenosas que son selladas tanto por pelitas laminadas como por calizas oolíticas fuertemente cementadas que se depositaron como barras costeras. Esta asociación-reservorio sello puede localizarse en muchos sectores de la cuenca y, aunque las facies reservorio poseen limitadas dimensiones (escala de bloque de falla), las rocas sellantes tienen espesores de decenas de metros y areal que alcanza la centena de km². Del mismo modo, aunque con un carácter regional restringido al flanco sur de la cuenca, el Miembro O-12 de la Fm. Cañadón Seco incluye limolitas y limos arcillosos depositados en un ambiente lacustre somero. Esta unidad separa a las principales entidades productivas Caleta Olivia y Cañadón Seco.



Figura 4.21 - 1) Línea sísmica 2) Interpretación de la sísmica como la progradación de deltas lacustres en el Yacimiento La Carolina (Pozo LC-603, Jalfin *et al.,* 2005).

b) Sellos de origen aluvial-fluvial: si bien las facies de planicie de inundación representan un sello a gigaescala dado que están presentes en todos los sectores de la cuenca, su estabilidad solo resulta ser efectiva a escala de bloque debido a que los depósitos de planicie se ven interrumpidos por cuerpos arenosos (reservorios). La Formación Bajo Barreal, por la extensión y potencia de las facies de planicie de inundación (sello) sugiere que los cursos avulsionaban con frecuencia frente a una cierta tasa de agradación vertical, dando lugar a una arquitectura de cuerpos arenosos aislados (reservorios). Estas características arquitectónicas pueden observarse con ciertas variaciones laterales de oeste a este en el Flanco Sur, pero resultan totalmente diferentes en el Flanco Norte, donde la Fm. Comodoro Rivadavia está integrada por un conjunto de canales multiepisódicos conectados lateralmente con escaso desarrollo de planicies de inundación. En tal sentido, en la Fm. Castillo - Mina del Carmen, las extensas planicies de inundación encontraban el aporte de sedimentos limo-arcillosos proveniente de los canales fluviales como así también de abundante material

piroclástico. En la fig. 4.22 se observa un modelo de sellos locales y subregionales que actúan en reservorios de la formación comodoro Rivadavia-Cañadón Seco.



Figura 4.22 - Modelo de distribución de cuerpos para la Formación Cañadón Seco (en amarillo los cuerpos porosos y permeables correspondientes a los reservorios y en rojo los intervalos impermeables de los cuerpos pelíticos; b) respuesta eléctrica entre pozos (en amarillo los cuerpos canalizados); c) reconocimiento de fajas de canales a partir de datos sísmicos (bandas de distintos colores).Modificado de Stinco. 2015).

c) Sellos de origen piroclástico: a través de toda su historia evolutiva la Cuenca del Golfo San Jorge ha recibido el aporte de lluvias de cenizas provenientes del arco volcánico que limitaba la cuenca por el oeste-noroeste. De este modo ignimbritas, tobas soldadas, tobas retrabajadas, y en algunos casos edafizadas configuran efectivos sellos verticales y laterales englobando los reservorios de canal. La presencia de material piroclástico tiene su máxima expresión en la Fm. Castillo/Mina del Carmen, para ir reduciendo su ocurrencia en las formaciones cretácicas más jóvenes. Nuevamente en el Terciario ocurre una difundida sedimentación de tobas impermeables asimiladas a la Fm Sarmiento. La presencia de espesos paquetes de materiales piroclásticos finos no solo impidieron la fuga de hidrocarburos sino que previnieron a los reservorios ya cargados del ingreso de aguas meteóricas que provocaba la temprana biodegradación del crudo (Jalfin *et al.*,2005).

Revisor: recordar que las ignimbritas son vulcanitas....y si las tobas son puras...también

d) Sellos de origen marino: existen dos pulsos de origen marino registrados en la Cuenca del Golfo San Jorge: uno occidental durante el Neocomiano (Fm. Pozo Cerro Guadal) procedente desde el paleopacífico y el otro desde el Este alrededor del límite K-T cuando se produce la primera transgresión atlántica (Fm. Salamanca). Las lutitas marinas del Neocomiano tienen mayor desarrollo en el flanco occidental de la cuenca y sirven de sello a areniscas medianas de origen fluviodeltaico-lacustre. Por su parte, las facies finas de la Fm. Salamanca, Miembro Fragmentosa, sellan a areniscas glauconíticas y conglomerados, transgresivos residuales principalmente en el sector norte de la cuenca.



Figura 4.23 - Mapa que muestra ubicación de la extensión de la ingresión del Mar Salamanquense, representado por la Fm Salamanca, siendo su Miembro Fragmentosa. (Malumián, 2002).

4.5 - Entrampamiento

En la Cuenca de Golfo San Jorge se puede identificar cinco tipos de trampas principales:

- 1) Entrampamiento contra falla en bloque alto
- 2) Rollover
- 3) Rollover invertido
- 4) Trampa tipo "Puerta"
- 5) Anticlinal de inversión tectónica

El entrampamiento en la cuenca se produce por la interacción de elementos estructurales y estratigráficos principalmente. La componente estratigráfica es común en todos los casos y viene dada esencialmente por la presencia de cuerpos de arena aislados (de distinta geometría, densidad e interconexión) asociados al relleno de canales fluviales (Jalfin *et al.*, 1999). Dentro de los factores estructurales se pueden diferenciar dos regímenes principales como lo son el fallamiento y la presencia de pliegues relacionados a una génesis de extensión o compresión respectivamente.



Figura 4.24 - Clasificación de tipología de trampas.

4.6 - Sectores de la cuenca

A continuación se describe cada uno de los sectores de la cuenca, en función de los cinco tipos principales de trampas estructurales encontrados en ella:

Los flancos norte y sur están caracterizados por un marcado régimen de esfuerzos tensionales asociados a procesos de *rifting* durante el Triásico-Jurásico y durante la apertura del océano Atlántico en el Cretácico temprano. Si bien los dos flancos fueron afectados por los mismos procesos y por lo tanto hay rasgos tectónicos comunes, existen también algunas diferencias:

4.6.1 - Flanco Sur

• *Estructuras de colapso:* se originan por el plegamiento y flexura de los estratos para rellenar el espacio generado por la extensión en los bloques colgantes

(rollover). Están relacionados en general con las fallas regionales, de geometría lístrica e importante desplazamiento vertical y un complejo sistema de fallas antitéticas.



Figura 4.25 – Derecha: perfil sísmico – Izquierda: interpretación detallada del perfil en la que se observa la geometría de la falla lístrica (El Ferrocarril) y el *rollover* asociado (Jalfin *et al.*, 2005).

 Trampa tipo Puerta: este tipo de entrampamiento se origina en horsts formados por la intersección de fallas normales que buzan en sentido opuesto (Biddle et al., 1994).

4.6.2 - Flanco Norte

 Entrampamiento contra falla en bloque alto: se basa principalmente en sucesiones de fallas normales buzantes hacia el mismo sentido, formando bloques fallados cuyo basculamiento propicia la acumulación de hidrocarburos contra la falla en el bloque alto (Figari *et al.*, 1999).

- Rollover invertido: consisten en estructuras anticlinales producto de ligeros plegamientos debido posiblemente a suaves procesos de inversión tectónica.
- *Anticlinal de inversión tectónica:* la estructura puede considerase como un pliegue por propagación de falla, disminuyendo el ángulo en profundidad.



Figura 4.26 - A) Mapa en tiempo existente para un nivel cercano al tope de la Fm. Pozo D-129 B) Modelo 3D (Jalfin *et al.*, 2005).

Pueden observarse, en el mapa de la fig. 4.26, las fallas que limitan la estructura en el subsuelo del Anticlinal Perales. El modelo 3D muestra la geometría de parte del anticlinal así como la falla principal y la falla antitética (Jalfin *et al.*, 2005).

El modelo de entrampamiento más efectivo, según Vottero (*et al.*, 2000), estaría relacionado a los bloques altos de las fallas antitéticas en los lineamientos regionales. La causa residiría en que dichas fallas han sido eficaces vías de migración durante las últimas etapas del proceso de generación-expulsión-removilización. Este modelo es el que presenta

mayores posibilidades de albergar hidrocarburos correspondientes a petróleos medianoslivianos, con muy buena movilidad. La interacción entre las fallas sintéticas regionales y sus antitéticas relacionadas, generan un espacio de acomodación donde se desarrollan estructuras de tipo *roll-over*. Las estructuras tipo *horst*, limitadas por fallas directas en sentidos opuestos, y el modelo de bloque rotado, entre fallas sintéticas regionales, estarían relacionados a petróleos pesados y/o biodegradados que migraron y se entramparon durante los inicios del proceso de generación-expulsión.

4.6.3 - El Centro de Cuenca

En éste amplio sector de la cuenca el entrampamiento adquiere diferentes características según el bloque ya que en algunos lugares el entrampamiento es compatible con el Flanco Norte, en otros con el Flanco sur y en las proximidades del depocentro adquiere propiedades particulares debido al ángulo de las fallas principales que es muy pronunciado y donde la distribución de esfuerzos presenta un esquema diferente y específico (Rubín, 2006). Las particularidades del depocentro configuran un modelo de fallas de muy alto ángulo, hasta 88° medidos, que provoca un diagrama de esfuerzos que devienen en un comportamiento algo diferente siempre siguiendo el tipo de esfuerzos extensivos generales provocan un sistema de fallas principales prácticamente verticales con leves buzamientos al norte o al sur y fallas subordinadas antitéticas también de alto ángulo que provocan la rotación de bloques localizados en donde se generan interesantes entrampamientos en el sector de bloques proximales al depocentro como Lomita de la Costa (Ploszkiewicz, 2005, Rubín, 2006).

La presencia de estas estructuras sería compatible con los depósitos de gas provenientes de la generadora subyacente ya que la migración habría utilizado como principales vías las fracturas profundas o principales y como sello los sedimentos correspondientes a materiales pelíticos intercalados en paleocauces arenosos o llanuras de inundación dispuestas estructuralmente en bloques rotados como los descriptos. Este esquema explica la distribución del gas en sectores limitados a la presencia de estructuras localizadas en determinados sectores donde las condiciones generaron reservorios aptos para su acumulación.

4.6.4 – Migración

El llenado de los diversos tipos de trampas demuestra la existencia de un eficaz proceso migratorio. La persistencia en el tiempo del proceso expulsión-migración que habría comenzado hace unos 110 Ma continúa en el presente, ha acompañado el desarrollo completo de la fase de subsidencia térmica de la cuenca (Sag: etapa de subsidencia termal en una cuenca sedimentaria), y eventos posteriores.

A lo largo de esta evolución las fallas maestras actuaron como canales de migración para el hidrocarburo que expulsaba la porción correspondiente de roca generadora. A medida que el petróleo ascendía, llenando en ese proceso las unidades que se encontraban en condiciones petrofísicas apropiadas, o sea los reservorios, la complejidad estructural se incrementaba por la ocurrencia de sistemas antitéticos al principal y consecuente subdivisión de los bloques mayores de falla en multitud de bloques menores y por lo tanto de reservorios menores, proceso que evolucionó y continúa en el tiempo, mientras prosigue el de expulsión-migración.

En toda la cuenca, la migración más eficiente ha sido la vertical por medio del sistema extensivo de orientación WNO-ESE, que se desarrolló desde el Cretácico inferior hasta el Oligoceno, y que en ambos flancos de la cuenca e incluso dentro de la faja plegada controlan la ocurrencia de hidrocarburos. Cabe destacar que si bien la principal vía de migración fue vertical que se produjo a través del sistema de fallas de extensión, la migración horizontal también fue importante pero debido a las características de los reservorios solo fue posible una migración de corta distancia.
Migración inicial desde centro de cuenca. Migración incipiente en "bloques profundos" 80 a 60 m.a. (Cretácico alto - Terciario bajo) Efectos diagenéticos intermedios. La capacidad de conducción dependerá vidad prolongada Efectos diagenéticos máximos. Pérdida total de la capacidad co alla antitética de la eficiencia en la carga de los reser-vorios durante la 2da. etapa migratoria. Efectos diagenéticos mínimos. Capacidad de conducción de fluid de la falla y fracturas asociadas ite intacta. Centro de cuenca sobremaduro, migración poco probable. - Migración vertical de corta distancia. Vías migratorias ce-rradas por diagénesis. Acumulación de hidrocarburos. 20-30 m.a. (Oligoceno - Mioceno)



Figura 4.27 - Esquemas de las vías de migración en las estructuras extensionales del Flanco Sur (Figari, et al., 1999).

Así se produjo una compartimentación muy importante, donde cada uno de estos bloques resulta ser una unidad independiente para su llenado y preservación. En ese contexto, existen numerosos ejemplos donde el recurrente movimiento de estas fallas ha producido periódicos llenados de los reservorios apilados verticalmente resultando entonces la coexistencia de petróleos pesados, biodegradados, provenientes de un llenado y degradación inicial, con petróleos livianos y petróleos de mezcla provenientes de pulsos de migración y biodegradación tardíos en la misma estructura (Villar *et al.*, 1996). Con respecto al sistema de fracturas submeridiano, se considera que el pulso de inversión tectónica compresiva produjo principalmente la exhumación de gran parte de la Fm. Pozo D- 129 sacándola de la ventana de generación, provocando la destrucción de las nuevas estructuras y la generación de las fallas reversas como sellos, y, solo en algunos casos particulares, la creación de nuevas vías migratorias (Homovk *et al.*, 2011).

Es necesario considerar el comportamiento de las fallas en el tiempo geológico. En este sentido, es probable que las fallas que permanecieron inmóviles hayan preservado sus condiciones petrofísicas. Lo mismo parece ocurrir con el sistema de fallas antitéticas, que es más moderno. Por otra parte hubo más de una etapa de generación/expulsión y la disponibilidad de vías de migración resulta crucial para el relleno de las trampas. Podemos encontrar reservorios con diferentes tipos de petróleos, tales como:

1) *Hidrocarburos pesados, muy viscosos, de baja movilidad* probablemente resabios de las primeras etapas de migración y con una fuerte biodegradación en los reservorios. En general este tipo de hidrocarburos se encuentran en estructuras vinculadas a fallas regionales que han tenido una gran actividad a través de los tiempos geológicos. Los pozos ubicados en este tipo de estructura presentan muchas capas con evidencias de hidrocarburos pero con notorias muestras de biodegradación. En la cuenca del Golfo la actividad tectónica ha sido persistente desde el Cretácico superior, con eventos extensionales marcados en el Maastrichtiano-Paleoceno inferior (70 a 60 Ma), coincidente

con la primera ingresión atlántica, y en el Oligoceno-Mioceno inferior, con la ingresión patagoniense (Chelotti *et al.*, 1996). En general este fallamiento presenta una historia diagenética compleja con sucesivos episodios de fracturación (con capacidad de conducción de fluidos) y diagénesis (cementación y pérdida de la capacidad de conducción). En éste sentido, es probable que durante las primeras etapas de generación y expulsión hayan favorecido la conducción de los hidrocarburos hacia los niveles reservorios de la Fm. Cañadón Seco y la Fm. Mina El Carmen. Durante las sucesivas reactivaciones de las fallas se generaron procesos de fracturación y diagénesis cuyo resultado es el continuo deterioro de las condiciones petrofísicas del conducto. De este modo, en las siguientes etapas de generación y expulsión no están disponibles para los fluidos en movimiento (Vottero *et al.*, 2000).

2) *Hidrocarburos medianos y livianos*, productos de la acumulación durante las últimas etapas de migración en reservorios no disponibles con anterioridad. Estos se asocian a estructuras jóvenes o bien a estructuras preexistentes no llenadas en etapas previas. En este caso las vías de migración es el sistema de fallas antitéticas. Las producciones acumuladas de los pozos perforados en este tipo de estructuras son muy altas. En la Cuenca del Golfo, las fallas con una historia antigua más corta, es decir que su capacidad de movimiento se vio detenida en el tiempo, han permanecido como vías de migración desde el inicio de los procesos de expulsión (Vottero *et al.*, 2000).

3) *Hidrocarburos mezcla* producto de un rellenado de reservorios preexitentes y una remobilización de los hidrocarburos remanentes de las etapas iniciales. Se pueden vincular tanto a sistemas de fallas antiguas como a antitéticas más modernas. La producción de estos pozos dependerá de la cantidad de petróleo nuevo que se agregue a los reservorios. En la Cuenca Del Golfo San Jorge, el fallamiento antitético es más moderno y se ha comportado como excelente vía de migración durante las últimas etapas de migración/expulsión (Vottero *et al.*, 2000).

En esta cuenca, es probable que hayan existido al menos dos episodios completos de generación, expulsión, migración y acumulación. Así, los hidrocarburos que migraron y se entramparon en los reservorios durante los primeros pulsos migratorios, sufrieron importantes procesos de biodegradación. Si la conexión de estos reservorios con la roca madre se vio interrumpida, la biodegradación continuó hasta niveles de petróleos residuales, prácticamente inmóviles. Pero si estas conexiones y las condiciones de entrampamientos continuaron, es posible que en sucesivas etapas, nuevos hidrocarburos se encuentren alojados en estos reservorios, resultando una mezcla de petróleos que favorece la movilidad del conjunto (Villar *et al.*, 1996).Es por esto tan importante, el conocimiento de la historia geológica de las vías de migración de la roca madre o de los reservorios en sí mismo.

Particularmente en el Flanco Norte de la cuenca la expulsión del petróleo comenzó a partir de los 95 Ma, en los sectores más profundos, predominando el entrampamiento de las formaciones Yacimiento el Trébol y Comodoro Rivadavia.

En el Flanco Occidental de la cuenca, para el sistema petrolero Aguada Bandera – Bajo Barreal, los datos analíticos y modelados térmicos evidencian contenido orgánico moderado, escaso volumen de roca generadora y madurez térmica temprana a media (Figari *et al.*, 1997). Dichos parámetros podrían ser responsables de las escasas reservas detectadas hasta el momento en este sector de la cuenca.

En el borde oriental de la faja plegada, se asume que la roca madre habría expulsado todo su potencial previo a la formación de la mayoría de las grandes estructuras compresivas. Esto sugiere que dicha deformación redistribuyó los hidrocarburos entrampados en antiguas estructuras extensionales.

En el sector occidental de la faja plegada, hacia donde se empobrece la calidad generadora de D-129 y crece la importancia del Neocomiano como roca madre, se observan numerosas evidencias de hidrocarburos pero sin detectarse grandes

acumulaciones. Laffitte (1993) y Hechem (1996) sugieren que, debido a la elevada madurez del Neocomiano, en ventana de generación al inicio de la inversión tectónica, y a la elevada intensidad de la inversión en el área, se habría producido una pérdida parcial a total de hidrocarburos hacia la superficie.

En el Flanco Sur se indica que el inicio de la generación - expulsión de los hidrocarburos sería entre el Campaniano-Maastrichtiano, (Gomez Omil *et al.*, 1990). La migración se realizaría a través de fallas sintéticas y antitéticas asociadas, hacia los niveles reservorios de Fm. Cañadón Seco y Mina El Carmen. La depositación de los sedimentos continúa y también los movimientos de algunas fallas regionales. Asociados a éstos movimientos y a los inicios de una nueva movilización de fluidos se produce la obstrucción de éstas vías de migración por diagénesis. Pero dichos movimientos provocaron nuevos sistemas de fallas antitéticas que vinculan los niveles generadores o tramos conductivos de las fallas sintéticas con los niveles reservorios antes mencionados.

El Centro de Cuenca obedece al comportamiento general teniendo como particularidad la acumulación de hidrocarburos preferentemente gaseosos o petróleos muy livianos. Se estima que el *timing* sería muy similar al del Flanco Sur para los Bloques próximos al depocentro (El Mangrullo y Lomita de la Costa) y de una época similar a la del Flanco Norte para los bloques meridionales como El Romero, Estancia la Mariposa y Lobería (Rubín, 2006).

CAPÍTULO 5: MATERIALES Y MÉTODOS

5.1 MARCO CONCEPTUAL METODOLÓGICO

Toda acumulación de hidrocarburos es el producto de una serie de procesos concatenados y necesarios que comprenden la génesis propiamente dicha del gas y/o petróleo, la migración, la acumulación, y su preservación.

En un sistema petrolero, los reservorios son los responsables de actuar como la roca recipiente que contiene a los hidrocarburos, siendo por ello de vital importancia el poder lograr un conocimiento acabado de los mismos.

Si bien hasta el presente no ha sido desarrollado un dispositivo tal que detecte la presencia directa de hidrocarburos en el subsuelo, distintas metodologías aplicadas tanto a la geología como a la geofísica, permiten sugerir la ubicación geográfica y el tiempo geológico a partir de los cuales es más probable encontrar acumulaciones significativas de hidrocarburos. Sin embargo, no es sino hasta el momento en que se perfora un pozo, que se confirman o no los supuestos con los datos obtenidos desde la superficie.

En general, se denomina evaluación de formaciones a un número de pasos consecutivos que permiten determinar: litología, espesor neto, espesor útil, porosidad, saturación de agua/hidrocarburos, contenidos de fluidos, permeabilidad, saturación residual de petróleo, zonas sobrepresurizadas, estructuras sedimentarias, fallas, pliegues y discordancias de la columna de rocas perforadas. Esta información es necesaria para discriminar las rocas reservorios de aquellas que no lo son, y seleccionar los intervalos que serán ensayados y aquellos que serán puestos en producción (Stinco, 2001).

Desde el punto de vista operativo-temporal, la evaluación de formaciones puede ser clasificada según se desarrolle durante la perforación o posterior a ella. Dentro de la primera se engloban el análisis de los recortes (*cutting*) y fluidos de perforación (control geológico), estudios de testigo corona y obtención de registros simultáneos con la perforación. Cuando la evaluación se realiza luego de finalizada la operación de perforación de un pozo, se encuentran las tareas de análisis de testigo corona y laterales, análisis de perfilajes de pozo abierto, perfilajes de pozo entubado y ensayos de producción.

El presente trabajo está enfocado desde un punto de vista geológico-práctico, atendiendo a los principios de medición de cada dispositivo y focalizando la atención en el uso de las herramientas y la interpretación de la información adquirida.

El perfilaje de pozos consiste en la adquisición de datos de subsuelo a partir de la interpretación de propiedades físicas de las rocas que son atravesadas por la perforación. El propósito de tomar perfiles de los pozos es el de obtener un registro gráfico de una o más de las propiedades físicas o químicas de las formaciones geológicas encontradas durante la perforación de un pozo (Pirson, 1965). Actualmente es una de las herramientas de mayor aplicación en la caracterización de reservorios, aplicándose tanto a pozos abiertos como entubados. El tipo de información que brindan los perfilajes se puede aplicar en cualquiera de las etapas de la vida del pozo, y se utiliza como una de las principales herramientas en el modelado estático de reservorios.

Un registro o perfil de pozo se puede definir como una "grabación en profundidad" de alguna o varias de las características de las formaciones rocosas atravesadas, tomadas por instrumentos de medición en el interior del pozo. Los perfiles proveen una información continua del tramo leído de propiedades físicas y petrofísicas de las rocas involucrada (toma datos cada 15 cm en herramientas normales y cada 2 cm en herramientas especiales).

5.1.1 Caracterización de reservorios

A la caracterización de reservorios le compete comprender y estar en condiciones de predecir la geometría, continuidad y configuración interna del reservorio (Stinco, 2001).

Para lograr este objetivo se basa en el uso de técnicas y metodologías de trabajo que integra la geofísica y la geología como la interpretación sísmica, la evaluación de formaciones y el análisis de las propiedades petrofísicas de las rocas. Según Rogers (1994) la caracterización de reservorios se puede definir como la suma de:

- El desarrollo sistemático del conocimiento que se tiene de la geología de un reservorio.
- La descripción de la geología y su correcta interpretación con respecto a su influencia en el movimiento de fluidos y en el comportamiento de un reservorio.
- La cuantificación y distribución de las propiedades de las rocas y de los fluidos, de manera tal, que permitan el modelado y predicción de comportamiento de un reservorio.

5.1.2 Modelado de reservorio

Se denomina modelado de reservorio precisamente al modelo conceptual de reservorio de hidrocarburos que provee la información necesaria para estimar los volúmenes de hidrocarburos potencialmente recuperables, y a su vez permite estimar por cuánto tiempo y de qué manera el yacimiento producirá de manera más eficiente.

Tradicionalmente se han distinguido dos tipos de modelado de reservorio, uno estático, que explica las rocas y sus características petrofísicas representando la arquitectura interna del reservorio y una dinámico que explica los fluidos contenidos en el reservorio y su comportamiento bajo las condiciones de producción (Stinco, 2001).

Relación entre la información obtenida y las herramientas aplicadas

Al modelar un reservorio resulta imprescindible considerar el tipo y calidad de información disponible. En los estadios iniciales del desarrollo de un yacimiento, la información más importante es obtenida a través de sísmica, como así también de los pozos y de los estudios de afloramientos y yacimientos con características similares. En forma gradual y continua la sucesiva incorporación de nueva información permite que el modelado de reservorio y su posterior simulación reflejen de forma más acertada el comportamiento del yacimiento.

Por lo tanto, la caracterización de reservorios servirá para conducir y planificar actividades diversas tales como, la trayectoria de los pozos, terminaciones, estimulaciones y desarrollo del yacimiento para lo cual, la elección de herramientas de perfilajes se torna decisiva al momento de obtener la información necesaria para la toma de decisiones. El arreglo de perfilajes se selecciona teniendo en cuenta el tipo de pozo, el tipo de lodo, la litología de la formación, el tipo de salinidad del agua de formación y la geometría del pozo a perfilar.

En el perfilaje de pozos exploratorios, el arreglo de herramientas, es más completo que cuando se trata de pozos de desarrollo, porque el requerimiento de información es mayor, debido a que aún no se conocen las propiedades petrofísicas y la posición estructural de las rocas. En este caso, según Camargo Puerto (2008), el arreglo general incluye las siguientes herramientas:

 Una combinación de dos herramientas de resistividad, que permiten medir simultáneamente tres perfiles de resistividad, leídos a diferentes profundidades de investigación. Si dentro del pozo hay lodo salado se utiliza la combinación DLL-MSFL (del inglés: DLL: *Deep Laterolog* – MSFL: *Microspheric Laterolog*). Pero si en el interior del pozo hay lodo de agua dulce o de base petróleo se utiliza la combinación DIL-SFL (del inglés: DIL: *Deep Induction* – SFL: *Spherical Induction Log*).

- Dos herramientas de porosidad por regla general, la neutrónica y la de densidad que permiten determinar la porosidad de forma más precisa, identificar la litología, y además diferenciar si el hidrocarburo presente es líquido o gaseoso.
- El dispositivo para medir el perfil de potencial espontáneo.
- Una herramienta de rayos gamma.
- El cáliper para medir el diámetro del pozo.

En los pozos de desarrollo, el arreglo de perfilaje es más sencillo, considerando que se tiene referencia de otros pozos exploratorios aledaños, e incluye como mínimo, un perfil de resistividad de investigación profunda, y un perfil de porosidad, acompañados por el cáliper y los perfiles de potencial espontáneo y rayos gamma.

Revisor: aclarar párrafo. ¿Es más sencillo porque ya se conocía información de posibles pozos exploratorios cercanos??

Generalmente la información obtenida con el primer arreglo de un pozo exploratorio, resulta insuficiente, razón por la cual, el programa de perfilaje de pozo se complementa bajando otros arreglos, con otras herramientas diferentes dependiendo de los requerimientos de información y del análisis de los datos previamente obtenidos.

Estas especificaciones son válidas tanto a escala del yacimiento (ubicación y densidad de pozos, muestreo de superficie, adquisición de datos sísmicos), como a escala de pozo (obtención de testigo corona, muestreo de fluidos, registro de perfiles, etc.). Asimismo, existe una relación directa entre la magnitud areal de la información adquiridaanalizada y el costo de obtención de la misma. (Fig. 5.28)



Figura 5.28 - Cuadro de relación Escala-Costo-Resolución para los diferentes estudios y registros que se ejecutan para caracterizar un yacimiento. (Modificado de Stinco, 2001).

5.1.3 - Fundamentos de la interpretación de perfiles

La evaluación de formaciones mediante el perfilaje de pozos presenta dos aspectos, uno cualitativo y otro cuantitativo:

La **evaluación cualitativa** consiste en correlacionar, al detalle, los diferentes niveles estratigráficos de las secuencias sedimentarias, entre pozos de un mismo campo o entre pozos de campos diferentes, e interpretar la información de los perfiles en términos de ambientes depositacionales. Todos estos datos se plasman en mapas de litofacies del subsuelo y en modelos geológicos que sirven para optimizar la localización de nuevos pozos exploratorios y de desarrollo.

La **evaluación cuantitativa** consiste en determinar las características físicas de las rocas reservorios, tales como resistividad, porosidad, permeabilidad, saturación de agua y litología. Esta información permite identificar los reservorios saturados con hidrocarburos, determinar su espesor y estimar las reservas.

Como la cantidad de petróleo o gas en la roca reservorio se encuentra contenido en los espacios porosos, para estimar las reservas de hidrocarburos *in situ* es necesario determinar la porosidad efectiva del reservorio, y el volumen total de roca saturada y su saturación de agua. Por lo tanto, las reservas de hidrocarburos están dadas por una unidad volumétrica del yacimiento, producto de su porosidad por la saturación de hidrocarburos. Además de estos parámetros se requiere también el volumen de la formación que contiene los hidrocarburos para calcular las reservas totales, debiéndose conocer entonces la potencia y el área de la roca reservorio.

Para pronosticar la producción de un pozo se hace necesario estimar el índice de movilidad de los hidrocarburos, es decir es preciso saber con qué facilidad puede fluir el líquido a través del sistema poroso. Esta propiedad de la roca que depende de la manera en que los poros están intercomunicados corresponde a la permeabilidad de la misma.

Además, la geometría, la temperatura y la presión del yacimiento, así como la litología pueden desempeñar un papel importante en la evaluación, terminación y producción de un yacimiento.

Tabla 5.1 -

Tipo de estudio	Volumen de roca involucrado	Capacidad de extrapolación del dato	Resolución del método	Costo relativo del estudio unidades
Corte delgado	0,000001 m3	mínima	máxima	1
Núcleo de	0,00001 m3	mínima	máxima	6
corona				
Testigo corona	0,1 m3	Muy baja	alta	150
Perfiles de pozo	1500 m3	media	alta	450
Sísmica	10000000000m3	alta	Media-baja	35000

5.1.4 - Propiedades petrofísicas de las rocas

El conocimiento de las propiedades petrofísicas permite definir la roca reservorio, los volúmenes de fluidos contenidos y su distribución, ayudando a entender y predecir su comportamiento. Mediante la interpretación de los perfilajes de pozo es posible determinar lo parámetros básicos a través de los cuales se podrá definir la existencia o no, de una roca reservorio y su contenido de fluido. Las propiedades petrofísicas de las rocas pueden ser medidas y ensayadas en laboratorio a través de testigos corona, testigos laterales o muestras de afloramiento.

Sin embargo en el presente trabajo se hará énfasis en la determinación indirecta de dichas propiedades mediante el perfilaje de pozos. Entre las propiedades petrofísicas más importantes cabe mencionar:

a) *Porosidad*: La porosidad (φ) se define como la capacidad de una roca reservorio de contener fluidos, y se expresa mediante su relación:

En las rocas sedimentarias la porosidad depende de la textura de la roca, la cual a su vez es función de varios factores como forma, orientación, grado de selección, empaque de los granos, grado de compactación y distribución del cemento dentro de los poros (Camargo Puerto, 2008). Desde el punto de vista genético se distinguen dos tipos de porosidad:

- Porosidad primaria o singenética, constituida por los espacios vacíos que quedan entre los granos durante la depositación en los sedimentos. Por ejemplo la porosidad intergranular de los reservorios arenosos.
- Porosidad secundaria o epigenética, formada después de la depositación, como consecuencia de fracturación, disolución, recristalización, cementación o una combinación entre ellas. Un ejemplo de porosidad por disolución es la porosidad cavernosa de las rocas calcáreas.

Tabla 5.2 - Tabla de porosidad en reservorios (Levorsen, 1973). Revisor: debería aclararse aquí que es porosidad primaria.

φ (%)	Clasificación
0 – 5	Despreciable
5 – 10	Baja
10 – 15	Regular
15 – 20	Buena
>20	Muy Buena

La práctica mundial ha demostrado que, para que un reservorio arenoso tenga producción comercial, su porosidad primaria debe ser mayor o igual al 9%. Sin embargo existen reservorios con producción comercial por debajo de éste límite debido a su porosidad secundaria adicional por fracturas (Tabla 5.2, Levorsen, 1973).

Desde el punto de vista de la contribución de la porosidad a la producción de fluidos, es necesario diferenciar entre porosidad efectiva y la porosidad total del reservorio:

- La porosidad total incluye a todos los espacios vacíos incluidos en la roca ya sea que estén o no conectados entre sí, discontinuos o aislados y de tamaño intergranular, capilar, y subcapilar.
- La porosidad efectiva incluye solo a los poros intergranulares comunicados entre sí, que garantizan la permeabilidad, definiéndose como la relación entre el espacio ocupado por los poros conectados entre sí y el volumen total de roca. Desde el punto de vista de la producción de hidrocarburos, solamente se considera a la porosidad efectiva ya que es la que permite la movilidad de los fluidos a través del medio poroso.
- b) *Permeabilidad:* la permeabilidad (K) es la capacidad de la roca para permitir fluir petróleo, gas o agua a través de los poros interconectados sin que se dañen o se desplacen las partículas de las rocas. Es decir, que corresponde a la medida de la facilidad con que una formación permite el paso de un fluido a través de ella. Se distinguen tres tipos de permeabilidad:
- Permeabilidad absoluta (Ka): se define como la capacidad de transmitir un fluido cuando la roca reservorio está 100% saturada de ese fluido; esta es una propiedad intrínseca que se mantiene constante, independiente del fluido, siempre y cuando este no reaccione con la muestra.

La clasificación de la permeabilidad en general, aplicable para este trabajo, de reservorios de gas y petróleo, se esquematiza en la tabla 5.3 en donde K es la permeabilidad medida en miliDarcy (Dresser Atlas, 1992 en Camargo Puerto, 2008).

Tabla 5.3 - Tabla de permeabilidad en reservorios de petróleo y gas (Dresser Atlas, 1992 en Camargo Puerto, 2008).

K (mD)	Clasificación
1 - 15	Mala a regular
15 - 50	Moderada
50 - 250	Buena
250 - 1000	Muy buena
> 1000	Excelente

La permeabilidad absoluta, definida por la ecuación de Darcy depende exclusivamente del medio poroso y es independiente del fluido que lo inunda, pudiéndose expresar como:

$K = Q \mu / A(\Delta P/L)$

Donde:

K= Permeabilidad absoluta

Q= Caudal

 μ = Viscosidad del fluido

A= Área del medio poroso

L= Longitud del medio poroso

 Δ P= Presión diferencial

- Permeabilidad efectiva (Ke): se define como la capacidad de una roca reservorio para transmitir un fluido cuando la roca está saturada por dos o más fluidos no miscibles como son el agua y el petróleo. En este caso, si el agua es el fluido que está en contacto con los granos de la roca se denomina fase mojante, y el petróleo que se distribuye en la parte central de los poros se denomina fase no mojante. La permeabilidad efectiva Ke, siempre es menor que la permeabilidad absoluta Ka, porque el agua de formación adsorbida a la superficie de los granos, reduce el espacio libre de los poros, lo cual dificulta la movilidad del petróleo.
- Permeabilidad relativa (Kr): se define como la razón entre la permeabilidad efectiva de un fluido con una permeabilidad parcial Ke, y la permeabilidad absoluta de dicho fluido Ka.

Cuando la permeabilidad relativa del agua en un reservorio es cero (Krw=0) un pozo produce hidrocarburos libres de agua. Esto equivale a decir que en este caso la permeabilidad relativa del petróleo Krw=1. A medida que aumenta la permeabilidad relativa del agua Krw, aumenta la cantidad de agua que produce el pozo y en consecuencia disminuye la permeabilidad relativa del petróleo (Krw), y con ello disminuye también la producción del pozo (Stinco, 2001). Yo:Se refiere a Fig.5.32*Relac/e comp. de roca y perfiles de pozo*? **Revisor: Si abrevia a " water" debería eliminarlo o ponerlo igual cuando define a perm. rel. mejor aclararlo cuando se usa por primera vez "Krw"**

Para una comprobación de la permeabilidad relativa del agua y el reservorio se puede utilizar la tipificación diseñada por Halliburton (Fig. 5.29, Halliburton, 1991 en Camargo Puerto, 2008).



Figura 5.29 - Curvas típicas de permeabilidades relativas del agua y del petróleo (Halliburton, 1991 en Camargo Puerto, 2008).

5.1.5 - Saturación de un fluido

La saturación de un fluido dado en un espacio poral es la relación entre el volumen de fluido y el volumen del espacio poral. Por lo tanto, la saturación es el porcentaje de la porosidad que realmente se encuentra ocupada por ese fluido. La saturación de agua Sw se define entonces como el porcentaje de volumen poral ocupado por agua:

$$Sw(\%) = \frac{Volumen \ de \ agua \ en \ los \ poros \ (100)}{Volumen \ total \ de \ poros}$$

Cuando en los poros solo hay agua, es decir que Sw=100%, la roca reservorio posee únicamente permeabilidad absoluta al agua Ka.

La saturación de agua (Sw) es uno de los parámetros más importantes en la interpretación de perfiles porque permite estimar la reserva de hidrocarburo en las rocas reservorios.

La saturación de agua de una formación puede variar desde un 100% hasta un valor muy pequeño denominado saturación de agua irreducible (Swirr), que corresponde al agua adsorbida por la superficie de los granos o mantenida fija en las gargantas capilares, por efecto de la tensión superficial y presión capilar respectivamente. El agua poral en condiciones de Swirr permanecerá estática, es decir que será inmóvil, por lo que la permeabilidad relativa del agua será cero y el pozo solo producirá petróleo.

En un yacimiento que contenga agua en el fondo y petróleo en la parte superior el límite entre ambas fases no siempre será clara, presentándose una transición gradual desde un 100% de agua en la parte inferior hasta un 100% de petróleo en la parte superior.Dentro de este intervalo de transición el pozo producirá de manera conjunta agua y petróleo, considerándose de manera general que cuando la Sw=60%, la saturación de agua ha alcanzado un límite crítico, por encima del cual la cantidad de agua que produce un reservorio lo hace antieconómico para su explotación (Fig. 5.30, Bidner, 2001).

Desafortunadamente, solo algunos de estos parámetros petrofísicos pueden medirse directamente en el reservorio. Por lo tanto, deben inferirse u obtenerse de la medición de otros factores físicos de las formaciones. Los diferentes registros o perfiles de pozo permiten medir una gran cantidad de parámetros como la resistividad, la densidad, el tiempo de tránsito, el potencial espontáneo, la radioactividad natural y el contenido de hidrógeno de la roca, entre otros (Pirson, 1965). La figura 5.31 muestra un esquema de cómo se produce, en caso de tratarse de una roca porosa y permeable, la distribución de las diferentes zonas de invasión del filtrado.



Figura 5.30 - Efecto de la presión capilar y las permeabilidades relativas en la zona de transición (Bidner, 2001).



Figura 5.31 - Esquema de la distribución de zonas de invasión del filtrado en una roca porosa y permeable (Camargo Puerto, 2008).

La **interpretación de registros** es el proceso por el cual dichas propiedades mensurables se traducen a parámetros petrofísicos deseados de porosidad, saturación de fluidos, y permeabilidad.

Esta traducción de parámetros mensurables a parámetros petrofísicos se complica debido al proceso propio de la perforación, ya que los fluidos de perforación desplazan o contaminan los fluidos en el interior de los poros de la roca que rodea a la pared del pozo.

Durante la perforación del pozo, la presión hidrostática de la columna del lodo es generalmente mayor que la presión de poros de las formaciones, con el objetivo de evitar la surgencia. La diferencia de presión obliga al lodo a entrar en las formaciones permeables, haciendo que las partículas sólidas del lodo se depositen en la pared del pozo formando el revoque, mientras que las partículas más finas y la fracción fluida penetran en la formación dando origen a lo que se conoce como filtrado.

La extensión de la invasión del filtrado del lodo en una formación está determinada por las características relacionadas a la permeabilidad de la roca y de los fluidos que ocupan su espacio poral. En una formación saturada completamente por agua e invadida por el filtrado de lodo, el agua de formación será desplazada por el agua de filtrado en la zona cercana a la pared del pozo, denominándose a ésta como zona lavada.

Hacia el interior de la formación se encuentra la zona invadida propiamente dicha que es una zona de mezcla entre el agua de filtrado y el agua de la formación. Más allá de la zona invadida se encuentra la formación no contaminada o zona virgen.

Cuando la formación contiene hidrocarburos, el proceso de invasión es más complejo. La zona cercana a la pared del pozo no es lavada completamente por el agua del filtrado. En el espacio poral subsisten hidrocarburos residuales y posiblemente también agua irreducible que no puede ser desplazada. La zona invadida contiene algunos hidrocarburos y una mezcla de agua de filtrado y agua de formación. Como los hidrocarburos ocupan parte del espacio poral la invasión será más profunda que en una formación similar pero saturada solamente con agua.

En estas condiciones, la invasión de filtrado desplaza mediante un proceso de empuje miscible al agua de formación, en una zona llamada anillo o *annulus*, que se caracteriza por su baja resistividad.

La zona de anillo es más pronunciada cuando la saturación de agua de formación es baja y el contenido de hidrocarburos es elevado, decreciendo a medida que aumenta la saturación del agua de formación. Más allá del anillo se encuentra la zona virgen correspondiente a la porción del reservorio que no ha sido afectado por la invasión (Dresser Atlas, 1992, en Camargo Puerto, 2008).

5.1.6 - Relación entre los perfiles y la geología del reservorio

Las herramientas de perfilaje registran las variaciones de las propiedades intrínsecas de las rocas, las cuales son el resultado de las condiciones físicas, químicas y biológicas que imperaban en el momento de sus génesis, y de las modificaciones a las que se vieron sujetas a lo largo de su historia geológica (Serra, 1987).

La interpretación de los perfiles, consiste en una traducción de parámetros físicos medibles a datos expresables a términos geológicos. Por lo tanto es necesario comprender la relación existente entre la composición, textura, estructuras sedimentarias y rasgos estructurales de las rocas, con la respuesta correspondiente de los perfiles como se observa en la fig. 5.32, (Stinco, 2001), en donde GR: Rayos Gamma; laterolog: perfil enfocado lateral; Micro: perfil enfocado puntual; RMN: Resonancia Magnética Nuclear y SP: Potencial Espontáneo.



Figura 5.32 - Relación entre la composición de una roca y los perfiles de pozo (Stinco, 2001).

De manera general se puede resumir la relación existente entre la composición de la roca reservorio y los perfiles de pozo, como así también la interacción entre la textura de una roca, las propiedades que se ven directamente afectadas y los perfiles empleados para su análisis.

De manera general se puede resumir la relación existente entre la composición de la roca reservorio y los perfiles de pozo, como así también la interacción entre la textura de una roca, las propiedades que se ven directamente afectadas y los perfiles empleados para su análisis, como lo muestra la fig. 5.33 (Stinco, 2001).



Figura 5.33 - Relación entre la textura de una roca y los perfiles de pozo (Stinco, 2001).

5.1.7 - Tipos de herramientas de perfilaje

El descubrimiento y la producción de hidrocarburos en forma eficaz y efectiva requieren conocer las rocas y los fluidos del subsuelo y de las formaciones adyacentes. Para lograr este objetivo, en base a los diferentes principios físicos mensurables, se concibieron tres mediciones de campo básicas: eléctricas-electromagnéticas, nucleares y acústicas, que aprovechan diferentes propiedades de las formaciones y determinan características geológicas. Con los avances registrados en el diseño de las herramientas y en la adquisición, procesamiento e interpretación de datos, cada tipo de medición evolucionó para generar información adicional y diferente (Arroyo *et al.*, 2006).

Los perfiles a pozo abierto toman datos de carácter geológico, mientras que los perfiles apozo entubado aportan información técnica del estado del pozo cementado y se aplican como correlación con los perfilajes de pozo abierto, o bien en operaciones de terminación y reparación de pozo (Rubín y Aguirre, 2009).

En el área estudiada se aplicaron muchos de los métodos que a continuación se describen con dísimiles resultados, que se analizarán al final del presente trabajo.

5.1.8 - Perfilajes a pozo abierto

-Registro de diámetro real del pozo (cáliper o calibre):

Es una herramienta que mide el diámetro real del pozo y se emplea para determinar las diferencias entre el diámetro teórico, o diámetro del trépano, y el diámetro verdadero del pozo. Su principal función es determinar el estado físico de la perforación, verificar el revoque, cavernas y derrumbes y calcular el volumen del cemento a aplicar durante la cementación primaria.

Esta información es de mucha utilidad a la hora de diferenciar las litologías atravesadas, en base a su resistencia geomecánica. De manera general los ensanchamientos en el diámetro del pozo se encuentran asociados a lutitas, las reducciones en el diámetro indican revoques gruesos, es decir zonas porosas y permeables como las arenas, y los diámetros normales indican formaciones duras y densas como calizas y dolomías.

Además de proveer información litológica indirecta, esta curva permite seleccionar las formaciones y puntos apropiados donde colocar los centralizadores de *casing* o realizar el anclaje de diferentes herramientas, como así también calcular el volumen de cemento que se debe aplicar en las operaciones de terminación.

-Línea de diámetro del trépano (Bit Size):

Esta curva indica el diámetro del trépano que se utilizó durante toda la perforación, por lo que también se lo conoce como línea del diámetro nominal. Es decir que corresponde al diámetro teórico que debería tener la perforación si no existiera revoque ni cavidades.



Fotografía 5.5 - Primer registro de resistividad realizado en el mundo efectuado en un pozo del campo petrolero Pechelbornn de Francia el 5 de diciembre de 1927 por los hermanos Conrad y Marcel Schlumberger (Anderson *et al.*, 2008).

-Perfiles eléctricos/electromagnéticos:

La resistividad de las rocas, propiedad fundamental utilizada por los analistas de registros para evaluar pozo de petróleo y gas, fue la primer medición efectuada con las herramientas de adquisición de perfiles operadas con cable (Anderson *et al.*, 2008). El registro de la resistividad y del potencial espontáneo en función de la profundidad, conocido como perfilaje eléctrico, fue pronto considerado un relevante método de exploración geofísica para la búsqueda de hidrocarburos (Dresser Atlas, 1992, en Camargo Puerto, 2008).

El perfilaje eléctrico con electrodos fue utilizado para identificar las zonas permeables y porosas, que con alta resistividad, indicaban la existencia potencial de petróleo o gas, mientras que los valores bajos de resistividad sugerían la presencia de agua salada.

Durante los primeros registros de perfilajes de resistividad se observó que en los pozos existían potenciales naturales, los cuales son conocidos como Potenciales Espontáneos o SP por su sigla en inglés.

En la década de 1940 Henri-Georges Doll introdujo en la industria los principios de los registros de inducción (Anderson *et al.*, 2008). Esta técnica permitía medir la resistividad de las formaciones en pozos no conductivos, especialmente en aquellos con lodo a base petróleo, superando una importante limitación de las mediciones basadas en electrodos.

Los registros eléctricos y electromagnéticos proporcionan información acerca de las propiedades conductivas y resistivas de las rocas (Rubín y Aguirre, 2009). Se aplican actualmente en todos los pozos como registro básico y diferencian parámetros de porosidad y litología de manera cualitativa. Combinados con registros de porosidad permiten calcular la saturación de fluidos.

5.1-8 – a Potencial Espontáneo

La curva de SP (*Spontaneus Potencial* = SP) es un registro de la diferencia entre el potencial eléctrico de un electrodo móvil en el pozo y el potencial eléctrico de un electrodo fijo en la superficie en función de la profundidad.

En lutitas, la curva de SP define una línea más o menos recta en el perfil, a la que se denomina línea base de lutitas. Frente a intervalos permeables, la curva muestra modificaciones con respecto a la línea base de lutitas.

Estas deflexiones tienden a alcanzar un valor constante definiendo así lo que se denomina "línea de arena". La deflexión puede ser a la izquierda (negativa por convención) o a la derecha (positiva), dependiendo de las salinidades relativas del agua de formación y del filtrado del lodo. Si la salinidad del agua de formación es mayor que la del filtrado, la deflexión es a la izquierda, mientras que si el contraste de salinidad es a la inversa, la deflexión es a la derecha.

El registro de SP se mide en milivoltios (mV), y no se puede registrar en pozos con lodos no conductivos, ya que no proporcionan la continuidad eléctrica ente el electrodo del SP y la formación.

Las deflexiones de la curva del SP resultan de las corrientes eléctricas que fluyen en el lodo del pozo. Estas, se deben a fuerzas electromotrices en las formaciones que tienen un origen electrocinético, electroquímico y por el fenómeno de adsorción selectiva.

El potencial electrocinético, también conocido como potencial de electrofiltración, se encuentra asociado al movimiento de los fluidos, y se produce cuando un electrolito fluye a través de un medio poroso, permeable y no metálico.

El filtrado del lodo de perforación es un electrolito, al que se hace fluir a través de un sólido permeable dieléctrico (revoque) hacia el interior de las formaciones porosas. La presión hidrostática del lodo es generalmente mayor que la presión de la formación, por lo que el filtrado ingresa a través del revoque hacia la roca permeable. Las fuerzas electromotrices aparecen donde la diferencia de potencial es mayor (capas permeables), por lo que si el flujo tiene una dirección desde el pozo hacia la formación, se dice que el potencial es negativo, mientras que si el flujo se dirige desde la formación hacia el pozo el potencial es positivo.

El potencial electroquímico se genera cuando dos electrolitos entran en contacto. Los electrolitos en una perforación son el lodo de perforación y el agua de formación. A cierta profundidad, la mayor parte del agua de formación contiene sales disueltas (fig. 5.34).

La diferencia de solución-concentración entre el lodo y el agua de formación genera una fuerza electromotriz. Si la concentración de sales del agua de formación es mayor a la del lodo, la corriente eléctrica penetra en la formación registrándose valores negativos de potencial.

Por otro lado, si el lodo de formación es más salino que el agua de formación se registran valores positivos de potencial.



Figura 5.34 - Origen del Potencial Espontáneo (Baker 2001 en Camargo Puerto 2008).

Debido a la diferencia de movilidad de los iones en ambos fluidos, se genera un potencial de difusión, potencial electroquímico o también llamado electro-ósmosis, ya que la solución diluida adquiere cargas eléctricas del ión que se mueve más rápido. El cloruro de sodio (NaCl), es el electrolito más común del agua de formación y el anión Cl- es más rápido que el catión Na+. De esta manera la difusión iónica se produce desde la solución concentrada (agua de formación) hacia la solución diluida (lodo), quedando la cercanía del pozo cargadas con cargas negativas como resultado de la mayor movilidad de los iones Cl-, mientras que la corriente eléctrica va desde el pozo hacia la formación permeable.

Cuando agua relativamente dulce que forma parte del lodo de perforación, se pone en contacto con las rocas, puede producirse una adsorción selectiva de algunos iones de la sal en solución, o bien provocar un cambio a un estado móvil en algunos de los iones adsorbidos por las partículas de roca. Es decir, que se genera un potencial eléctrico entre el esqueleto de la roca y el fluido del pozo (fig. 5.35).



Figura 5.35 - Esquema del comportamiento entre el agua dulce y una partícula de arcilla (Pirson, 1965).

Si representamos el esqueleto de la roca con una partícula de arcilla, que originalmente adsorbe la mayoría de los iones NaCl, cuando el agua dulce se introduce (filtrado del lodo de perforación) y entra en contacto con la arcilla, los iones de Clpermanecen adsorbidos por la arcilla, y los iones Na+ se disuelven. Sin embargo, algunos iones Na+ son atraídos electroestáticamente por la partícula de arcilla negativamente cargada, y permanecen cerca de la partícula formando una capa fija o inmóvil, mientras que los demás cationes forman una capa libre o móvil.

Por lo tanto, si se mide la diferencia de potencial entre la arcilla y un punto cada vez más retirado de dicha partícula se observa un potencial que va aumentando sucesivamente.

103

La pendiente de la curva de SP mide la caída de potencial por unidad de longitud en el pozo, lo cual es proporcional a la intensidad de corriente de potencial espontáneo en el lodo a esa profundidad. De esta manera se pueden determinar los contactos entre capas a partir de los puntos de inflexión del SP.



Figura 5.36 - Efecto del potencial espontáneo entre los límites de lutitas y estratos permeables, atravesados por lodos conductivos (Camargo Puerto, 2008).

Por ejemplo, si se pasa de una capa de arcilla o lutita a una capa de arena, la pendiente del perfil aumenta progresivamente ya que la corriente en el pozo también aumenta. En el contacto arcilla-arena la intensidad de la corriente es máxima provocándose un punto de inflexión y la deflexión de la curva. En la capa de arena la corriente disminuye progresivamente alcanzándose la máxima deflexión del SP al llegar a la línea de arena. En el contacto arena-arcillas, el perfil de SP se invierte alcanzado un nuevo punto de inflexión delimitando el contacto litológico.

La magnitud y forma de la deflexión de la curva de SP se ve afectada por los siguientes parámetros:

- Distribución de las corrientes.
- Espesor de los estratos.
- Resistividad verdadera de la formación.
- Diámetro del pozo.
- Radio de invasión del fluido de perforación.
- Presencia de lutitas y arcillas en areniscas (arenas arcillosas).
- Tipo de fluido contenido en los poros.

En resumen, dado que el desarrollo de la curva de SP se asocia con zonas permeables, su desplazamiento con respecto a la línea base de las arcillas indica la potencial presencia de la roca reservorio (Stinco, 2001). Necesariamente, se requiere que las condiciones de salinidad del filtrado con respecto al agua de formación sean contrastantes, ya que cuanto mayor sea el contraste, mayor será el desplazamiento de la curva. Al mismo tiempo, se debe tener en cuenta que la presencia de hidrocarburos disminuye el desarrollo de la curva de SP, de manera que se debe tener especial cuidado al interpretar este perfil sin la ayuda de otros **(Revisor: otras técnicas o metodologías?)**. Por lo tanto se pueden mencionar las siguientes aplicaciones y usos de la curva de SP:

1) Determinación de cambios litológicos, ya que permite diferenciar formaciones porosas y permeables de aquellas impermeables.

2) Medición de la potencia de los estratos mediante la deflexión de la curva de potencial espontáneo.

3) Obtención de una idea cualitativa del contenido de arcilla en cuerpos porosos permeables.

5.1.8 – b Resistividad

La resistividad de las rocas depende básicamente de la porosidad efectiva de las mismas, de la salinidad del agua de formación que contienen y de la cantidad de petróleo que poseen en sus espacios porales. La resistencia es la oposición que ofrece un material al paso de la corriente eléctrica.

En un conductor eléctrico la resistencia (r) es proporcional a la longitud del mismo (L) e inversamente proporcional a su área (A) porque las líneas de corriente se distribuyen en forma homogénea por toda su sección.

Según la Ley de Ohm, el producto de la resistencia (r) por la intensidad de la corriente (I) es igual a la caída de potencial (V), que existe entre los extremos del conductor. Esto significa que conociendo la caída de potencial y la intensidad de la corriente se puede calcular la resistencia. (George Simos Ohm, en Camargo Puerto, 2008).

$$r = \frac{V [Voltios]}{I [Amperios]} = ohmio(\Omega)$$

Debido a que la resistencia de un material varía en función de las dimensiones de un conductor, este concepto presenta poca utilidad práctica. Con el propósito de eliminar la influencia de las dimensiones del conductor sobre la resistencia, se utiliza el concepto de resistencia específica o resistividad R, que es la resistencia que ofrece un volumen unitario de conductor.

En perfilaje, se mide la resistividad que ofrece un cubo de roca de 1 metro de lado al paso de la corriente, cuando fluye en dirección perpendicular a una de sus caras. La resistividad R es una constante para cada material, que se relaciona con la resistencia mediante la siguiente ecuación:

$$r = R \frac{L(m)}{A(m2)} \therefore R = r \frac{A[\Omega m2]}{L(m)}$$

Donde: r es resistividad; R es una constante para cada material; L es longitud; A es área y Ω es la unidad de medida eléctrica.

La resistividad de las rocas reservorios es la propiedad física mensurable más importante sobre la cual está basada la interpretación de perfiles debido fundamentalmente a dos razones:

- Las herramientas que miden la resistividad tienen suficiente capacidad de investigación para medirla más allá de la zona afectada por la invasión del filtrado, tomando la medición en la roca virgen.
- La resistividad de los hidrocarburos hace que los perfiles eléctricos sean muy sensibles a su presencia, incluso ante una baja saturación de hidrocarburos.

La conductividad (que es la inversa de la resistividad) de las rocas sedimentarias, se diferencia de la conductividad de los metales por el hecho de que en las rocas sedimentarias la conductividad eléctrica se debe al movimiento de iones, mientras que en los metales se debe al movimiento de electrones.

En estado seco la matriz de las rocas sedimentarias está constituida por materiales no conductivos de la electricidad (cuarzo, silicatos, micas, arcillas). En las rocas sedimentarias la corriente fluye a través del agua poral e intersticial, a condición de que esta contenga sales disueltas, las cuales se disocian en cationes y aniones cuando son sometidas a un potencial eléctrico.

Los iones resultantes de la disociación de sales en agua conducen la electricidad, ya que cada ión es capaz de transportar una determinada cantidad de carga eléctrica. En consecuencia, a mayor concentración de iones y a mayor velocidad de desplazamiento, mayor será la cantidad de carga eléctrica transportada y mayor su conductividad. Se puede decir entonces que la conductividad electrolítica es proporcional a la concentración de iones en solución, y dado que el incremento de temperatura disminuye la viscosidad del agua permitiendo que los iones se desplacen a mayor velocidad, a mayor concentración de iones y a mayor temperatura menor será la resistividad (Camargo Puerto, 2008).

Los *factores que afectan el valor de la resistividad* de una formación o roca reservorio son los siguientes:

- Porosidad de la formación: Como la corriente eléctrica fluye a través del agua poral o intersticial en las rocas sedimentarias se deduce que la resistividad R es inversamente proporcional a la porosidad de la roca reservorio, de modo que cuanto menor sea la porosidad de la roca mayor será su resistividad.
- Efecto de la resistividad del agua de formación: La resistividad R de una roca reservorio será directamente proporcional a la resistividad del agua de formación Rw, contenida en sus poros. Por lo tanto, una roca cuyos poros están saturados con agua dulce tendrá una resistividad mayor que otra roca cuyos poros estén saturados con agua salada más conductiva.
- *Efecto de la estructura interna de la roca*: Para entender el efecto de la estructura interna de la roca sobre la resistividad es necesario introducir el concepto de factor de formación (F). Este factor de formación relaciona la resistividad de una roca almacén 100% saturada de agua, con la resistividad del fluido que satura la roca.

$$F = \frac{R_0}{Rw}$$

Donde: R_0 = Resistividad de la roca almacén 100% saturada en agua de Fm.

 R_w = Resistividad del agua en Fm

El factor de formación F, es una constante para una roca dada, sin importar cuál sea la resistividad del fluido que satura la roca. Este hecho permite calcular el factor F conociendo la resistividad de la zona lavada y la resistividad del filtrado del lodo:

$$F = \frac{R_{x0}}{R_{mf}}$$

Donde: R_{xo} es la resistividad de la zona lavada

R_{mf} es la resistividad del filtrado del lodo

Por lo tanto, se puede decir que F es un factor de proporcionalidad adimensional, establecido por Archie en 1942, sin embargo, depende de la estructura interna de la roca ya que varía de una roca a otra en función de los siguientes factores:

- Tamaño de los poros y de las gargantas entre los poros.
- Grado de cementación de la roca.
- Tortuosidad de la roca. (entendiendo la tortuosidad como la distancia entre dos puntos del reservorio a través del espacio poral).

La ecuación empírica que relaciona el factor de formación F, con la porosidad de las formaciones limpias se conoce como primera ecuación de Archie, la cual se expresa de la siguiente manera:

$$F = \frac{a}{\varphi^m}$$

Donde: a: es la constante que refleja la tortuosidad de la roca

m: es la constante que refleja el grado de cementación de la roca
En esta ecuación "a" y "m" son constantes que caracterizan la estructura interna de la roca y que dependen de la litología y del grado de consolidación. Por lo que el factor de formación se relaciona con la porosidad y la estructura de la roca mediante la tortuosidad. Por lo tanto F puede ser expresado para reservorios acuíferos donde no existen otros fluidos más que agua de la manera siguiente:

$$\mathsf{F} = \frac{\mathsf{R}_o}{\mathsf{R}_w} = \frac{\mathsf{R}_{x_o}}{\mathsf{R}_{mf}}$$

Donde: R_0 = resistividad de la zona virgen saturada con agua

R_w= resistividad del agua de Fm

 R_{xo} = resistividad de la zona lavada

 R_{mf} = resistividad del filtrado

• *Efecto del contenido de lutita:* Este efecto sobre la resistividad de una roca reservorio depende de la cantidad y forma de la distribución de la lutita, pudiendo estar distribuida en forma laminar, dispersa o estructural.

La lutita laminar reduce la resistividad de una roca reservorio, si esta propiedad se mide en dirección paralela a las láminas de lutita. La presencia de lutita estructural prácticamente no altera la resistividad de los reservorios, independientemente de la dirección en que se mida la resistividad, en contraste, la lutita dispersa disminuye la resistividad de la roca reservorio en todas direcciones, porque actúa como un conductor independiente y su efecto se suma a la conductividad electrolítica del fluido poral de la roca. La lutita dispersa, además de disminuir la resistividad, reduce también la porosidad, y en consecuencia, disminuye la permeabilidad de la roca reservorio. Cabe aclarar que el efecto neto de la lutita dispersa sobre una roca es poco importante cuando la roca contiene agua de alta salinidad, porque su aporte conductivo pasa desapercibido, pero es muy importante cuando la roca contiene fluidos de baja salinidad porque su aporte a la conductividad del conjunto roca-fluido es importante.

• *Efecto de los hidrocarburos*: Como el petróleo y el gas son sustancias extremadamente resistivas, su presencia en el interior de una roca reservorio aumentan la resistividad en comparación con la resistividad que tendría esa misma roca si estuviera solamente saturada con agua de formación.

La presencia de hidrocarburo en un reservorio puede establecerse mediante el índice de resistividad (IR) que se expresa de la siguiente manera:

$$R = \frac{R_t}{R_0}$$

Donde: R_t: es la Resistividad de la roca que contiene petróleo o gas R₀: es Resistividad de la misma roca que contiene solo agua

A mayor índice de resistividad, mayor saturación de hidrocarburos, y en consecuencia menor saturación de agua.

• *Efecto de la saturación de agua*: Las primeras interpretaciones cuantitativas del registro eléctrico utilizaban la siguiente fórmula:

$$S_w = \sqrt{\frac{R_0}{R_t}}$$

Simplemente implicaba la comparación de la Rt, registrada en una roca reservorio con presencia potencial de hidrocarburos, con la Ro registrada en una roca reservorio con contenido de agua del 100%. Su uso supone que ambas capas tienen factores de formación y porosidad similares y contienen aguas de formación con salinidad parecida. Por lo tanto la aplicación más apropiada para esta ecuación estaría dada en una roca reservorio de porosidad constante que tenga una columna de agua en su base y una columna de petróleo en su parte superior.

• *Resistividad del lodo*: Los lodos se dividen en conductivos (de base agua) y no conductivos (de base petróleo). Los lodos de base agua son los más comunes y con ellos se utilizan herramientas eléctricas que miden resistividad. Su conductividad depende de la salinidad del agua, habiendo lodos poco conductivos, correspondientes a aquellos que contienen agua dulce de baja salinidad, y lodos muy conductivos correspondientes a los denominados lodos salados. Los de base petróleo se utilizan para minimizar el daño de formación y con ellos se corren herramientas de inducción electromagnéticas que miden conductividad.

1 Herramientas de medición de Resistividad

Existen básicamente dos métodos para efectuar las mediciones de las resistividades de las formaciones atravesadas por pozos: el método de conducción y el método de inducción. Para efectuar las mediciones mediante el **método de conducción** es necesario que el pozo se encuentre lleno de una inyección conductiva, mientras que el **método de inducción** puede aplicarse en pozos que contengan cualquier fluido (aire, gas, petróleo o cualquier tipo de inyección).

2 Principios de la medición de la resistividad por conducción.

El método de medición de la resistividad por conducción se compone de cuatro electrodos para la medición, dos electrodos de corriente (A y B) y dos electrodos de medición de potencial (M y N). Se hace circular una corriente entre A y B midiéndose en M y N el potencial resultante. Si la formación es homogénea y su resistividad es igual a la del lodo de perforación, puede calcularse la resistividad de la formación (R), utilizando la fórmula siguiente:

$$R = K (V/I)$$

Donde V es la diferencia de potencial entre M y N, e I es la intensidad de la corriente que circula por el terreno desde A hasta B. K es un factor geométrico que depende de las distancias relativas entre A, B, M y N, siendo una constante para cada disposición de electrodos.

En la práctica, las formaciones no son homogéneas y sus resistividades difieren de la de los lodos de perforación. Por lo tanto se obtiene una resistividad promedio, ponderada del material situado en un cierto volumen de terreno.

Este promedio se conoce como resistividad aparente (Ra), por lo que la ecuación queda de la siguiente manera: Ra = K (V/ I). El registro gráfico de Ra en función de la profundidad constituye la curva de resistividad el perfil. Para obtener estas resistividades aparentes de las rocas se pueden emplear **dos tipos de disposiciones de electrodos**: la disposición normal y la lateral.

Disposición Normal

Los electrodos A y M están situados sobre una sonda (herramienta), que se suspende del extremo del cable de perfilaje para ser bajada al interior de la perforación.

Los electrodos B y N se ubican lejos de A y M pudiendo estar sobre la superficie del terreno o sobre el cable a una distancia considerable de la sonda. La distancia AM se denomina espaciamiento y el punto de referencia de la medición es el punto medio entre A y M. Este sistema usualmente se compone de dos disposiciones normales cuyos espaciamientos son de 16" (Normal Corta) y de 64" (Normal Larga) (Fig.5.37).

La disposición normal tiene generalmente gran eficiencia en las formaciones blandas, excepto en los estratos delgados de resistividad mayor que la de la formación adyacente. Esta limitación se soluciona utilizando una disposición de electrodos lateral.



Figura 5. 37 - Perfil resistivo con disposición normal (modificada de Camargo Puerto, 2008).

Disposición Lateral

Los electrodos de potencial M y N se sitúan sobre la sonda. El electrodo de corriente A está por encima de los electrodos de potencial, generalmente sobre el cable, mientras que el electrodo de corriente B está sobre la superficie del terreno o sobre el cable

a una gran distancia de A. La distancia AO (siendo O el punto medio entre M y N) se denomina espaciamiento. En esta herramienta el espaciamiento es de 8" y el tramo de medición es de 32".

La forma y las dimensiones del volumen medido por la disposición lateral dependen de la distribución de resistividades alrededor de la sonda. La mayor parte de ese volumen está contenida en un cilindro chato cuya altura es igual a la distancia MN y cuyo diámetro es aproximadamente igual al espaciamiento. La profundidad de investigación radial de la disposición lateral es aproximadamente de 5,7 metros.



Figura 5.38 - Perfil resistivo con disposición lateral (modificada de Camargo Puerto, 2008).

En la práctica, la curva lateral y las dos curvas normales se registran simultáneamente, utilizando una configuración de cinco a seis electrodos que permiten tomar en un solo viaje las mediciones de normal corta y normal larga en una fracción de segundo, y luego se registra la curva lateral durante otra fracción de segundo (fig. 5.38).

3 Principio de la medición de la resistividad por inducción.

Los perfiles de inducción pueden correrse en pozos perforados con aire, lodos dulces o de base petróleo, ya que el sistema de bobina de la herramienta de perfilaje se acopla al terreno inductivamente, por lo que no es necesario ningún contacto eléctrico con la inyección o la formación (Watt, 1974). Este tipo de perfil fue diseñado originalmente para medir la conductividad en pozos perforados con lodos a base petróleo, en los cuales no podían obtenerse registros de la resistividad por medio convencionales (Pirson, 1965).

La física básica de la medición de la resistividad usando registros de inducción está representada por un arreglo de dos bobinas (Anderson *et al.*, 2008). Una distribución continua de las corrientes generadas por el campo electromagnético alterno del transmisor (T) fluye en la formación más allá del pozo.

Estos circuitos de masa de corriente generan campos electromagnéticos que son captados por la bobina del receptor (R). Un circuito de detención sensible a la fase separa la señal de la formación de la señal proveniente del transmisor. La señal de la formación es convertida en conductividad y a la misma se la transforma luego en resistividad.

La corriente alterna de la bobina de transmisión crea un campo magnético en la formación, haciendo que las corrientes parásitas fluyan describiendo un trayecto circular alrededor de la herramienta, siendo las corrientes perpendiculares al eje de la herramienta y concéntricas con el pozo.

4 Interpretación de la curva de resistividad

- Una resistividad baja, al frente de una cresta bien definida en el SP, indica una formación porosa con fluido conductivo, como puede ser una arenisca con agua salada.
- Una resistividad alta en formaciones porosas y permeables indica que los poros están saturados con un fluido no conductor como petróleo, gas o agua dulce.
- En rocas poco permeables, las diferentes curvas de resistividad medidas a diferentes profundidades de investigación (normal corta, normal larga y lateral) registran valores similares. Por el contrario, ante la presencia de rocas reservorios la curva de resistividad tienden a separarse como respuesta al perfil de invasión.

5 Aplicación de los perfiles resistivos

- Los perfiles eléctricos permiten determinar la porosidad efectiva del yacimiento mediante el método de la zona invadida y de la zona lavada.
- Determinación de la saturación de fluidos en el reservorio. La saturación de agua innata es la información más importante que se puede obtener del perfil eléctrico ya que permite determinar si una formación puede o no producir hidrocarburos, y determina la profundidad a la que deben terminarse los pozos, y que zonas serán productivas. Además también permite obtener parámetros como: saturación de petróleo So, saturación de agua innata Sw, saturación de zona invadida Swi, saturación de la zona lavada Sxo y saturación de agua libre.
- La permeabilidad específica o absoluta de rocas porosas puede determinarse a partir de perfiles eléctricos por medio de correlaciones petrofísicas o de perfiles que exhiben gradientes de resistividad bien definidos.
- De manera conjunta con el SP permite determinar litologías y en base a la deflexión de las curvas resistivas permite identificar con mayor exactitud la potencia de la zona productiva.

5.1.8 - c Perfiles eléctricos especiales

1 - Microperfil eléctrico

Se utiliza para la determinación de la localización exacta y espesor de las zonas permeables y porosas en calizas, aunque también ha dado buenos resultados en secciones de caliza-arena (Pirson, 1965). Este dispositivo es una combinación de la curva normal y lateral con espaciamientos muy cortos. Los electrodos se encuentran en un patín que se mantiene contra la pared de un pozo



Figura 5.39 - Dispositivo de Microperfil (modificado de Camargo Puerto, 2008).

por medio de un muelle de acero (fig. 5.39).

El radio de investigación es bastante pequeño ya que depende del espaciamiento entre los electrodos, por lo que se mide prácticamente la resistividad del revoque del pozo presentando las siguientes características:

- En una sección de lutita, debido a la falta de permeabilidad, no se indica la distribución de los electrodos (Pirson, 1965), se forma revoque y por lo tanto las curvas de resistividad se superponen.
- En calizas y dolomitas, duras, compactas e impermeables, no se forma revoque. Por lo tanto, la curva muestra alta resistividad, y como la superficie es rugosa y áspera la curva se muestra dentada e irregular debido a la desviación de la corriente.
- En una sección porosa y permeable la curva con menor espaciamiento de electrodos registra la resistividad del revoque, mientras que la curva con mayor espaciamiento registra la resistividad de la formación y sus fluidos, por lo que ambas curvas se separan.
- Permite determinar la presencia de fisuras, fracturas o cavernas, ya que estos espacios se llenan con lodo y la resistividad registrada es igual a la del lodo de perforación, la cual es más baja que la resistividad el revoque.
- Determina efectivamente los límites de la formación y permite evaluar la potencia neta de la zona productiva identificando los estratos productores interestratificados que no se pueden reconocer en los perfiles convencionales.

2 - Perfil Enfocado (Lateroperfil)

Es una clase de perfil eléctrico con electrodos en donde un haz de corriente de intensidad constante y espesor calibrado se enfoca lateralmente hacia la formación. En estos sistemas, a una gran parte de la corriente de perfilaje se le impide que circule radialmente en todas direcciones y se la confinaba en un volumen dado. Esto se logra colocando electrodos enfocadores a ambos lados de un electrodo de corriente de medición, ubicado en el medio de ellos. Así se evita que la corriente se escape hacia arriba y abajo del

pozo y se la obliga a circular solo en dirección lateral, normal al eje de la herramienta, con el beneficio adicional de lograr un menor intervalo vertical de muestreo, que se traduce en una curva resistiva bien marcada que indica claramente las distintas capas.

3 - Microlateroperfil

Se trata de una combinación que utiliza las condiciones de enfoque del lateroperfil y

el espaciamiento estrecho del microperfil. En una formación impermeable no se desarrolla revoque por lo que la curva dará la resistividad verdadera de la formación. En una formación permeable y porosa, los electrodos están separados de la formación por el revoque, sin embargo la resistividad del revoque es generalmente la menor que resistividad en la formación. Por esta razón la influencia que ejerce el revoque sobre la medida de la resistividad es prácticamente insignificante (fig. 5.40).



Figura 5.40 - a) Esquema de Microlateroperfil, indicando la distribución de los electrodos. b) Sección transversal vertical, que muestra la distribución de las líneas de corriente (Pirson, 1965).

4 - Perfilaje de inducción triaxial

Las aplicaciones principales del perfilaje de inducción triaxial son las mediciones precisas de la resistividad en formaciones inclinadas, la identificación y cuantificación de los intervalos productivos laminados y la medición del buzamiento estructural que no requiere contacto del patín de la herramienta con la pared del pozo (Anderson *et al.*, 2008).

119

Esta herramienta consta de un arreglo de transmisores triaxiales y de tres receptores. La bobina del transmisor triaxial genera tres momentos magnéticos direccionales en las direcciones X, Y, y Z. Cada arreglo de receptores triaxiales posee un término acoplado en forma directa y dos términos acoplados en forma cruzada con las bobinas de los transmisores en las otras direcciones. Esta disposición provee nueve términos en un arreglo de tensores de tres por tres, para cualquier medición dada.

Los nueve términos se miden simultáneamente y mediante una técnica de inversión matricial se extrae de la matriz tensorial la anisotropía resistiva, las posiciones de los límites entre capas y el buzamiento relativo. Los arreglos de receptores se ubican con diferentes espaciamientos para proveer múltiples profundidades de investigación.

5 - Perfiles Nucleares o Radiactivos

Existen dos tipos básicos de perfiles por radiación, el que mide la radiactividad natural de las formaciones, conocido como perfil de rayos gamma y el que mide el efecto de bombardeo de las formaciones por neutrones producidos artificialmente, conocidos como perfil neutrónico.

Una de las mayores limitaciones de los perfiles eléctricos es que no pueden correrse en pozos con tuberías de revestimiento. Por lo tanto la información debe obtenerse mediante perfiles nucleares para los cuales la tubería no presenta ningún obstáculo. Estos perfiles también son útiles en pozos con lodos salados muy conductivos en los cuales es imposible obtener un perfil eléctrico bien definido.

a - Perfil de Rayos gamma (GR).

El registro de GR es una medición de la radiactividad natural de las formaciones. En formaciones sedimentarias, este perfilaje normalmente refleja el contenido de arcilla de la

Las formaciones limpias, generalmente tienen un nivel muy bajo de radiactividad, a menos, que contengan contaminantes radiactivos como cenizas volcánicas o partículas residuales generalmente de rocas ígneas ácidas graníticas, presentes en el agua de formación o sales disueltas (Schlumberger, 1986).

El registro de GR puede ser corrido tanto en pozos abiertos como en entubados, lo que lo hace útil como curva de correlación en operaciones de terminación y reparación de pozos. Con frecuencia se utiliza para complementar el registro de SP y como sustituto en pozos con lodo muy salado, aire, o de base petróleo. Probablemente, un 90 % de los rayos gamma medidos se originan dentro de las primeros 6" (15 cm.) de la formación que se investiga lo que determina el radio de investigación del perfil.

🖊 Aplicaciones de los Rayos Gamma

La principal aplicación de las mediciones de rayos gamma naturales consiste en la identificación de la litología, permitiendo identificar, estratos potencialmente productivos, el índice de permeabilidad en formaciones lutíticas, una fuente de información sobre los espesores de las capas y una guía para la correlación con otros registros realizados en el pozo. Además permite calcular el contenido de arcillas, estimar el tamaño de grano y diferenciar niveles porosos y permeables de aquellos impermeables. Si se lo utiliza para obtener registros en pozos entubados el perfil GR en combinación con un registro de cuplas, permite correlaciones directas de profundidad con los perfilajes a pozo abierto, asegurando una mayor exactitud de especial importancia para los ensayos de formación y punzados.

b - Espectrometría de Rayos Gamma Naturales (NGS)

El perfil de NGS no solamente mide la radiactividad natural de las formaciones, sino que también mide el número de rayos gamma y el nivel de energía de cada uno, permitiendo determinarlas concentraciones de K, Th y U radiactivos en las formaciones. Como cada elemento radiactivo emite rayos gamma de muy diferentes energías, se obtienen espectros de energías complejos distintivos para cada elemento (Schlumberger, 1986).

La herramienta NGS utiliza un detector de centelleo de yoduro de sodio contenido en una caja de presión que durante el registro se mantiene durante la pared del pozo por medio de un fuelle metálico. La herramienta posee una serie de ventanas que permiten diferencias los GR provenientes del Th, U, y K, en base de sus espectros de energía. El K decae directamente a Ar⁴⁰ mientras que el Th²³² y el U²³⁸ lo hacen a través de una larga secuencia de desintegraciones antes de alcanzar una configuración estable. Como resultado de las diferentes emisiones de GR, las herramientas están calibradas para detectar los picos característicos del Bi ²¹⁴ y del Tl²⁰⁸, provenientes de la desintegración radiactiva del uranio y del thorio respectivamente (Dresser Atlas, 1992, en Camargo Puerto, 2008).

El registro de espectrometría de rayos Gamma sirve para determinar el tipo de arcilla que contiene una formación basado en la relación de proporciones de los tres elementos radiactivos principales (K, Th y U). Las concentraciones K/Th ayudan a identificar el tipo de arcilla presentes en la formación mientras que la concentración de uranio indica la presencia de materia orgánica dentro de las arcillas (Rubín y Aguirre, 2009). Si se parte del principio de que cada formación posee un tipo de arcilla característica, al registrarse un cambio en el tipo de arcilla por la relación K/Th se puede deducir que se produjo un cambio formacional, por lo que el perfil NGS puede utilizarse para estimar contactos formacionales.

Como se mencionó anteriormente, existe una fuerte relación entre el contenido de uranio y los materiales orgánicos, que puede ser utilizada para estimar el potencial de roca madre de los sedimentos arcillosos. La dificultad que presenta esta correlación carbonouranio-hidrocarburo debe ser establecida para cada roca madre en particular a través del análisis de testigo corona, lo que lo convierte en un método poco práctico (Dresser Atlas, 1992, en Camargo Puerto, 2008).

3 - Perfilaje Neutrónico (NL)

El perfil neutrónico (NL) se puede correr tanto en pozo abierto como en pozo entubado y a menudo se registra simultáneamente con el perfil de rayos gamma. Los registros de NL responden a una propiedad fundamental de las formaciones que es su riqueza en hidrógeno (Wood *et al.*, 1974). Si todo el hidrógeno de la formación está

contenido en forma de líquidos y si ellos ocupan completamente el volumen poral, la riqueza en hidrógeno es un índice de la porosidad de la roca. En consecuencia, el perfil neutrónico puede usarse para determinar el índice de porosidad.

Mientras que el agua y el petróleo son sustancialmente iguales en su contenido de hidrógeno, el gas posee una cantidad de hidrógeno considerablemente menor que la



Figura 5.41 - Identificación de capas de gas mediante el perfil Neutrónico (NPHI) en combinación con el perfil de Densidad (RHOB) (Rubin y Aguirre, 2009).

123

de aquellos (fig.5.41). Por lo tanto el perfil neutrónico permite distinguir los intervalos saturados de gas de aquellos con agua o petróleo (Dresser Atlas, 1992, en Camargo Puerto, 2008).

Los neutrones son partículas eléctricamente neutras, con una masa casi idéntica a la de un átomo de hidrógeno (Schlumberger, 1986). Una fuente radiactiva en la sonda de perfilaje emite constantemente neutrones de alta energía (rápidos). Estos neutrones chocan con los núcleos de los materiales de la formación, en lo que podría considerarse como colisiones elásticas. Con cada colisión, el neutrón pierde algo de su energía cada vez que golpea un núcleo con una masa prácticamente igual a la suya, es decir un núcleo de hidrógeno. Por lo tanto, la desaceleración de neutrones depende de la cantidad de hidrógenos que contiene la formación.

Debido a las colisiones sucesivas los neutrones disminuyen su velocidad, hasta que son capturados por los núcleos de átomos como cloro, hidrógeno o silicio. El núcleo que captura el neutrón, se excita intensamente y emite un rayo gamma de captura con alta energía. Dependiendo del tipo de herramienta utilizada para el perfilaje, un detector en la sonda capta los rayos gamma de captura, o bien los neutrones mismos.

Cuando la concentración de hidrógenos en la formación que rodea a la sonda es alta, la mayoría de los neutrones emitidos son desacelerados y capturados a una corta distancia de una fuente emisora. Por el contrario, si hay poca concentración de hidrógeno, los neutrones se alejan de la fuente emisora antes de ser capturados. Por lo tanto, la tasa de conteo en el detector de neutrones será alta para baja concentraciones de hidrógeno en el interior de la formación, mientras que el detector tendrá una baja tasa de conteo de neutrones para altas concentraciones de hidrógeno en el interior del reservorio. De esta manera se puede decir que existen dos métodos para registrar los neutrones lentos:

- Neutrón-Gamma: los neutrones lentos son absorbidos por los núcleos atómicos produciendo una radiación de rayos gamma que se registra en el contador de la sonda.
- Neutrón-Neutrón: los neutrones lentos son registrados en el contador de la sonda antes de ser capturados por los núcleos atómicos.

El perfil de neutrón es sensible al medio que lo rodea, siendo afectado por factores tales como el diámetro del pozo, la densidad del lodo, el espesor de la tubería del revestimiento, el anillo de cemento y la salinidad del lodo. Por lo tanto se deberá establecer una correlación entre la curva de perfil neutrónico y otros valores ya calibrados.

El radio de investigación del perfil neutrónico dependerá de la porosidad de la formación estudiada. De manera general puede decirse que si la roca tuviera una porosidad cero, la profundidad de investigación sería muy elevada, a medida que aumenta la porosidad de la roca estudiada, los poros llenos de fluido (hidrógeno), reducen la profundidad de investigación porque los neutrones son desacelerados y capturados más cerca de la pared del pozo. Para condiciones promedio la profundidad de investigación de la herramienta es de aproximadamente 8" en rocas de alta porosidad (fig. 5.42).

🖊 Aplicaciones del Perfil Neutrónico

Como ya se mencionó anteriormente, las respuestas de las herramientas de neutrones reflejan principalmente la cantidad de hidrógeno en la formación. Como el petróleo y el agua contienen prácticamente la misma cantidad de hidrógeno por unidad de volumen, las respuestas reflejan la porosidad en formaciones limpias saturadas de fluidos.

Los hidrocarburos líquidos tienen índices de hidrógenos cercanos al del agua, sin embargo, el gas generalmente tiene una concentración de hidrógeno considerablemente más baja. Por lo tanto, cuando el gas está presente dentro de la zona de investigación de la herramienta, el registro de NL lee una porosidad muy baja.

Esta característica permite que se utilice el registro de neutrones con otros registros de porosidad para detectar zonas de gas e identificar contactos gas/líquido. Usualmente se utiliza una combinación de perfiles neutrónicos y de densidad para obtener una lectura más exacta.

El conteo de neutrones lentos es una función de la densidad de núcleos de hidrógeno presentes en la formación, independientemente de la naturaleza de las moléculas a la



125

Figura 5.42 - Esquema de montaje de sondas para el registro simultáneo de Rayos Gamma y Neutrón (Pirson, 1965).

que pertenecen los átomos de hidrógeno. El agua ligada químicamente al yeso o a la arcilla afecta al perfil neutrónico, de la misma forma que lo hace el fluido libre en el espacio poral. De esta manera se pueden obtener lecturas erróneamente altas de porosidad cuando hay hidrógeno contenido en la matriz de la roca o en los sólidos intersticiales que ocupan parcialmente el espacio poral. Esto limita la utilidad del perfil neutrónico como perfil único de porosidad en arenas lutíticas o en formaciones que contengan yeso. Por esta razón se lo utiliza en combinación con otros perfiles de porosidad para identificar litologías heterogéneas (Wood *et al.*, 1974).

El perfil neutrónico tiene su mayor aplicación en la medición de porosidades de rocas calcáreas, ya que generalmente están menos contaminadas por materiales arcillosos que las areniscas, y además tienen bajos rangos de porosidades que es donde el perfil neutrónico exhibe su mejor resolución.

6 - Perfil de densidad

El perfil de densidad se usa principalmente como registro de porosidad. Se basa en la medición de la densidad de la formación por medio de la atenuación de rayos gamma entre una fuente emisora y un receptor. La fuente radiactiva, se aplica a la pared del mediante pozo una sonda deslizable, emitiendo a la formación rayos gamma de mediana energía. Se puede considerar a estos rayos gamma como partículas de alta velocidad que chocan con los electrones de la formación (fig. 5. 43).

Muelle de acero Fuente de rayos gamma Rayos gamma

Cable eléctrico

Con cada colisión, los rayos pierden algo de su energía cediéndola



al electrón, y continúan su trayectoria desviada pero con una energía disminuida. Esta clase de interacción se conoce como efecto Compton. Los rayos gamma dispersos que llegan al detector, el cual se encuentra a una distancia fija de la fuente emisora, son registrados en un contador para determinar la densidad de la formación (Schlumberger, 1986).

El número de colisiones producidas por el efecto Compton está directamente relacionado con la cantidad de electrones de la formación. Por lo tanto, la repuesta de la herramienta queda determinada esencialmente por la densidad de los electrones que constituyen a la formación, relacionando el material de la roca, la matriz, los poros y los fluidos que llenan el espacio poral.

Tabla 5.4 - Tabla de densidades de los minerales más comunes que se encuentran en las rocas sedimentarias.

Mineral	Densidad	
Anhidrita	2,899 - 2,985	
Calcita	2,710 pura	
Dolomita	2,8-2,9	
Yeso	2,314 - 2,328	
Halita	2,1 – 2,6: pura 2,164	
Illita	2,76 - 3,0	
Caolinita	2,6-2,63	
Montmorillonita	2,2-2,7	
Cuarzo	2,653 - 2,660	

De esta manera, la porosidad, puede ser calculada cuando se mide la densidad total y cuando la densidad de la matriz y la del fluido son conocidas. La selección de la densidad de la matriz se basa en el conocimiento de la litología del intervalo registrado. Los minerales que generalmente se encuentran en las rocas sedimentarias presentan una densidad promedio semejante a la del cuarzo, por lo que éste registro puede usarse para obtener valores efectivos de porosidad en arenas arcillosas (Tabla 5.4).

Cuando se registra el perfil de densidad en un pozo lleno de fluidos donde existen condiciones normales de invasión, se considera que la densidad de la mezcla de fluidos en los poros de la roca es la unidad. Sin embargo, cuando se perforan formaciones con lodos de baja pérdida de agua, o gas, no se puede seguir suponiendo que la densidad de los fluidos es igual a uno, por lo que han sido calculados la densidad de los fluidos para las distintas zonas de invasión (Tabla 5.5).

Tabla 5.5 – Muestra la densidad del fluido cuando se perforan formaciones con lodos de baja pérdida de agua

Fluido en el pozo	Estado de la formación	Fluido en la formación	Densidad del Fluido g/cm ³ .
Inyección	Invadida	Filtrado & Residual	1.0
Inyección	No Invadida	Petróleo y gas	0.7
Inyección	No Invadida	Gas	0.3

En el perfil de densidad, mientras más baja sea la densidad del medio, mayor será la radiación de rayos gamma registrada en el detector. Este perfil investiga con mayor exactitud las formaciones de alta porosidad que las de baja porosidad, al contrario que el perfil neutrónico. Se utiliza para estimar la densidad del sistema roca-fluido que posteriormente se traduce en porosidad por densidad. Otras utilidades de este perfil incluyen la identificación y detección de gas, determinación de la densidad de hidrocarburos, evaluación de arenas con arcilla y de litologías complejas y cálculos de presiones de sobrecarga (Pirson, 1965).

7 - Perfil Sónico

El principio de perfil sónico consiste en la determinación del tiempo que tarda una onda sonora (mecánica) en recorrer una determinada distancia dentro de una formación (Stinco, 2001).

Estos tiempos se registran de manera continua a medida que la sonda va subiendo desde el fondo del pozo hacia la superficie.

De manera sencilla, la herramienta de perfilaje consiste en un transmisor que emite impulsos sónicos y un receptor que capta y registra dichos impulsos. El registro sónico está dado en función del tiempo que requiere la onda para atravesar la formación, conocido como tiempo de tránsito, el cual depende de la litología y de la porosidad de la roca.

Cuando se conoce la litología atravesada, se puede determinar la porosidad de la misma, por lo que el registro sónico es muy útil como registro de porosidad (Schlumberger, 1986). Además, la presencia de hidrocarburos en las formaciones reduce la velocidad de propagación de la onda, lo cual permite determinar la presencia de los mismos cuando se compara el perfil sónico con las curvas de resistividad.

Sin embargo, la propagación del sonido en un pozo es un fenómeno más complejo que está regido por las propiedades mecánicas de la formación, la columna de fluido del pozo, y la propia herramienta de registro.

En la adquisición de registro con herramientas operadas por cables, existen dos tipos de fuentes principales, las monopolares y las bipolares. Un transmisor monopolar emite energía desde su centro hacia todas las direcciones por igual, mientras que un transmisor bipolar emite energía en una dirección preferencial (Haldorsen *et al.*, 2006).

a) Perfil Sónico Monopolar

Desde un transmisor monopolar colocado en el centro del pozo, un frente de onda esférico recorre una distancia corta a través del fluido del pozo hasta que se encuentra con la pared del mismo. Parte de esa energía se vuelve a reflejar en el pozo y otra parte hace que las ondas se propaguen en la formación.

La dirección de propagación de las ondas es siempre perpendicular al frente de onda (fig.5.44). Cuando el frente de onda se encuentra con la pared del pozo, produce tres

nuevos frentes de onda. Un frente de onda reflejado regresa hacia el centro del pozo a una velocidad Vm.



Figura 5.44 - Formas de ondas típicas provenientes de un transmisor monopolar en una formación rápida, donde se muestran las ondas compresionales, de corte y Stoneley. Las líneas de guiones rosas corresponden a los tiempos de arribo (Haldorsen *et al.*, 2006).

Las ondas compresionales P, y las ondas de corte S, son transmitidas o refractadas a través de la interfaz existente entre el lodo y la pared del pozo, viajando en el interior de la formación a velocidades Vp y Vs respectivamente.

Una vez que la onda P incide con ángulo crítico, se refracta paralela a la pared del pozo, por lo que se propaga a lo largo de la interfaz existente entre el pozo y la formación a una velocidad Vp, más rápida que la onda reflejada en el fluido del pozo.

De acuerdo al principio de Huygens, cada punto de la interfaz excitada actúa como una fuente secundaria de ondas P en el pozo, y de ondas P y S en la formación. La combinación de estas ondas secundarias en el pozo crea un nuevo frente de onda lineal denominada onda cónica. Esta primera onda cónica generada en el lodo se conoce como onda cónica compresional y su arribo a los receptores se registra como el arribo de las ondas P.

La onda P requiere más tiempo para llegar a los receptores que se encuentran más lejos de la fuente. La diferencia de tiempo que existe entre los arribos de las ondas P, dividida por la distancia recorrida, se conoce como tiempo de tránsito (Δt), que es la inversa de la velocidad, y corresponde a la medición básica obtenida en los registros sónicos (Haldorsen *et al.*, 2006).

El comportamiento de las ondas S refractadas es similar al de las ondas P refractadas. Cuando la onda S refractada incide con ángulo crítico en la pared del pozo se propaga a lo largo de la interfaz entre el pozo y la formación con una velocidad de corte Vs generando otra onda cónica en el fluido del pozo. Su arribo a los receptores se registra como onda S. De esta manera la lentitud de las ondas S puede medirse con una herramienta rodeada por el fluido del pozo, aunque las ondas S no se pueden propagar a través del fluido.



El esquema (Arriba) muestra los primeros momentos de la propagación simplificada de los frentes de onda desde un transmisor monopolar colocado en un pozo lleno de fluido (azul) y en una formación rápida (pardo). La progresión de tiempo en microsegundos aumenta hacia la derecha. Los frentes de onda generados en el lodo se muestran en negro, los frentes de ondas compresionales en la formación en azul y los frentes de ondas de corte generados en la formación en rojo. (Derecha) Reflexión y refracción de los frentes de onda en las interfaces (Haldorsen *et al.*, 2006).



Figura 5.45 - Primeros momentos de la propagación simplificada de los frentes de onda desde un transmisor monopolar colocado en un pozo lleno de fluido y en una formación rápida. Reflexión y refracción de los frentes de onda en las interfaces (Haldorsen *et al.*, 2006).

Los últimos arribos corresponden a las ondas de superficie estudiadas inicialmente por Lord Rayleigh en 1885, quien observó la propagación de las ondas a través de la superficie de un material elástico.

En 1934 Stoneley observó las ondas que se propagaban en la interfaz existente entre los sólidos, y notó un tipo similar de onda de superficie, denominándose a las ondas que viajan en la interfaz fluido-pozo como ondas Stoneley. Las ondas Stoneley tienen una velocidad menor que las ondas S y son levemente dispersivas, de modo que



Figura 5.46 - Esquema del viaje de la onda Stoneley por la interfaz existente entre el pozo y la formación. (Haldorsen et al., 2006).

diferentes frecuencias se propagan a diferentes velocidades.

El perfil sónico registra entonces, el tiempo de recorrido sobre un intervalo de la formación, el cual es registrado en microsegundos. Las ondas de baja frecuencia son sensibles a la permeabilidad de la formación, ya que cuando la onda encuentra fracturas o formaciones permeables, el fluido vibra respecto del sólido, causando disipación viscosa en estas zonas, lo que atenúa la onda y reduce su velocidad.

Por otro lado, las fracturas hacen que las ondas de superficie se reflejen hacia el receptor, por lo que la relación entre la energía reflejada y la energía incidente puede ser correlacionada con la apertura de la fractura permitiendo identificar fracturas permeables en rocas duras (Haldorsen *et al.*, 2006).

Las ondas que viajan a través del volumen de la roca se ven influenciadas por todos los componentes de la misma, siendo la medida registrada en el perfil la suma del efecto de la parte sólida, o esqueleto de la roca, de la matriz que une los granos y rellena parcialmente los poros, y del espacio poral lleno de fluido.

La fig. 5.46, esquematiza el viaje de la onda Stoneley por la interfaz existente entre el pozo y la formación. Esta onda es dispersiva y el movimiento de sus partículas es simétrico en torno al eje del pozo. En las bajas frecuencias, la onda de Stoneley es sensible a la permeabilidad de la formación. Las ondas que van más allá de las fracturas y formaciones permeables pierden fluido y la disipación viscosa produce la atenuación de la amplitud de las ondas y un incremento de su lentitud. En las fracturas abiertas, las ondas Stoneley son tanto reflejadas como atenuadas. Las flechas rojas en el centro del pozo simbolizan la amplitud de las ondas de Stoneley (Haldorsen *et al.*, 2006).

El radio de investigación del Perfil sónico es bastante poco profundo. En una formación porosa donde la invasión es moderada a profunda, el filtrado del lodo será el fluido dominante que influye en las mediciones del registro. Sin embargo, si la formación de interés no está contaminada, o la invasión es pequeña, entonces deberá tenerse en cuenta el tipo de fluido que ocupa los poros.

La velocidad de la matriz es otro parámetro que debe tenerse en cuenta para la determinación de la porosidad, ya que el tiempo de transito varía considerablemente según el tipo de roca, su composición química y compactación, lo cual está relacionado con la profundidad y la presión de confinamiento. De lo expresado anteriormente se deduce que la correcta determinación de la porosidad de la sección estudiada dependerá del conocimiento

que se tenga de la litología recorrida por el perfil. Por lo tanto, este perfil determina la porosidad de las rocas penetradas por el pozo a partir del tiempo de tránsito de las ondas.

Mientras mayor es el tiempo de tránsito menor es la velocidad de propagación de la onda y por lo tanto mayor es la porosidad de la roca. Además resulta útil en correlaciones litológicas y estratigráficas para la localización de fracturas y para obtener determinaciones seguras del tiempo de tránsito para luego ser utilizadas en las interpretaciones sísmicas (Rubín y Aguirre, 2009).

b) Perfil Sónico Dipolar

En formaciones lentas, donde las fuentes monopolares no pueden excitar las ondas de corte, la utilización de perfiles sónicos bipolares resulta efectiva. La fuente bipolar excita principalmente las ondas flexurales, además de las ondas cónicas compresionales (P) y de corte (S). Habitualmente, una herramienta diseñada para generar ondas flexurales, contiene dos fuentes dipolares orientadas en forma perpendicular entre sí a lo largo de los ejes X e Y de la herramienta. Los transmisores se disparan por separado, primero el X y luego el Y, obteniéndose de esa manera mediciones independientes (Haldorsen *et al.*, 2006).

Las ondas flexurales son dispersivas lo que significa que su lentitud varía con la frecuencia, por lo que se utiliza un conjunto de receptores que permite identificar el cambio



Figura 5.47 - Esquema de la orientación de transmisores y receptores en la herramienta Sónica Dipolar (Haldorsen et al., 2006).

de forma de la onda, ya que las diferentes componentes de frecuencia se propagan a diferentes velocidades.

En la fig. 5.48 se puede observar la forma de ondas de modo flexural que muestran cambios en la forma de la onda a lo largo del conjunto de receptores: la forma de las ondas se estira en el tiempo entre el receptor cercano (extremo inferior) y el receptor lejano (extremo superior). El cambio de la forma de la onda es causado por la dispersión (Haldorsen *et al.*, 2006).



Figura 5.48 - Forma de ondas de modo flexural que muestran cambios en la forma de la onda a lo largo del conjunto de receptores, causados por la dispersión (Haldorsen *et al.*, 2006).

Este perfil se aplica principalmente al análisis de las propiedades geomecánicas de las rocas, siendo particularmente útil para identificar y evaluar zonas de fractura. Puede ser utilizado tanto a pozo abierto como a entubado, brindando información del reservorio para proyectar tratamientos de estimulación o bien para verificar su eficiencia.

Otra aplicación común es en la simulación de comportamiento dinámico de reservorios, donde el perfil sónico bipolar juega un papel importante en el análisis y modelado del movimiento de los fluidos, y direcciones de flujo en el reservorio.

137

Si se combina con registro de densidad permite obtener parámetros como el módulo de Young, el coeficiente de Poisson y el ángulo de fricción interna, por lo que brinda información muy útil en el análisis de las propiedades mecánicas para proyectos de perforación y estimulación por fractura (Rubín y Aguirre, 2009).

8 - Perfil de Resonancia Magnética Nuclear (RMN)

Las herramientas de resonancia magnética nuclear miden la porosidad, independientemente de la litología, y no requieren fuentes radiactivas. Además, proveen estimaciones de la permeabilidad y de las propiedades básicas de los fluidos (Akkurt *et al.*, 2009).

Los registros de RMN miden el momento magnético de los núcleos de hidrógenos (protones) en el agua y en los hidrocarburos. Para ello, las herramientas de perfilaje RMN utilizan potentes imanes permanentes para crear un intenso campo magnético estático (B_0) de dentro de la formación (Allen *et al.*, 2001).

Los núcleos de los átomos de hidrógeno del agua y de los hidrocarburos, poseen una carga eléctrica positiva que al rotar sobre si mismos generan débiles campos magnéticos, comportándose como pequeñas agujas imantadas. Cuando el campo B_0 de la herramienta atraviesa una formación que contiene fluidos, sus protones se alinean a lo largo de B_0 .

Este proceso da origen a la magnetización, que aumenta en forma exponencial, alcanzando un valor de equilibrio, con una constante de tiempo T_1 , que se mantiene mientras continúe presente el campo B_0 .



Figura 5.49 - Proceso de registro de RMN. (AUTOR)

En la figura 5.49, se esquematiza el proceso de registro de RMN:

1 -Los núcleos de hidrógeno se comportan como diminutos imanes de barra y tienden a alinearse con el campo magnético de los imanes permanentes, como los de una herramienta de registro de RMN (A).

2 -Durante un tiempo de espera (WT) establecido, los núcleos se polarizan con una tasa de incremento exponencial, T1, que comprende múltiples componentes (C).A continuación, un tren de pulsos manipula los espines de los núcleos de hidrógeno haciendo

139

que se inclinen 90° y luego oscilan en torno al campo magnético permanente. Los fluidos de las formaciones generan ecos entre los pulsos sucesivos que son recibidos y medidos por la antena de herramienta RMN (B). El tiempo transcurrido entre los pulsos es el espaciamiento entre ecos (TE)(D).

3 Las amplitudes de los ecos caen en una superposición de tiempos de relajación exponencial T2, que son una función de la distribución del tamaño de los poros, las propiedades de los fluidos, la mineralogía de las formaciones y la difusión molecular (E).

4 Una técnica de inversión convierte la curva de decaimiento en una distribución de mediciones de T2(F) (Akkurt *et al.*, 2009).

El pulso de radiofrecuencia, que es también generado por la misma herramienta, produce la rotación de los protones, que se traduce en idéntica rotación de la magnetización, hacia el plano perpendicular a B_0 . Debido a esta magnetización, inmediatamente luego de concluido el pulso, comienza un movimiento de precesión alrededor de B_0 . La frecuencia de precesión es proporcional a la intensidad de B_0 , y genera un campo magnético oscilante que induce un pequeño voltaje que es amplificado por la herramienta, y cuya amplitud mide el contenido total de hidrógeno, o porosidad, de la formación (Allen *et al.*, 2001).

La velocidad o tasa de decaimiento de la señal se denomina tiempo de relajación transversal T₂, que corresponde a la segunda medición de importancia tomada por el RMN, ya que depende del ambiente en el que se encuentra el fluido, es decir, que representa la distribución del tamaños de poros. La variable T₂ depende de tres factores: la relajación intrínseca del fluido, la relajación superficial y la relajación derivada de la difusión del gradiente de B₀ (Akkurt *et al.*, 2009).

La relajación intrínseca del fluido se debe principalmente a la interacción magnética entre los protones de las moléculas del fluido, a que menudo se denomina interacción spin-spin. El movimiento molecular del agua y del petróleo liviano es rápido, de manera que la relajación es ineficiente y da origen a T₂ largos.

Sin embargo, a medida que los líquidos se tornan más viscosos los movimientos moleculares se hacen más lentos, por lo que las interacciones de relajación magnética spin-spin se vuelven mucho más efectivas

dando origen a T_2 cortos. De esta manera se puede identificar el bitumen y los petróleos viscosos,



Figura 5.50 - Utilización de la distribución de T2 para identificar los componentes de los fluidos en los yacimientos de areniscas (Allen et al., 2001).

ya que sus T_2 son menores que los del petróleo liviano o del agua (fig. 5.50, Allen *et al.*, 2001).

La relajación superficial está relacionada al ambiente poral en el cual se encuentran los fluidos. Los fluidos que se encuentran cercanos o en la superficie de los granos, se relajan mucho más rápido que aquellos alejados de dicha superficie.

Para que el proceso de relajación superficial sea la contribución dominante de T_2 , los protones deben interactuar con la superficie del poro, por lo que cuanto menor sea el tamaño de los poros en la formación, mayor será la frecuencia con la que los protones interactúan con la superficie del poro. Este es el fundamento en base al cual se puede afirmar que la distribución de T_2 está estrechamente vinculada con la distribución de tamaños de poros (Akkurt *et al.*, 2009).



Figura 5.51 - Efectos del petróleo sobre las distribuciones T2 (Akkurt et al., 2009).

La relajación debida a la difusión en el gradiente del campo B0 es una técnica que se utiliza con frecuencia para diferenciar el petróleo del gas. Teniendo en cuenta que los protones se mueven en forma aleatoria en el fluido, todo gradiente de un campo magnético provocará una compensación incompleta con la secuencia de pulsos y ecos. Como el gas tiene una alta movilidad comparada con el petróleo y el agua, la señal RMN de los protones del gas muestra un mayor efecto de difusión que los demás fluidos, por lo que se diferencian fácilmente (Alvarado *et al.*, 2003).

Se observan en la fig. 5.51 los efectos del petróleo sobre las distribuciones T2. Para los poros rellenos de salmuera, la distribución de T2 refleja la variación del tamaño de los poros de la roca (izquierda). Cuando los espacios de los poros del yacimiento están rellenos de petróleo, la distribución medida de T2 está determinada por la viscosidad y composición del petróleo (centro y derecha).



Figura 5.52 – Esquema acerca del comportamiento de los poros según los principios físicos de RMN (Allen *et al.*, 2001).

Los principios físicos de RMN muestran que cuando los poros se acoplan por la difusión, los protones en movimiento que se encontraban originalmente en los microporos, se escapan hacia los macroporos donde sobreviven por más tiempo. Por su parte, los protones que se encontraban originalmente en los macroporos, penetran en los microporos donde se enfrentan con un mayor número de interacciones superficiales, con lo cual disminuye su tiempo de vida (fig. 5.52, Allen *et al.*, 2001).

El correcto emplazamiento del pozo y diseño de su terminación resultan clave para la optimización de la productividad, maximizando la producción y la recuperación de petróleo, y limitando al mismo tiempo la producción de agua.

La adquisición de registros RMN provee los datos necesarios para la toma de decisiones sobre bases fundamentadas, ya que para determinar qué intervalos de un pozo deberán terminarse, se requiere una estimación del índice de productividad, que se basa en un perfil de la capacidad de flujo, que es el producto de la permeabilidad y el espesor vertical del reservorio (Alvarado *et al.*, 2003).

La aplicación de registros RMN permite determinar:

- Distribución del tamaño de los poros, que mejoran la predicción de permeabilidad y productividad.
- La porosidad libre de fluidos que mejora los cálculos de reservas y estimaciones de producción.
- Capas delgadas, debido a su alta resolución.
- La porosidad de la roca, independiente de la litología, sin necesidad de fuentes radiactivas.
- Permite identificar los tipos de fluidos presentes en la formación, la zona de transición y el potencial de producción.
- Viscosidad del petróleo.
- Los datos de RMN se pueden calibrar con testigos coronas, reduciendo considerablemente los costos de muestreo con testigos.
- Los datos se pueden adquirir en pozos abiertos con cualquier tipo de lodo y permite su combinación con otros perfilajes.

La evolución de los registros de RMN operados con cables, condujeron a la introducción de una herramienta capaz de proveer mediciones de RMN precisas, de alta resolución, durante la perforación.

Las herramientas de adquisición de registros durante la perforación (LWD por sus siglas en inglés), permite obtener mediciones que incluyen la porosidad independiente de la mineralogía, el volumen de fluido ligado, volumen de fluido libre, permeabilidad, detección de hidrocarburos y distribuciones de tiempos T_2 (Chou *et al.*, 2006). A estos datos se le suman: registros optimizados de resistividad, tiempo de tránsito acústico, imágenes del pozo, perfiles de buzamiento, presión anular, pérdida de fluidos y datos relativos a la integridad de la formación, transmitidos en tiempo real (Bargach *et al.*, 2001).



Figura 5.53 - Izquierda: Diseño de la herramienta RMN alojada dentro de un collar de perforación. Derecha: La herramienta se centra en el pozo al comienza del ciclo de medición (Alvarado *et al.,* 2003).

En la fig. 5.53, se ilustra a la izquierda el diseño de la herramienta RMN alojada dentro de un collar de perforación y a la derecha se esquematiza el funcionamiento: la herramienta se centra en el pozo al comienzo del ciclo de medición. Luego de la polarización inicial, el movimiento de la columna de perforación hace que la herramienta descanse contra la pares del pozo, parcialmente afuera de la región polarizada. Este movimiento lateral de la herramienta durante la rotación hace que la carcasa de medición o región resonante, salga de la región de investigación polarizada. Esto puede producir errores de amplitud y de distribución de T2.
La adquisición de registros RMN durante la perforación representa un avance significativo en la tecnología de evaluación de formaciones, que traslada los beneficios de las herramientas de RMN operadas con cables a las operaciones de perforación en tiempo real.



Figura 5.54 - Combinación de perfilajes de pozo abierto junto con RMN para la caracterización litológica y del tipo de fluido contenido en las rocas atravesadas (Akkurt *et al.*, 2009).

Esto permite obtener parámetros petrofísicos críticos, tales como las estimaciones de permeabilidad y productividad durante la perforación, información decisiva para optimizar el rendimiento y terminación de un pozo (Alvarado *et al.*, 2003).

9 - Perfil de Buzamiento (Dipmeter o Dip-Log)

El perfil de buzamiento o *Dip-log* es el registro de un conjunto de curvas resistivas a partir de las cuales puede determinarse el ángulo y la dirección de buzamiento de un plano de estratificación, como así también la presencia o ausencia de cambios estructurales (Holt, 1988), haciendo posible la identificación de fallas, discordancias, deformación alrededor de domos salinos, y otras anomalías estructurales.

La herramienta básicamente consiste en una carcasa o portador al cual están fijados tres o cuatro brazos a resorte. Cada brazo está equipado con electrodos idénticos capaces de detectar cambios eléctricos en las formaciones atravesadas por el pozo (Anderson et al, 2008). Los puntos de medición centrales están diseñados para permanecer en el mismo plano, perpendicular aleje del instrumento y separados entre sí 120° en el de tres brazos y 90° en el de cuatro brazos (fig. 5.55).

Para determinar la magnitud y dirección de buzamiento, es necesario que la herramienta registre por lo menos dos datos básicos:

- 4 Por lo menos tres puntos para establecer un plano
- Un punto de referencia para determinar la orientación respecto a la vertical y al Norte verdadero.

A medida que la sonda atraviesa el pozo, las curvas de correlación eléctrica indican cambios en las características de la formación. Cuando el instrumento cruza un límite que separa dos capas adyacentes de diferentes características eléctricas, cada electrodo detecta un cambio de formación. Estos cambios están generalmente a diferentes profundidades si la capa no es perpendicular al pozo (Holt, 1988).

La diferencia en el desplazamiento vertical de las tres o cuatro curvas, define tres o cuatro puntos pertenecientes a un plano, estableciendo su inclinación aparente respecto al plano perpendicular al eje de la herramienta, lo cual no necesariamente es un plano horizontal (especialmente cuando se trata de pozos inclinados o dirigidos).

147

La posición física del instrumento con respecto a la vertical y al norte magnético debe ser establecida, para luego convertir la inclinación aparente del plano en magnitud y dirección verdaderas de buzamiento. Para ello, el brazo número uno se toma generalmente como referencia, y su posición relativa al norte es continuamente medida.

Puesto que las curvas son producidas por electrodos idénticamente espaciados alrededor del instrumento, la determinación de la orientación de un punto automáticamente establece la orientación de los demás electrodos. Como la mayoría de los pozos no son perfectamente verticales, el valor y la dirección de desviación del pozo deben ser medidos e incluidos en los cálculos para la obtención del buzamiento (Holt, 1988).



Figura 5.55 - Esquema de la herramienta de buzamiento Diplogy del principio de funcionamiento (Holt, 1988).

Los programas de software correlacionan las lecturas resistivas de cada patín determinando la magnitud y dirección de buzamiento, presentando la información obtenida de diferentes maneras según la conveniencia del estudio, ya sea en impresiones tabulares, diagramas vectoriales, diagramas cilíndricos o diagramas polares.

El método más común es el diagrama vectorial, a partir de cual se pueden visualizar e identificar manualmente el buzamiento estructural, los rasgos estratigráficos y las facturas (Anderson *et al.*, 2008).





Figura 5.56 - La tendencia estructural puede verse claramente al observar los buzamientos seleccionados manualmente (izquierda), mientras que es difícil de observar imágenes generadas en tiempo real (derecha) (Bargach *et al.*, 2001)

Figura 5.57 - Diagrama que muestra la identificación de una importante falla de compresión a través del registro de Dip Log. A la derecha se grafica la trayectoria del pozo (Cheung *et al.*, 2002).

La interpretación del registro generalmente comienza con la identificación de patrones de vectores, que presenten tendencias similares o distintivas. Generalmente este registro se corre junto con un perfil de rayos gamma, debido a que los buzamientos estructurales se miden sobre los planos de estratificación de las lutitas, ya que las arenas poseen buzamientos estratigráficos dentro de cada paquete, pudiendo haber estratificaciones cruzadas que no representan cambios estructurales (Rubín y Aguirre, 2009). Comúnmente, las lutitas generan la mejor representación del buzamiento estructural de las rocas atravesadas por pozo, ya que se caracterizan por haberse depositado en ambientes de baja energía y exhiben una estratificación plana y buzamiento nulo (Contreras *et al.*, 2003).

La posterior inclinación de los estratos produce el buzamiento estructural y modifica la verdadera orientación y magnitud del buzamiento estratigráfico. Por lo que si no se toma en cuenta la litología sobre la cual se mide el buzamiento, se corre el riesgo de medir un buzamiento estratigráfico y no uno estructural (Rubín y Aguirre, 2009).

5.1.8 - d Perfil de Imágenes de Formación o de la Pared del Pozo

Existen herramientas que proporcionan imágenes de las rocas en el subsuelo, que son de utilidad, sobre todo, para diferenciar capas de arena y de arcilla, como así también para estudiar estructuras sedimentarias. Las imágenes se pueden obtener por varios métodos, según el principio físico que se mida en el pozo, pudiendo ser imágenes acústicas, imágenes resistivas, o por resonancia magnética (Rubín y Aguirre, 2009).

Las imágenes de resistividad operadas con cable se basan en mediciones de baja frecuencia del tipo micro-lateroperfil, que en general requieren un fluido conductivo de perforación en el pozo (Inaba *et al.*, 2003) y que se denominan por sus siglas en inglés como FMI (*Fullbore Formation MicroImager*, fig. 5.59).

Sin embargo, los pozos con lodos a base petróleo o sintéticos, no conductivos, presentaban una limitación para la evaluación de formaciones con herramientas eléctricas de alta resolución, hasta que se diseñó el dispositivo para la generación de imágenes microresistivas en lodos base petróleo, OBMI por sus siglas en inglés (Oil Base MicroImager Mud) (Cheung *et al.*, 2002).

El generador de imágenes tipo FMI está equipado con cuatro patines y cuatro aletas abatibles de generación de imágenes, que contienen los electrodos que entran en contacto con la pared del pozo y el fluido de perforación, permitiendo una cobertura perimetral de la pared de pozo del 80% (Cheung *et al.*, 2002). El registro OBMI también utiliza patines con electrodos en contacto con la formación, pero debido a las características no conductivas del medio que lo rodea (lodo base petróleo), cuenta además con dos electrodos de corriente ubicados por encima y por debajo de los electrodos sensores.



Figura 5.58 - Diagrama esquemático del patín de la herramienta de Imagen resistiva contra la pared del pozo, en vista lateral (izquierda) y en vista frontal (derecha). (Cheung *et al.*, 2002).

En la Figura 5.58 se observa a la izquierda: Aumento de la cobertura perimetral por la incorporación progresiva de electrodos y patines. A medida que se obtienen más datos para generar imágenes de la pared del pozo, es posible lograr una interpretación más completa de las características del yacimiento (Cheung *et al.*, 2002). Y a la derecha: Diagrama esquemático del patín de la herramienta de Imagen resistiva contra la pared del pozo, en vista lateral (izquierda) y en vista frontal (derecha). Se inyecta en la formación una corriente alterna (I), entre dos electrodos inyectores de corriente ubicados por encima y por debajo de cinco pares de pequeños electrodos. Se mide un diferencial de potencial (dV) entre los electrodos de cada par. Para cada par de electrodos, se deriva una resistividad de la zona invadida (Rxo), a partir del valor medido de dV, de una I conocida y del factor geométrico de la herramienta, K.

Las interpretaciones de imágenes de pozo obtenidas tanto con la herramienta FMI como con el dispositivo OBMI, proveen descripciones detalladas de los rasgos sedimentarios, en especial acerca de la estratificación (Contreras *et al.*, 2003). Estas mediciones de alta resolución proporcionan detalles de la estratificación interna y de las superficies de discontinuidad, que ayudan a caracterizar los estratos perforados.

Teniendo en cuenta que el marco sedimentario incide en el espesor, la distribución y la arquitectura interna de las formaciones siliciclásticas o carbonatadas durante la sedimentación, se hace necesario maximizar su conocimiento ya que afecta en forma considerable las características finales de los yacimientos. Las imágenes resistivas ayudan a comprender la sedimentología del yacimiento, permitiendo analizar buzamientos estratigráficos, interpretar rasgos sedimentológicos tales como la estratificación de paleocorrientes, evaluar texturas de rocas, interpretar rasgos estructurales como fallas, y estimar el potencial productivo de las formaciones. La clasificación de texturas también permite discriminar facies, mediante la clasificación del tamaño de granos, el cual es un importante factor en la definición de facies. Por otro lado, el carácter de una facies específica influye en la arquitectura de un yacimiento a escala local, mientras que las relaciones espaciales entre diferentes facies inciden en características de mayor escala, como la continuidad y conectividad de los yacimientos (Contreras *et al.*, 2003).

A pesar de los notables avances, las herramientas acústicas a menudo no contribuyen al análisis estratigráfico de la formación (Cheung *et al.*, 2002), sin embargo revela una multitud de propiedades del yacimiento (Arroyo Franco *et al.*, 2006). Pueden utilizarse para inferir la porosidad primaria y secundaria, la permeabilidad, la litología, la presión de poro, la invasión, la anisotropía, el tipo de fluido, la magnitud y dirección de los esfuerzos, la presencia y alineación de fracturas, y la calidad de la adherencia entre la cementación y la tubería de revestimiento, ya que además de correrse en pozo abierto también puede ser corrido en pozos entubados.

Estos datos resultan en una mejor caracterización de las rocas del subsuelo y de las propiedades de los fluidos. Los perfiles radiales con registros de ondas P y S pueden revelar información importante sobre el estado de la formación en las inmediaciones del pozo, tales como ovalizaciones de la perforación y fracturas generadoras por los esfuerzos. Otra aplicación de las imágenes sónicas es la detección de fracturas verticales que se encuentran cerca de pozo pero que no son interceptadas por la perforación, delineando el alcance del yacimiento o el estado de los esfuerzos lejos de pozo (Arroyo Franco *et al.*, 2006).

Porosidad-Rayos gamma Neutrón Visualización 3D 0 API 200 0.45 pies³/pies³ -0.15 Flechas Desviación Densidad del pozo 1.95 g/cm3 2.95 Estratificación Resistividad n grados 10 de interduna Cruzamiento AIT de Calibrador 1 Echado verdadero 30 pulgadas 4 Lentitud ÷ 4 pulgadas 9 ohm-m 2000 90 Orientación compresional grados 0.2 Tensión Norte Estratificación 140 µsec/pies 40 Resistividad 360 0 de dunas Echado verdadero 3000 lbf 8000 AIT de Factor Imagen FMI 90 pulgadas fotoe léctrico Calibrador 2 Res. Cond * * ohm-m 2000 0.2 grados pulgadas 9 0 10 90 4 Duna Interduna X230 Profundi dad medida, pies Duna Interduna X240 Duna Interduna X250 Duna

Figura 5.59 - A través de la interpretación de las imágenes resistivas se pueden caracterizar diferentes asociaciones de facies para una correcta caracterización de reservorios (Contreras, 2003).

5.1.9 – Registros de Presión de Formación (RFT)

Esta herramienta mide el gradiente de presión de los fluidos que se encuentran dentro de las formaciones, siendo un dato de mucha utilidad al momento de ubicar los contactos agua-petróleo y petróleo-gas, ya que cada fluido posee diferentes gradientes de presión (Rubín y Aguirre, 2009).

Los datos de presión de un reservorio son indispensables para efectuar un control adecuado del desarrollo del mismo. Tradicionalmente estos datos son obtenidos en base a ensayos de pozo, los cuales pueden ser muy largos, y por ende costosos; no siempre se cumplen las condiciones teóricas para obtener la presión media del reservorio a partir de la extrapolación de la recuperación de presión durante el cierre y se requiere efectuar un ensayo por cada reservorio.

La herramienta RFT permite obtener una cantidad ilimitada de medidas de presión en una sola bajada, en profundidades diferentes durante la operación a pozo abierto y hasta cuatro medidas en pozo entubado. Permite además establecer un índice de permeabilidad en la zona vecina a cada medición y obtener hasta dos muestras de fluido por bajada al pozo, en la misma o en profundidades diferentes. La herramienta tiene un patín que se aplica contra la pared del pozo a la profundidad seleccionada aislando la columna hidrostática de la formación (Hirschfeldt *et al.*, 2003).

> 4,600 4.400 -Presión de lodo antes de la prueba, Ipc: 4,438.22 Presión de lodo después de la prueba, lpc: 4,428.86 4,200 -Ultimo incremento de presión, lpc: 3,809.33 Movilidad durante la caída de presión, mD/cP:0,01 4,000Presión ipc 3,800 3,600 3,400 3,200 100 200 300 500 400 600 700 800 Tiempo, s

Figura 5.60 - Esquema del Sistema de pre-ensayo (Schlumberger, 1986).

Esquema del Sistema de pre-ensayo (fig. 5.60): En el tiempo 0 s, la herramienta se encuentra en la estación y como aún no está fijada, la presión en la línea de flujo lee la presión del lodo del pozo (cuadro negro a la izquierda). La herramienta se coloca luego hidráulicamente lo que corresponde a un incremento de la velocidad de bombeo hidráulico (verde). La curva de presión (negro) mide la caída de presión de pre-ensayo seguida de un incremento de presión gradual. Luego la herramienta inició una segunda caída de presión (triángulos rojos). Posteriormente se estabiliza la presión de formación para por último retira la herramienta hidráulicamente de la formación.

Por medio de una secuencia hidráulica, accionada eléctricamente desde la superficie, se efectúa un pre-ensayo que permite determinar la presión de la formación y un índice de permeabilidad. Si este índice de permeabilidad es bueno, y si se tiene interés en obtener una muestra, se acciona otra secuencia que toma una muestra de la formación (o dos) en tanques de 1 y/o 2 galones (Burgess *et al.*, 2002).

Los índices de permeabilidad se calculan como función de las caídas de presión durante el período de fluencia del pre-ensayo efectuado a dos caudales consecutivos diferentes, o en función de la recuperación de presión al final del pre-ensayo.

5.5.10 - Control Geológico de Pozo (*Mud Logging*)

No existe ningún método capaz de detectar directamente la presencia de hidrocarburos en el subsuelo, ya que los métodos geológicos y geofísicos son indirectos, y solamente indican la posición estratigráfica y estructural donde pueden encontrarse los yacimientos. Por lo que el único método capaz de comprobar la existencia de hidrocarburos en el subsuelo es la perforación de un pozo.

Simultáneamente con la perforación del pozo se pueden obtener una serie de registros y parámetros en función de la profundidad en forma continua o a intervalos determinados, permitiendo controlar la operación de perforación, reconocer litologías, determinar la presencia de fluidos en las formaciones atravesadas y analizar las presiones de las mismas. El control geológico de pozos, puede decirse que consiste en una serie de operaciones que tienen como objetivo principal el conocimiento detallado y continuo del terreno perforado en tiempo real.

Este registro permite que continuamente se detecte y evalúe el potencial de las unidades perforadas con respecto a la presencia de hidrocarburos, reconstruyendo la información que llega a la superficie en forma de *cuttings* o recortes, tratando de que la misma represente las características del medio atravesado por el pozo.

El trépano, con la ayudo del lodo de perforación, tritura las rocas atravesadas, y éstas junto con los fluidos contenidos en ellas, se incorporan al circuito como recortes, petróleo, gas o agua, siendo llevadas a la superficie por el fluido de perforación.

Una vez que el *cutting* es integrado al circuito del lodo, se inicia un viaje hacia la superficie durante el cual las condiciones de presión disminuyen rápidamente hasta alcanzar la atmosférica, por lo que los gases y en menor medida los fluidos se liberan. De este modo, los recortes analizados han sufrido una pérdida de fluido por lavado o por exudación.

Los fluidos emanados de los recortes y llevados a la superficie son la fuente de información de los múltiples parámetros analizados durante el control geológico. El *cutting* a su vez, es la primera fuente de información capaz de exhibir las características del reservorio permitiendo efectuar correlaciones.

Los datos más importantes que se pueden obtener del control geológico son:

- Toma de muestras de recortes de la roca atravesada y su descripción en lupa binocular.
- Contenido de gas total que retorna en el lodo de inyección y análisis cromatográfico.
- Tipificación de impregnaciones y rastros de hidrocarburos.
- Reacción calcárea por ataque con HCl.
- Velocidad de penetración, peso del trépano, torque y velocidad de rotación de la mesa *rotary*.
- Velocidad y presión de las bombas de inyección.

5.5.11 - Tratamiento de muestras litológicas

Las muestras de *cutting* se extraen de la zaranda de manera sistemática y programada. Una vez recolectadas, se procede a su tratamiento previo al análisis, según estén destinadas al análisis geoquímico o normales. En el caso de testigos corona o testigos laterales, su estudio requiere una recolección y tratamiento especial.

En las muestras litológicas se evalúan propiedades texturales tales como: color de los componentes, selección del grano, porcentaje de cada componente, tamaño de los clastos, presencia de microfracturas, microfósiles, composición de los granos, grado de consolidación o compactación y fracturamiento, entre otros parámetros.

Finalmente se establece el tipo de roca predominante en la muestra, señalando la presencia y porcentaje de otras litologías. Esta información o descripción a lupa binocular, permite confeccionar un perfil litológico, de gran importancia en los estudios regionales de la columna geológica del área, ya que cuanto mayor sea la información disponible, mejor será la elección de las ubicaciones de perforaciones futuras.

También se registra la presencia de rastros e impregnaciones de hidrocarburos en las muestras de *cutting*. Se denomina rastro al teñido que adquiere la roca al estar en contacto con el hidrocarburo en algún momento del tiempo geológico y constituye uno de los indicios más significativos de la presencia de hidrocarburos en el subsuelo. El color de los rastros depende del tipo de petróleo, y en general será más oscuro cuanto más pesado sea el hidrocarburo. De acuerdo al tipo de rastro observado se lo puede describir como:

- Fresco: nos indica el contacto de la roca con el hidrocarburo en el momento que se perfora el pozo. No siempre un rastro fresco indica la presencia de un reservorio ya que puede tratarse de petróleo residual.
- Seco: nos indica que hubo contacto con el hidrocarburo en algún momento del tiempo geológico.

De acuerdo al porcentaje observado se lo puede clasificar como:

- Rastros aislados < 10%
- Rastros regulares entre 10 % y 30 %
- Rastros abundantes > 30 %

De acuerdo al color se lo puede clasificar como:

Tabla 5.6 - Clasificación del petróleo según el color. Autor

Clasificación del petróleo según el color					
Color	Castaño claro	Castaño oscuro	Negro		
Tipo de hidrocarburo	Liviano	Mediano	Pesado		
API	Alto (más de 30)	Medio (31-22)	Bajo (menor de 22)		

Se denomina impregnación, cuando el hidrocarburo recubre totalmente al recorte, el poro o la estructura y se la puede clasificar como:

- Impregnación escasa: < 20 %
- Impregnación parcial: entre el 20 % y el 60 %
- Impregnación total: > 60 %

La impregnación se debe observar en muestras húmedas ya que al secarse las mismas pierden el estado en que se encuentran en el momento en que son perforadas. Para la descripción de impregnaciones se utiliza un fluoroscopio que permite caracterizar visualmente el tipo de impregnación además de diagnosticar empíricamente el grado de hidrocarburo presente. La fluoroscopia consiste en la observación del hidrocarburo a la luz de la radiación ultravioleta, bajo la cual el petróleo se vuelve luminoso, siendo el color de la fluorescencia función del estado del hidrocarburo.

La fluorescencia se puede caracterizar como:

- Fluorescencia total: 80 % al 90 % de los fragmentos presentan fluorescencia.
- Fluorescencia parcial: entre el 20 % y el 80 % de los fragmentos presentan fluorescencia.
- Fluorescencia puntual: Se distingue en forma puntual y específica para algunos fragmentos.
- Fluorescencia puntual aislada: se pueden contar con exactitud los fragmentos que tienen fluorescencia.

Del análisis de las muestras se realiza un diagnóstico o pronóstico de los posibles intervalos productivos utilizando calificativos como los que se describen a continuación:

- Sin interés (SI): no se observa ningún tipo de impregnación.
- **Poco a sin interés (P a SI)**: Presenta pocos o aislados rastros o impregnación parcial pero sus características litológicas no son satisfactorias
- Poco interés (PI): Existen algunos rastros e hidrocarburos livianos o medianos con regular a buena porosidad visual y cromatografía; también se utiliza cuando existe buena o total impregnación pero la muestra puede aparecer lavada, el hidrocarburo es pesado o la porosidad insuficiente.
- Cierto Interés (CI): Las condiciones de impregnación son muy buenas y la roca tiene propiedades visuales buenas con adecuados valores de gas y cromatografía completa.
- **Interesante (I)**: Este término se reserva a muestra con impregnación total, petróleo preferentemente liviano, excelentes propiedades visuales y cromatografía completa.

Dentro de las muestras litológicas se incluyen los testigos coronas, utilizados principalmente para minimizar las incertidumbres asociadas con las propiedades del reservorio, en particular, aquellas relacionadas con el volumen y la saturación de hidrocarburos. En razón de su costo, la determinación de la saturación de hidrocarburos se calibra a través de los datos de los testigos corona con los registros de perfilajes. De esta manera se reducen los costos de perforación con diamantina para la obtención de testigos corona y se puede correlacionar con pozos vecinos.

El análisis y estudios de testigo corona permite:

• Realizar una descripción del ambiente geológico de depositación-formación de la roca, incluyendo litología y sus variaciones.

- Obtener información mineralógica a partir de cortes delgados, microscopio electrónico y difracción por rayos X.
- Obtener parámetros de porosidad, permeabilidad, densidad de grano y saturación de gas, petróleo y agua, como así también efectuar ensayos de mojabilidad.
- Determinar parámetros básicos a utilizar en la interpretación de perfiles como conductividad de la arcilla, densidad de fluidos, saturaciones residuales e irreducibles.
- Comprender la distribución de fluidos dentro de la columna a partir de mediciones depresión capilar.
- Determinación de valores de velocidad acústica de ondas compresivas y de cizalla, como así también determinar la impedancia acústica.
- Establecer las propiedades mecánicas de las rocas, como la compresibilidad, compactación, resistencia al esfuerzo y sensibilidad a la inyección de agua.
- Realizar ensayos sobre rocas no reservorios como análisis de poder sellante o de roca madre.

5.1.12 - Tratamiento de muestras gaseosas

Los fluidos en el interior del reservorio se hallan en un estado de equilibrio estando gobernados por factores de presión, temperatura y distribución y composición de las distintas fases presentes. Una vez realizada la perforación, este equilibrio se ve afectado, tanto por la acción del trépano como por el fluido de inyección que invade las rocas.

Uno de los elementos además del cutting que asciende a la superficie es el gas liberado de la formación, una vez detectada su presencia mediante el detector-analizador, el cromatógrafo aísla la muestra de gas y la analiza registrando y graficando en la pantalla del sistema su presencia en tiempo real. Esto permite prevenir posibles surgencias, y evaluar la calidad del gas, analizando el contenido de fluidos en el tramo perforado. De acuerdo con Barker (1990) se puede establecer una clasificación general de los gases según sean continuos o discontinuos. Dentro de los gases continuos se destacan el gas de fondo o *background*, que aparece en forma constante por encima del cero de lectura cuando se está atravesando una litología constante.

El otro tipo de gas continuo es el denominado gas *show* o manifestación de gas que se identifica cuando la detección tanto en cantidad como en composición se aparta del gas de fondo. Por otra parte, se incluye dentro del término **gas discontinuo** a aquellos gases que se producen fundamentalmente porque se detiene la perforación, o bien porque su detección se realiza a intervalos determinados (Stinco, 2001).

Las variaciones en las condiciones de presión, temperatura y relación de gases que sufren los hidrocarburos desde su condición inicial en el reservorio, hasta que alcanza el detector de gas en la superficie, invalidan el uso cuantitativo de los mismos como herramienta de evaluación, pero no el cualitativo.

Esto significa que sus valores absolutos pueden cambiar marcadamente, pero sus proporciones relativas permanecen inalterables y reflejan la presencia y calidad de los hidrocarburos en el reservorio. Los indicadores más relevantes del **análisis cualitativo** del "gas total" y de sus diferentes componentes son:

- Relación de gas húmedo (Wh o GWR):

Expresa la relación de componentes pesados en función de la totalidad del gas.

 $\mathbf{Wh} = (C2 + C3 + C4 + C5 / C1 + C2 + C3 + C4 + C5) \times 100$

Donde: C2... C5... significan número de moléculas de Carbono

 Balance de hidrocarburos (Bh o LHR): Esta relación disminuye cuando aumenta la densidad de los fluidos presentes. Cuando se grafica junto al Wh permite interpretar sobre la potencia del reservorio.

 $\mathbf{Bh} = (C1+C2 / C3+C4+C5) \times 100$

 Carácter de los hidrocarburos (Ch o OCQ): Se usa cuando lo presencia de gas seco afecta a los otros indicadores. Además permite diferenciar la presencia de gas/petróleo o condensado, de aquellos reservorios que solo poseen gas.

 $Ch = (C4+C5 / C3) \times 100$

En la Tabla 5.7 se observan las relaciones cromatográficas, donde Wh es la Relación Gas húmedo, Bh es el balance de hidrocarburos y OCQ es el carácter de los hidrocarburos y C los componentes

Relaciones Cromatográficas	
Wh < 0.5 = gas seco Wh entre 0.5 y 17.5 = gas húmedo – condensado Wh entre 17.5 y 40 = petróleo Wh > 40 = petróleo residual	
Bh > 100 gas seco Wh en rango de gas y Bh mayor que Wh = gas Wh en rango de gas y Bh apenas mayor que Wh = gas húmedo Wh en rango de petróleo y Bh meno que Wh = petróleo Wh mayor que 40 y Bh mucho menor que Wh = petróleo residual	
OCQ < 0,5 confirma la interpretación con Wh y Bh OCQ > 0,5 si Wh y Bh están indicando gas, quiere decir que es mas etrôleo	
C2/C3 = 10 gas seco C2/C3 = entre 1 y 5 gas con petróleo C2/C3 = cerca de 1 o menor petróleo liviano C2/C3 = cercano a 0,1 petróleo	

Tabla 5.7 - Tabla de relaciones cromatográficas (Adolph et al,2006).

5.1.13 - Perfilajes a Pozo Entubado

Los perfiles a pozo entubado se corren una vez transcurrido el tiempo de fraguado del anillo de cemento, y se realizan mediante un servicio de cable (*wire-line*) al igual que

los perfiles a pozo abierto. Normalmente se corren dos perfiles combinados para la evaluación del cemento:

- *Perfil de control de cementación (CBL)*: Registra la continuidad del anillo de cemento verificando la adherencia del cemento a la cañería de aislamiento, y el "cielo de cemento" o tope superior del anillo.
- Perfil de densidad variable (VDL): Este perfil, también denominado microsismograma analiza la cantidad y calidad de cemento existente, además de ser útil como perfil de correlación con el registro de potencial espontáneo (SP) a pozo abierto.

Estos perfiles se acompañan con un cuenta cuplas o CCL, que es un registro electromagnético que tiene como objetivo verificar la longitud y cantidad de caños que revisten el pozo, sirviendo además como localizador de profundidades para herramientas tales como empacadores (*packers*) o tapones. Mediante el CCL se realiza la puesta en profundidad para realizar cualquier operación en un pozo entubado (punzados, fijación de herramientas, etc.).

Conjuntamente, por lo general, se corre un perfil de porosidad a pozo entubado (neutrónico, sónico o de densidad) y algún otro perfil litológico que pueda registrarse a pozo entubado (GR). Una vez analizada la información se procede a la correlación con los perfiles a pozo abierto para establecer la calidad y adherencia que presenta el anillo en los niveles seleccionados como posibles productores, además de corroborar los valores de porosidad y establecer el tipo de fluido presentes en el nivel a punzar. Los registros a pozos entubados aportan importantes datos para realizar estudios de reservorios, estimulación o reparación.

5.1.14 - Perfil de control de cementación (CBL) (cement bond log)

Se utiliza para conocer la calidad de adherencia del cemento a la tubería de revestimiento. Este registro mide la amplitud en milivoltios del primer medio ciclo de señal recibido en el receptor ubicado a un metro del transmisor sónico. Esta amplitud es máxima en una tubería no cementada, y mínima en una tubería bien cementada.

El objetivo de controlar una buena cementación es evitar que los estratos se comuniquen entre sí, y con ellos sus fluidos y presiones. Además, si no está bien adherido el conjunto cañería-cemento-formación, al realizarse el punzado se genera un trauma provocando el colapso de la cañería, aplastando las herramientas y anulando el pozo.

En algunos trabajos de cementación, la tubería de revestimiento es mantenida bajo presión, hasta que fragüe el cemento. Cuando se quita la presión, la tubería se contrae lo suficiente como para romper la cohesión del cemento, dejando un espacio entre la tubería y el cemento denominado microanular o *microanulus*.

De manera general puede decirse que un *microanulus* se produce siempre que por alguna razón, se aplique presión a la tubería y luego sea quitada. El estrecho espacio entre la tubería y el cemento responde al registro CBL como una mala cementación. Si se sospecha la existencia de esta situación, el CBL puede ser registrado con la tubería de revestimiento bajo presión. De esta manera, el *microanulus* se cierra cuando la tubería se expande y el registro de CBL indica la existencia de una buena cementación.

El "cielo de cemento" corresponde al comienzo de la cementación y se identifica en el perfil de control de cementación, con una amplitud máxima ya que corresponde a una zona de mala cementación, correspondiente al tramo donde la lechada de cemento no ha llenado todos los espacios vacíos.

5.1.15 - Perfil de densidad variable VDL

Este perfil provee información adicional sobre las condiciones de cementación, midiendo el tiempo de tránsito de ondas sónicas que son registradas en un receptor ubicado a 1.5 metros del transmisor. Este registro puede correrse conjuntamente con el perfil CBL. El equipo incluye un osciloscopio que permite registrar la variación de amplitud den tren de ondas generando un microsismograma.

En una tubería de revestimiento cementada existen cuatro caminos posibles para que elsonido viaje entre el transmisor y el receptor:

- A lo largo de la tubería.
- A lo largo del cemento detrás de la tubería.
- A través de la formación.
- A través del lodo.

La señal que viaja a través del lodo normalmente llega última ya que al viajar a través de un fluido presenta menor velocidad de propagación. La onda que llega primero al receptor es la que viaja a través de la tubería, ya que el sonido no se propaga bien a través del cemento y la señal recibida es débil.

En la tubería libre no cementada, la mayor parte de la energía sonora se transmite a lo largo de la tubería y solo una pequeña parte de la misma se transmite al cemento o a la formación. En el perfil VDL la señal de la tubería queda representada por bandas rectas oscuras y claras. El diseño que aparece frente a las cuplas de una tubería no cementada (o mal cementada) se denomina patrón en *chevron* y se registra a intervalos regulares, evidenciando la unión entre los caños de la tubería.

Cuando el cemento está unido a la tubería habrá transferencia de energía sonora desde la tubería al cemento, y las señales de la tubería se mostrarán más débiles. El sonido que viaja a través del cemento estará atenuado, y si el cemento está unido a la formación, parte de la energía será transferida a la formación. Las pequeñas señales de la tubería

167

llegarán primero, seguidas por las señales compresionales (ondas P) de la formación y por último las ondas de corte S. En algunos casos también podrán registrarse las ondas de superficie que llegan en último lugar y que se conocen como ondas Rayleigh de la formación. Las señales de la tubería se diferencian de las señales de la formación porque las primeras tienen un espaciamiento constante, mientras que el espaciamiento de las señales de la formación es variable.

5.2 METODOLOGÍA APLICADA

5.2.1 – Introducción

La metodología descripta precedentemente se aplicó en tres bloques exploratorios (Bloque exploratorio: unidad geopetrolera correspondiente a un área en la que se realizan operaciones de investigación del subsuelo), en los que se analizan los Pozos tipo de la región de estudio. Esos Bloques se denominan como: Estancia la Mariposa, Lomita de La Costa y Estancia Cerro El Mangrullo; la fig. 5.61, muestra la ubicación de los mismos. En el análisis se sintetizan aspectos generales, el año de perforación y características particulares de la información geológica suministrada por cada uno de ellos.

Para optimizar los resultados se realizaron continuas correlaciones con pozos cercanos a los analizados utilizando toda la información disponible, la mayoría como registros eléctricos de escala 1:1000 y 1:200, con el objeto de enmarcar la perforación dentro de un contexto sedimentario-estratigráfico y estructural que fuera coherente con la propuesta de pozo y que se viera reflejado en los resultados obtenidos. Se incluye una síntesis de las manifestaciones de hidrocarburos, y descripciones de muestras, además de un análisis de las muestras cromatográficas, que contribuyen a esclarecer aspectos geológicos y de reservorio evaluados.



Figura 5.61 - Croquis de ubicación de los Bloques analizados en la presente investigación Estancia La Mariposa (azul), Lomita de la Costa (Amarillo) y Cerro Mangrullo (rojo).



5.2.1.1 BLOQUE ESTANCIA LA MARIPOSA

Figura 5.62 - Croquis de ubicación Pozo Estancia Mariposa.

DATOS GENERALES

Ubicación:

Geográfica: República Argentina, Provincia de Santa Cruz. Departamento Deseado

Geológica: Cuenca del Golfo San Jorge, Sector Centro de Cuenca, nomenclatura estratigráfica compatible con flanco norte.

Área-Bloque: CSJXVI Estancia La Mariposa

DATOS DE PERFORACIÓN

Profundidad: proyectada: 2600 metros

Profundidad final por perfil: 2650,9

Profundidad final por perforación: 2647 metros.

DISEÑO DEL POZO

Entubado con 95/8 N80 hasta 396 metros, zto: 400 mts.

5.5" hasta: 2650,9

OBJETIVOS DEL POZO

El pozo ELMa-a-1002 se propuso con el objeto de evaluar la extensión de una estructura tipo roll-over ya perforada a través de los sondeos anteriores. Ambos se ubican en una posición estructural relativamente más baja, según la sísmica 3D registrada en el área. En este pozo se investigan, principalmente, los niveles productivos ubicados en la Formación Comodoro Rivadavia. La zona de mayor interés se sitúa en la sección inferior de la mencionada Formación.

a) Antecedentes

En el área de referencia se perforaron dos pozos exploratorios: ELMa-X1 y ELMa-X-1001.

• POZO ELMa-X-1:

Perforado en 1984-85 por YPF, llegó a 4300 metros. Pudieron documentarse 9 capas productivas en las Formaciones Yacimiento El Trébol y Comodoro Rivadavia. En este pozo se corrieron tres carreras con sacatestigo-corona en profundidades que correlacionan con el pozo ELMa-x-1002.

Estado actual: en espera de intervención con material en pesca.

• **POZO ELMa-X-1001**

Perforado por CGC SA en 2001, alcanzó los 3269 metros. Se documentaron 6 capas productivas de petróleo y de gas en las Formaciones Yacimiento El Trébol y Comodoro Rivadavia. En este sondeo no se realizaron carreras de Testigos Corona. Estado actual: acondicionado como productivo

b) Consideraciones Geológicas

Estratigrafía

Descripción de las Formaciones atravesadas

Terciario

Formación Patagonia: de edad Miocena, se compone de areniscas y calizas que representan la segunda ingresión del Atlántico. Contiene abundantes restos de Ostrea Patagónica. No tiene interés petrolero.

Formación Sarmiento: de edad Eocena-Oligocena, se compone principalmente de tobas y tufitas de colores claros que se asocian a la presencia del arco volcánico establecido al Oeste de la región. Sin interés petrolero.

Formación Río Chico: del Eoceno inferior está constituida por limo-arcillitas y tobas con intercalaciones arenosas colores grises y verdosos. Sin interés petrolero.

Formación Salamanca: representa un ambiente estuarino instalado en casi todo el ámbito de la Cuenca durante el Paleoceno inferior, se destacan el banco verde como nivel guía que representa la retirada del Atlántico y el miembro glauconítico que indicaría el comienzo de la primera transgresión del océano Atlántico. Este último es un excelente reservorio en varios campos de la cuenca, en este pozo, al igual que en los de las proximidades no presentó rastros ni evidenció valores interesantes de gas.

Grupo del Chubut (Cretácico)

Formación Yacimiento El Trébol: uno de los objetivos de la presente perforación es de origen fluvial y se depositó durante el Cretácico Superior (Santoniano a Maastrichiano).

Se compone de tres secciones:

-Superior: compuesta de abundantes niveles de arenisca y conglomerados (desde los 790 m. bbp hasta 960 m. bbp) no presentó manifestaciones de hidrocarburos.

-Miembro medio: compuesto predominantemente por limo-arcilitas tobáceas y tufitas con escasas intercalaciones de areniscas de grano variado y colores grises predominantes. No se evidenciaron rastros.

-Miembro inferior: Nominado como objetivo secundario del pozo, se lo observa desde 1600 m bbp. Presenta una alternancia de areniscas, conglomerados y limoarcilitas.

Formación Comodoro Rivadavia: Esta unidad se depositó en el cenomaniano-Coniaciano (cretácico superior), constituye el principal objetivo del pozo y se compone de un 70 % de areniscas intercaladas con limo-arcilitas que actúan como sello local o próximo. Representa un complejo ambiente fluvial instalado durante la etapa de subsidencia térmica (*sag*) de la cuenca, actuando sus paleocanales como reservorio.

En esta sección se produjeron manifestaciones de hidrocarburos a partir de los 1860 metros bajo boca de pozo y durante toda la columna atravesada.

Los hidrocarburos observados, se presentan en algunas capas en forma de rastros aislados con fluorescencia amarillenta, y en otras capas como impregnaciones parciales, cuando la fluorescencia es amarilla los hidrocarburos pertenecen al rango de petróleos medianos y/o gas con tonalidades castaño medio. En muchos casos las muestras presentan aspecto "lavado" o impregnación importante de agua (ver fotografías 5.9 y 5.10 de muestras de esta Formación.)

Tabla 5.8 - Tabla síntesis de pases formacionales según prognosis del pozo en la propuesta, profundidad por perfilaje y por control geológico. La sigla MBBP significa profundidad real medida desde la superficie, o metros bajo boca de pozo. La sigla MBNM significa profundidad bajo nivel de referencia o nivel del mar, es decir la cota de cada pase.

FORMACIÓN	PROGNOSIS	POR CONTROL GEOLÓGICO		POR PERFILAJE		ESPESORES	
	MBBP	MBBP	MBNM	MBBP	MBNM	CUTTING'S	PERFILES
Patagonia							
Sarmiento				164	+161		
Rio Chico	280			395	70		231
Salamanca	490	498?	173	500?	175	105	105
Yac. El Trébol	630	790	465	793	468	293	293
Comodoro Rivadavia	1740	1733	1408	1735	1410	942	943
Mina El Carmen	2580	NO alcanzada					

c) Estructura local

El bloque perforado, se encuentra ubicado en un anticlinal ubicado al sur de una falla de carácter regional, presenta poco relieve estructural y un cierre de aproximadamente 5 km2 Una falla antitética, y una falla menor conforman la estructura de bloque rotado (roll-over), en la que se presentan las mejores condiciones de reservorio.(Plozskiewicz V. 2004).

d) Modelo de Reservorios

El modelo de reservorio que presenta esta región es producto de la sedimentación fluvial, que genera cuerpos arenosos de relleno de diversos tipos de canales (anastomosados, meandriformes o entrelazados). Esta configuración de carácter sintectónico, produce reservorios múltiples superpuestos que en general se comportan como independientes, aunque en algunos casos son coalescentes y permiten establecer cierta continuidad lateral.

Las dimensiones que presentan estos reservorios son muy variadas, no obstante puede generalizarse, por la experiencia debida a trabajos realizados en diferentes áreas, que tienen un espesor que oscila entre desde los 2 kilómetros, eventualmente se producen eventos similares a idénticas profundidades otorgando un efecto de mayor amplitud lateral, pero difícilmente se conectan y en general se comportan como reservorios independientes aunque su correlación sea "equivalente".

e) Composición de las rocas reservorio

La composición de los paleocanales que se atravesaron, se corresponde con la descripta para los reservorios del Flanco Norte de la Cuenca. Sintéticamente, puede reseñarse que las areniscas de la formación Comodoro Rivadavia son de tipo lítico-feldespáticas con una matriz arcillosa infiltrada constituyendo entre el 3 y 15% de volumen de la roca; el cemento más difundido es el cuarzo microcristalino o de crecimiento secundario.

Es importante mencionar que las arcillas autigénicas se muestran normalmente como coatings de composición predominantemente clorítica y subordinadamente illitaesmectita, con presencia ocasional de caolinita. La porosidad promedio varía entre el 12 y 22 %.

En la Formación Yacimiento El Trébol, los reservorios están compuestos por arenitas lítico-feldespáticas con buena madurez textural y moderada madurez mineralógica. La matriz es de naturaleza arcillosa y en muchos casos se presenta como coatings esmectíticos, siendo la caolinita un componente que se presenta ocluyendo los poros.

El cemento es en general de naturaleza arcillosa presentándose gargantas porales de buen tamaño parcialmente obstruidas por el mismo (fotografía 5.8).

f) Petrografía de las rocas Reservorio

La observación de las muestras en la lupa binocular, permitió evaluar localmente el área e introducirla en el contexto de la Cuenca. Se seleccionaron muestras de roca obtenidas del control geológico que se encuentran impregnadas de hidrocarburos, que fueron consideradas representativas de cada Formación. Se determinó que para la Formación yacimiento el Trébol, las rocas arenosas no presentaron manifestaciones de Hidrocarburos

Para la Formación Comodoro Rivadavia, los reservorios se presentan como cuerpos arenosos de aspecto limpio en general, poco intercalados con arcillas, como puede observarse en el perfilaje de rayos gamma.

Texturalmente, las arenas se describen como sigue:

Clastos tamaño fino a medio, subangulosos a subredondeados, poco seleccionados con alto porcentaje de fragmentos líticos y granos de cuarzo cristalino (Fotografías 5.9 y 5.10).

De este análisis puede determinarse que el área de aporte se encuentra a medianacorta distancia del lugar donde se produjo la singénesis. Asimismo, que el transporte de los materiales se efectuó mediante corrientes de agua por saltación y reptación. Con clastos en suspensión que constituyen parte de la matriz.

En general no se detectó la presencia de cemento, salvo algunos casos en donde se observó cemento con reacción tipo calcáreo (base de la Formación Yacimiento El Trébol). Las estructuras diagenéticas prácticamente están ausentes, salvo algunas deformaciones de clastos de cuarzo y la disminución de tamaño de poros que permiten inferir la posible presencia de cementos de naturaleza silícea.

Las textoestructuras se pueden apreciar en los testigos laterales, en donde se observan algunas propiedades tales como: el empaque visual que se define como "abierto" y la fábrica que es de carácter lineal, con clastos distribuidos según el eje mayor (a) paralelo al sustrato del paleocauce, lo que otorgaría una porosidad efectiva satisfactoria, ya que este modelo permite un grado de conexión importante entre los diferentes lugares del reservorio en planos horizontales (modelo de media a baja tortuosidad).

La permeabilidad podría verse disminuida por la presencia de materiales finos que conforman la matriz (*coating* de arcillas) (fotografías 5.7 y 5.8).

g) Consideraciones petroleras

-Relación roca reservorio (potencial) / roca no reservorio

Fm. Comodoro Rivadavia: 65/35 (relación arena/rocas fangolíticas)

-Relación roca reservorio (por número de capas) con manifestaciones vs roca reservorio, sin rastros. (Se describe detalladamente en la Tabla 5.9)

-Espesores totales de roca reservorio impregnada con Hidrocarburos.FM. YET: sin manifestaciones.FM. CR: 52 metros.

-Espesores útiles de roca reservorio impregnada con Hidrocarburos.

FM. YET: cero.

Fm. CR: 36 metros analizando espesores por gamma ray.

-Cálculo de reserva potencial del pozo estimando un radio de drenaje de diseño circular de 300 metros y parámetros utilizados en otros yacimientos del flanco norte.

Para valores de SW y porosidad se utilizaron los promedios obtenidos del perfilaje de pozo. Fm.YET: cero m.

Fm. CR: 25 m.

FORMACIÓN	INTERVALO	CAPAS CON RASTROS	CAPAS SIN RASTROS
Yac. El Trébol	TOTAL	0	8
C. Rivadavia	1850/2000	3	1
C.Rivadavia	2000-2100	1	1
C. Rivadavia	2100-2200	5	0
C. Rivadavia	2200-2300	0	4
C. Rivadavia	2300-2400	1	21
C.Rivadavia	2400-2500	7	11

Tabla 5.9 - Síntesis de manifestaciones de hidrocarburos por tramo de 100 mts.

Mbbp	Composición	Porosid.	ppm	C1	C2	C3	iC4	nC4	iC5	nC5	Hidrocarburo	FD	FE
1847-1849	30% Ar.	R-P	5654/600	4811	144	36	10	5	6	11	Muy Aisl R ctñ cl	(-)	ln
											y osc, fr, md		
											y pes, ctñ osc-neg, sc.		
1855-1858	70% Ar.	P-R	4128/600	2466	134	43	6	4	12	17	R ctñ cl	(-)	mod
											y osc, fr, md		
											y pes, ctñ osc-neg, sc.		
1875-1878	90% Ar.	P-R	8896/600	6731	259	67	16	23	9	11	R ctñ cl	(-)	mod
											y osc, fr, md		
											y pes, ctñ osc-neg, sc.		

Tabla 5.10 - Manifestaciones de hidrocarburos en control geológico.

h) Relaciones cromatográficas y análisis de gas

Para el análisis del gas se utilizó un equipo detector FID y un cromatógrafo de dos columnas de resolución veloz que permitió evaluar satisfactoriamente todos los niveles reservorios atravesados. El instrumental permite analizar C1 hasta NC5 además de detectar la presencia de CO2 y SH2.

En la tabla de manifestaciones de Hidrocarburos se presentan los valores de las cromatografías por horizontes (Tabla 5.10).

i) Características de la operación de perfilaje

Debido a posibles efectos de pozo, el perfilaje de Resonancia Magnética Nuclear (RNM) exhibe algunos inconvenientes de lectura en algunos sectores. El perfilaje de rayos gamma presentó lecturas disimiles en un tramo en diferentes carreras. Algunos Testigos laterales no evidencian la litología esperada según los perfiles y el control geológico que podría indicar que la profundidad no está ajustada.

La operación se realizó normalmente con algunas fallas en la lectura de herramientas de RMN y SP, posiblemente debido a efectos de pozo (lodo y cavernas). Las copias presentaron inconvenientes en presentación de datos básicos, referentes a coordenadas y cota, niveles de referencia solicitados, datos del lodo.

j) Testigos Laterales

Se realizó una carrera de Testigos de impacto cuya descripción se transcribe a continuación.

<u>Carrera 1</u>

Disparos: 59 Recuperados: 31

DESCRIPCION DE TESTIGOS

Testigo	Descripción
01 : 2619.5	ARENISCA: gris medio, mediano, aspecto lavado. Aislados
	rastros de hidrocarburo castaño seco. FD: amarillo apagada. FE
	muy lenta. POCO A SIN INTERÉS.
02 : 2603 - 4cm	ARENISCA: gris medio, mediano, aspecto lavado.
	Impregnación parcial castaño mediano, fresco. FD: total
	amarillo brillante apagada. FE muy lenta. POCO INTERÉS.
03 : 2567.2 - 3 cm	LIMOARCILITA: gris. SR. SF. SIN INTERÉS.
04 : 2564.0 - 2 cm	ARENISCA: gris medio, mediano, aspecto lavado.
	Impregnación casi total de hidrocarburo liviano (casi gas),
	aspecto lavado, fresco. FD: total amarillo brillante apagada. FE
	muy lenta. POCO A CIERTO INTERÉS.
05 : 2562.0	ARENISCA: gris muy blanco, mediana, Rastros abundante de
	hidrocarburo, negro pesado. FD: puntual amarillo. FE: sin
	destilado. POCO A SIN INTERES.
06 : 2545.0 - 3 cm	LIMOARCILITA: gris. SR. SF. SIN INTERES.
06 : 2545.0 - 3 cm	LIMOARCILITA: gris. SR. SF. SIN INTERÉS.
06 : 2545.0 - 3 cm	LIMOARCILITA: gris. SR. SF. SIN INTERES.
07 : 2532.2 - 2cm	ARENISCA : gris muy blanco, fina, abundante matriz
	limoarcillosa, SR. SF. SIN INTERÈS.
08 : 2528.0 - 3cm	ARENISCA: gris muy blanco, fina, subangulosa, cuarzo,
	abundante matriz limoarcillosa, Impregnación casi total castaño
	fresco, de petróleo y/o gas, FD: amarillo brillante. FE: amarillo.
	POCO INTERES.
09 : 2523.5 - 3cm	ARENISCA: gris muy claro, blanco, mediano, fina,
	subangulosa, cuarzo, abundante matriz limo arcillosa. Escasos
	rastros de Hidrocarburo seco. FD: (-). FE: (-). POCO
10.0511.0.0	INTERES.
10 : 2511.0 - 3 cm	ARENISCA: gris muy claro, blanco, mediano, fina,
	subangulosa, cuarzo, abundante matriz limoarcillosa,
	EDi muntual amarilla. EEi dastila lanta blanguasina. DOCO
	FD: puntual amarino. FE: destina lento bianquecino. POCO
11.25110 1 am	INTERES.
11 . 2311.0 - 4 CIII	nagro SIN INTERES
$12 \cdot 2467.0 - 4 \text{ cm}$	LIMOARCII ITA: gris SIN INTERÉS
12 : 2467.0 - 3 cm	LIMOARCILITA: idem anterior
12 : 2467.0 - 4 cm	LIMOARCILITA: idem anterior
13 : 2447.0 - 2 cm	ARENISCA : gris muy fina abundante matriz arcillosa gris
	claro, subangular, cuarzo, SR, SF SIN INTERÉS
14 : 2443 5	no recuperado.
15 : 2420 3 cm	ARENISCA: gris claro, fina, abundante matriz arcillosa.

	cuarzo, subangular, muy consolidada. Impregnación total de
	petróleo o gas. FD: amarillo brillante. FE: rápido celeste
	blanquecino. POCO A CIERTO INTERÉS.
15	ARENISCA: gris blanquecino, gruesa, subangulosa, cuarzo,
	Rastros de petróleo muy liviano. FD: apagada y lavada.
15	ARENISCA: gris blanquecino, gruesa, subangulosa, cuarzo,
	Impregnación casi total petróleo liviano, FD: total amarillo
	brillante. FE: instantáneo blanquecino. POCO A CIERTO
	INTERÉS.
16 : 2414.5 - 3 cm	ARENISCA: blanquecino, mediana, subangulosa, cuarzo,
	Impregnación parcial petróleo liviano y mediana, fresco. FD:
	puntual amarillo. POCO INTERÉS.
17 : 2401 - 4 cm	ARENISCA: gris, muy fina, con abundante matriz arcillosa,
	SR. SF. Sin Interés (SI)
18 : 2393 - 3 cm	ARENISCA: gris, muy fina, con abundante matriz arcillosa,
	SR. SF. SI.
19 : 2385.2 - 4 cm	ARENISCA: abundante matriz arcillosa, escasos rastros de
	Hidrocarburo pesado, seco. SF. SI.
20 : 2351.0 - 4 cm	ARENISCA: gris, muy fina, subangular, abundante matriz,
	SR. SF. SI.
21 : 2332.2 - 4 cm	ARENISCA: gris blanquecina, muy fina, subangular, cuarzo,
	abundante matriz, consolidada, SR. SF. SI.
22 : 2315.2 - 4cm	ARENISCA: gris, muy fina, subangular, cuarzo, abundante
	matriz arcillosa, consolidada, SR. SF. SI.
23 : 2312.5 - 3 cm	ARENISCA: gris, muy fina, subangular, cuarzo, abundante
	matriz arcillosa, abundante cemento calcáreo, consolidada, SR.
	SF. SI.
24 : 2052 1 5 cm	ARENISCA: gris, muy fina, subangular, cuarzo, abundante
	matriz arcillosa, abundante cemento calcáreo, consolidada, SR.
	SF. SI. Grada a Limoarcilita.
25 : 2026.5 - 3 cm	ARENISCA: gris claro, fina, subangular, cuarzo, matriz
	arcillosa, abundante cemento calcáreo, consolidada, Escasos
	rastros de petrolero castaño, mediano, seco, FD: parcial
	amarillo. FE: moderado blanquecino. POCO A SIN INTERES
26 : 2020 - 3	ARENISCA: gris claro, fina, subangulosa, cuarzo, matriz
	arcillosa, abundante cemento calcáreo, consolidada, Escasos
	rastros de petrolero castaño, mediano, fresco, FD: puntual a
	parcial amarillo. POCO A SIN INTERES.
27 : 1963. 0 - 4 cm	ARENISCA: gris claro, mediana, subangulosa, cuarzo, matriz
	arcillosa, abundante cemento calcáreo, consolidada,
	Impregnación parcial castaño claro, liviano. FD: total
	blanquecino. FE: POCO INTERES.
28 : 1954.5 - 4 cm	ARENISCA: gris claro, mediana y fina, subangulosa, cuarzo,
	abundante matriz arcillosa y cemento calcáreo, consolidada,
	Rastros de petróleo mediano, seco. FD: (-). FE: lento amarillo
---------------------------	---
	apagado. POCO A SIN INTERÉS.
29 : 1897.5 - 3cm	ARENISCA: gris blanquecino, fina, subangulosa, cuarzo
	angulosos y subangulosos, abundante matriz arcillosa y
	cemento calcáreo, consolidada, Escasos Rastros de petróleo
	seco. FD: (-). FE: lento amarillo apagado. SIN INTERÉS.
30 : 1879.0 - 3cm	ARENISCA: gris blanquecino, gruesa, subangulosa, cuarzo,
	abundante matriz arcillosa y cemento calcáreo, consolidada.
	SR. SF. SI.
31 : 1861.5 2 5cm	ARENISCA: gris blanquecino, mediano, subangulosa cuarzo,
	abundante matriz arcillosa y cemento calcáreo, consolidada.
	Impregnación casi total, liviano gas seco. FD: parcial amarillo
	apagado. POCO INTERÉS.
31 : 1861.5 - 3 cm	ARENISCA : gris blanquecino, mediano, subangulosa, cuarzo,
	abundante matriz arcillosa y cemento calcáreo, poco
	consolidada. Impregnación casi total, negro, fresco,
	semipesado. FD: amarillo apagada. POCO INTERÉS. (PI)



Fotografía 5.6 - Coating de arcilla autigénica de naturaleza esmectítica en clastos de arenisca x 10 (González M. *et al.*, 2002).



Fotografía 5.7 - Coating de arcilla en formación Comodoro Rivadavia, se observa disminución de espacio poral intergranular. X 60. (González *et al.*, 2002).



Fotografía 5.8 - Muestra arenisca de Fm. Yacimiento el Trébol, reemplazo por caolinita obstruyendo gargantas porales (González *et.al.*, 2002).

183



Fotografía 5.9 - Arenisca de la Formación Comodoro Rivadavia donde se observa la impregnación de petróleo y algunas características texturales como la forma de los clastos subangulosa-subredondeada y algunos fragmentos líticos. El cuarzo no presenta pátinas de material fino. La impregnación se produce en forma de rastros de petróleo mediano y su apariencia es lavada (alta saturación de agua) Profundidad: 2466. Vista a lupa 20x origen: recortes de perforación (Foto: Rubín, 2005).



Fotografía 5.10 - Se aprecia la forma subredondeada de los clastos y la naturaleza cristalina del cuarzo. Además se observa la impregnación de petróleo mediano color castaño. La muestra presenta aspecto lavado (alta saturación de agua) profundidad 2518 m. Lupa10x (Foto: Rubin, 2005).

Fotografía N[•] 6: recortes de perforación fm. Comodoro Rivadavia con impregnación parcial de hidrocarburos medianos. Abundante proporción de clastos de cuarzo NO ESTA



Fotografía 5.11 - Equipo técnico de Alianza Petrolera en locación del pozo (de izq. A derecha): Geólogo Rubin, D., Ing. Gerente Ziperovich, S., Geofísico Ploszkiewicz, V., Ing. de perforación, Del Soto, D., Ing. de operaciones, Lopez Ansín, C. (Rubín, 2005).

k) Problemática de niveles punzados que no aportan fluidos: bloque Estancia La Mariposa

Se trata de capas con valores de porosidad aceptable según petrofísica y pronóstico de productivas que al ser punzadas no aportan fluidos.

Los pozos del bloque Estancia La Mariposa demostraron tener buenos valores de porosidad por perfil en capas que aparecen con impregnación y buena porosidad visual en el *mud-logging*, no obstante la mayoría de ellas al ser punzadas resultan sin entrada de fluidos o con caudales muy por debajo de lo esperado.

Posibles causales

Las causas pueden ser numerosas, en esta investigación se analizan las que ocurren con mayor frecuencia, y que, en general, están relacionadas a factores provocados por operaciones. El problema puede ser atribuido a un daño de formación inducido por la interferencia provocada en el reservorio. Las causas comunes que provocan inconvenientes de esta naturaleza, pueden ser clasificadas según el tipo de fenómeno que puede darle lugar en:

-Operaciones de perforación-cementación.

-Operaciones de terminación.

-Motivos debidos a la naturaleza de los reservorios.

Para el análisis de la problemática se adoptaron los siguientes pasos:

- Se realizó investigación bibliográfica con el objeto de conocer la experiencia adquirida en otros yacimientos de la cuenca.
- Se evaluó toda la información disponible de los pozos del Bloque y de áreas circundantes, tomando los punzados con buenos valores de perfil y/o control geológico, expresados en tabla 1 del capítulo.
- Se examinaron en particular los casos de capas que fueron fracturadas y sus resultados. (pozo: ElMa E-x-1 de Repsol-YPF).
- Se analizaron herramientas de perfilaje que puedan contribuir a mejorar las interpretaciones. (RMN, Imágenes de Formación, tipo FMI y UBI; 3DX).

De ese análisis surge que:

• El problema de capas sin entrada de fluidos es generalizado en toda la Cuenca; se estima que cuando las formaciones presentan valores petrofísicos de perfil y muestras litológicas que pronostican hidrocarburos y al punzarlas quedan sin entrada, tienen que haber sufrido un daño de formación que impide el normal tránsito de fluidos hacia el pozo.

• El daño puede ser provocado por diversos motivos aunque lo más común es que ocurra durante la perforación, por efectos de invasión de lodo en la parte matricial y posterior reacción con el contenido de argilominerales, y, en segundo orden por causas

atribuidas a la terminación, tal como modificación del área anular próxima al pozo por cambios físicos durante el punzado o utilización de fluidos no compatibles con los elementos que componen la roca reservorio.

• Como técnica reparadora se sugiere practicar fracturas en niveles que, una vez

analizados, reúnan los requisitos que justifiquen la operación. En los últimos diez años se practicaron fracturas en muchos sectores de la Cuenca con resultados generalmente positivos. Sin embargo, antes de practicar una fractura se necesitan datos de ensayos para conocer factor y tipo de daño, extensión del reservorio y otros datos aportados por los mismos.

• En algunas publicaciones Técnicas de empresas de servicios (Halliburton, 2004) se promueve la ejecución de estimulaciones con ácidos para mejorar el tránsito en gargantas porales rellenas con arcillas tipo Esmectitas.

• Las herramientas de evaluación de formaciones trabajan dentro de un radio muy acotado, (RMN 1 pulgada) lo que no les permite en general apreciar el posible daño, que puede ser profundo. Además el efecto puede ser provocado con posterioridad al perfilaje a pozo abierto, durante la terminación o cementación.

• Herramientas como imagen de formación inductiva y acústica podrían contribuir a esclarecer la caracterización del reservorio. No obstante se hace necesario tener datos de varios pozos.

• El perfil llamado comercialmente 3DX (inducción tridimensional), determina la distribución de niveles arcillosos dentro de cuerpos arenosos. Su registro podría mejorar el conocimiento de arcillas tabulares incluidas en los reservorios. De todas maneras se estima que el problema es generado por material contenido en la matriz.

• En los pozos de Estancia La Mariposa, se determinó que existen capas con daño (ELMaE-1002), que dieron resultados negativos (S/E) en la terminación.

• En el único pozo en que se realizó una fractura, (ELMaEx-1 Repsol-YPF), se incrementó notoriamente el caudal de fluidos al pozo. Independientemente del resultado del pozo, la técnica logró su cometido.

• La fractura puede en sí provocar variaciones en la permeabilidad relativa y afectar la mojabilidad induciendo cambios en los fluidos producidos, (agua por petróleo).

186

187

• La aplicación de estimulaciones ácidas se menciona en la bibliografía como una posibilidad, pero no se encontraron registros que certifiquen sus resultados en la Cuenca; no obstante una vez caracterizado un reservorio y determinada la composición de su matriz podría analizarse esta metodología con el objeto de eliminar obstrucciones porales.

La solución propuesta:

La fractura es un método que está dando buenos resultados en capas sin entrada o con bajo caudal en todo el ámbito de la Cuenca del Golfo. Por lo tanto se puede aplicar en algunas capas presuntamente dañadas y que, por perfil y *mud-logging* mostraron buenos valores de porosidad y pronóstico de hidrocarburos.

Para sustentar esta sugerencia, se menciona el caso del pozo ELMaEx-1, perforado por YPF en el área vecina de la Mariposa, en el cual se efectuaron dos fracturas, las cuales mostraron un importante incremento en el aporte de fluidos al pozo, en función de ello se deduce que la metodología es válida para revertir daños pero no asegura que los reservorios aporten hidrocarburos; por lo que es posible que se varíe la permeabilidad relativa con la consecuente entrada de agua.

Otros casos a tener en cuenta, como ejemplos de aplicación de la técnica con buenos resultados en la cuenca, son los campos Cerro Negro y La Tapera, donde se aplican con éxito fracturas en capas sin entrada. En el primero de los casos se conoce un pozo que fuera abandonado y en posterior instancia se fracturó una capa que produjo 14 m³ de petróleo/día, manteniendo el caudal con la declinación normal.

Con el objeto de evaluar correctamente los reservorios, y para poder aplicar el método conocido como "caracterización" (Stinco, 2001): se sugiere realizar un estudio de difracción de rayos X en las capas seleccionadas para fracturar. Este estudio de laboratorio permitirá conocer la mineralogía de la matriz y con ello predecir y minimizar obstrucciones y movilizaciones de estos materiales hacia los punzados.

Para aplicar la metodología como piloto, se sugiere el pozo ELMaE-1002, en el cual se estima que algunas capas interesantes por análisis petrofísico fueron dañadas por maniobras de perforación.

Se seleccionaron las capas de 2514/21 y 2459/63 que muestran valores de interés según *mud –logging* y perfil (ver tabla 5.11).

l) Discusión

Incidencia de cada tipo de problemática en punzados sin entrada:

1. Operaciones de perforación

En la perforación-cementación concurren los factores más traumáticos para un sistema en equilibrio como es un reservorio de hidrocarburos. Cuando se perfora un pozo que atraviesa una roca reservorio, se altera el equilibrio de presiones, lo que es controlado mediante el lodo y sus componentes, que interactúan con los minerales presentes en la denominada matriz de la roca (areniscas y rocas clásticas en general), provocando alteraciones que pueden derivar en un daño de formación. Lo más común es que las arcillas que componen el material aglutinante de la roca, reaccionen de una u otra manera produciendo movilización de las mismas hacia la zona conocida como *wellbore* o zona próxima al pozo.

Algunas arcillas pueden reaccionar con el agua del lodo e incrementar notoriamente su volumen produciendo obstrucción de gargantas porales (esmectitas).

Acorde a lo mencionado, se impone un análisis para evaluar el tipo de arcilla presentes en el reservorio y tomar precauciones al respecto.

En el caso del pozo ELMa-1002, es importante considerar que las operaciones de perforación pueden haber provocado un importante daño en los principales reservorios, ya

que a esa profundidad se realizó un *side-track* (operación de desvío y retorno al rumbo del pozo)

2. Operaciones de terminación

Durante esta etapa, la roca reservorio recibe el impacto de los punzados que produce efectos que alteran las condiciones petrofísicas de la roca, particularmente la permeabilidad, que se ve disminuida en la zona de influencia de los punzados. Para minimizar esta causal, se sugiere trabajar en conjunto con el Ingeniero de producción, con el objeto de seleccionar un método que produzca resultados convenientes.

m) Naturaleza del reservorio

En la zona estudiada, las rocas reservorio se componen de areniscas de cuarzo clasificadas como grano-sostén, con contenido de una matriz de naturaleza arcillosa derivada de la descomposición de feldespatos y en algunos sectores de la columna, de materiales volcaniclásticos.

Por lo observado en muestras provenientes del control geológico y testigos laterales del pozo ELMa x-1002, podría suponerse que las arcillas presentes pueden provocar alguna de las reacciones descriptas anteriormente.

Tabla 5.11 - Punzados en pozo ELMaEx-1 y ELMa e-	- 1002.	(Verificar po)ZO)
--	---------	---------------	------

POZO	CAPA	POR PERF.	POR LOG	RMN	ENSAYO	FRACTURA	OBSERVACIONES
ELMaE.	2769/71	BAJA	PV MALA		S/E		
X-1	2715/20	BAJA	PV MALA		S/E		

	2655/58	BAJA	PV MALA	590 L/H AF		
					1200 L/H	
	2639/41	BAJA	PV MALA	132L/H AF	AF+P+G	
	2600/04	BAJA	PV MALA	S/E		
	2586/88	BAJA	PV MALA	S/E		
	2442/45	BAJA	PV MALA	S/E		
	2365/68	BAJA	PV MALA	S/E		
	2349/51	BAJA	PV MALA	S/E		
	1960/65	BAJA	PV MALA	S/E		
					SURGE X	
	1871/73	BAJA	PV MALA	S/E	50MM AF	
	2554/58	BUENA	PV BUENA	S/E		
	2514/21	BUENA	PV REG	S/E		
POZO	2459/63	BUENA	PV BUENA	S/E		
ELMa-	2434/41	BUENA	PV BUENA	S/E		
x- 1002	2042/46	BUENA	PV BUENA	GAS		GAS HÚMEDO
	1870/75	BUENA	PV BUENA	GAS		En conjunto
	1858/61	BAJA	PV MALA	GAS		En conjunto
	1853/5	REG	PV REG	GAS		En conjunto



Fotografía 5.12 - Fotografía de arenisca típica de formación Comodoro Rivadavia. (Foto: Rubin, 2005).



191

Fotografía 5.13 - Imágenes de arcillas obstruyendo gargantas porales. Difractometría de rayos X (fotografías Rial, G., 2005).

5.2.1.2 BLOQUE LOMITA DE LA COSTA

DATOS GENERALES

UBICACIÓN

Geográfica: República Argentina, Provincia de Santa Cruz. Departamento Deseado

Geológica: Cuenca del Golfo San Jorge, Sector Centro de Cuenca, nomenclatura estratigráfica adoptada: flanco sur.

Área: Centro de Cuenca- Lomita de la costa

DATOS DE LA PERFORACIÓN

Cota del Pozo

Z: 15,52 metros

Profundidad: proyectada: 3600metros

Profundidad final por perfil: 3505,8 metros

Profundidad final por perforación: 3507 metros

DISEÑO DE POZO

Entubado con:

20" hasta 95 metros

13 3/8" con zapato en 406 metros9 5/8" con zapato en 2720 metros



Figura 5.63 - Croquis de ubicación del Bloque Lomita de la Costa.

GENERALIDADES

Como se mencionó, el Centro de cuenca del Golfo San Jorge, es el sector menos estudiado y evaluado de esta importante región petrolera. De hecho, se perforaron en esta gran superficie (2600 Km2) de la cuenca unos 30 pozos, de los cuales sólo veinte alcanzaron niveles de la Formación Mina el Carmen.

Este promisorio sector de la cuenca evidenció niveles con importantes caudales de gas que se habría generado en la subyacente Formación Pozo D-129 por encontrarse esta en la zona en la denominada ventana de generación de gas.

La migración hacia niveles reservorio superiores respondería al esquema transporte de fluidos a través de fallas sub-verticales, lístricas que son las que configuran la mayoría de los sistemas del área, conjuntamente con fracturas también tensionales de carácter antitético y las estructuras de *roll-over* que facilitan el entrampamiento en zonas cuspidales de los mencionados arreglos.

Las fallas principales ponen en contacto niveles de la roca generadora con los reservorios cretácicos de naturaleza fluvial y composición arenosa.

En el área Lomita de la Costa, se perforaron hasta ahora sólo tres pozos, demostrando haber hallado reservorios muy interesantes de gas, en la Formación Mina El Carmen que confirmaría lo expuesto acerca de la ventana de generación de D-129

OBJETIVOS DEL POZO

Investigar condiciones de entrampamiento de niveles arenosos que probaron ser gasíferos en pozos cercanos (LDC.x-1) (propuesta de perforación).

Se evaluaron reservorios pertenecientes al miembro Caleta Olivia de la Fm. Cañadón Seco, que documentaron petróleo liviano en pozos de áreas cercanas y niveles que contienen gas en la totalidad de la mencionada Formación.

La profundidad fue determinada con el objeto de evaluar horizontes superiores de la Formación Mina El Carmen, en donde se espera encontrar gas, así mismo, esta perforación permite continuar con la investigación del área menos estudiada de la Cuenca en la que potencialmente se alojarían importantes reservas de hidrocarburos especialmente gaseosos.

a) Antecedentes

En Lomita de la Costa se perforaron los pozos LdC es-1, LdCx-2 y LBa-x1.

Pozo LdC es-1

- Perforado por YPF en 1967 y se terminado durante 1969. Alcanzó los 4521 metros.
- Se ubica un kilómetro al este del pozo LdC-x-1001.
- Documentó interesantes capas de gas en la Formación Mina El Carmen (140Mm3/día).

- En este pozo, se realizaron diversas evaluaciones tales como extracción de testigos corona (10 carreras), testigos laterales (85), análisis mediante *mud-loggin*, estudios palinológicos y ensayos a pozo abierto (DST) (2).
- Se efectuaron análisis de agua de formación en varios niveles y análisis de porosidad, permeabilidad y saturación en testigos corona y laterales.
- Se registraron perfiles de inducción, proximidad y sónico, estableciendo los respectivos cálculos de saturación de fluidos y porosidades. Existen documentos con registros de presión en boca de 400 Kg/cm2 y fondo de 630 Kg/cm2 (ensayo de gradiente estático del 22/5/69.
- Acumuló 63Mm3 en 4 años (09/69 a 09/74). Presión en boca pozo actual 290 Kg/cm2. Pasó a estado de reserva por razones técnicas. (material en pesca dentro del pozo).

Pozo LdC x-2

YPF perforó este sondeo en 1967, alcanzó los 3050 metros y fue abandonado después de los ensayos de terminación, considerándose estéril según los criterios y análisis de ése momento. Se encuentra hacia el ENE del pozo LdC x-1001, (dos Km.) y al NNW del pozo LdC es-1

A este pozo se le realizaron evaluaciones mediante *mud-loggin*, testigos laterales (26) y perfiles de inducción, microperfil y proximidad. No alcanzó los niveles productivos del pozo LdC es-1.

Pozo LBa x-1 (La Barranca)

- Perforado 1984 por YPF alcanzó los 4035 metros. Se ubica unos 8 km al Oeste del pozo LdC x-1001.
- Se realizaron ensayos a pozo abierto en la Formación Mina el Carmen (3206-61 m); se evaluaron seis tramos mediante testigos corona y obtuvieron 32 testigos laterales, además del mud-login continuo hasta el fondo del pozo.

- Los perfiles registrados a pozo abierto fueron inducción, sónico; Densidad-Neutrón (CNL) y buzamiento de gran resolución tipo HDT.
- Los testigos obtenidos fueron analizados en laboratorio petrofísico.
- El pozo fue entubado con numerosos inconvenientes durante la operación de cementación. No fue terminado y actualmente (2006) espera equipo para completarlo.

b) Consideraciones Geológicas

Estratigrafía

Pases de Formación y Niveles Guía

Los pases de Formación fueron visualizados con el *mud-loggin* y analizados mediante correlación con los pozos del área a partir de perfiles escala 1:1000. La nomenclatura es la del Flanco Sur al igual que en pozos vecinos. La Tabla 5.12 muestra una síntesis de pases formacionales; el significado de las siglas es: MBBP= profundidad real medida desde la superficie, o metros bajo boca de pozo, MBNM = profundidad bajo nivel de referencia o nivel del mar, es decir la cota de cada pase, ND= no determinada.

Tabla 5.12 - Síntesis de pases formacionales según prognosis del pozo en la propuesta, profundidad por perfilaje y por control geológico.

FORMA PROG MUD- POR		FORMA	PROG		MUD-		POR			
---------------------	--	-------	------	--	------	--	-----	--	--	--

CIÓN	NOSIS		LOGGIN		PERFILAJE			
	MBBP	MBNM	MBBP	MBNM	MBBP	MBNM	MUD	PERFIL
							-LOG	
Patagonia	20	0	ND	ND	ND	ND		
Sarmiento	95	75	100	100	ND	ND	75	
Rio Chico	115	95	120	115	ND	ND	315	
Salamanca	430	410	435	420	ND	ND	315	315
Meseta								
Espinosa	632	612	700	685	703	688	265	265
Cañadón								
Seco	1770	1750	1810	1795	1800	1785	1110	1110
Mbro 012	2100	2080	2095	2070	2145	2130	330	345
Mbro								
Caleta Olivia	2355	2335	2365	2350	2362	2347	280	217
Fm. Mina El								
Carmen	2750	2730	2720	2705	2736	2721		

c) Descripción de las Formaciones atravesadas

Terciario

Formación Patagonia: de edad Miocena, se compone de areniscas y calizas que representan la segunda ingresión del Atlántico. Contiene abundantes restos de Ostrea Patagónica. No tiene interés petrolero.

Formación Sarmiento: de edad Eocena-Oligocena, se compone principalmente de tobas y tufitas de colores claros que se asocian a la presencia del arco volcánico establecido al Oeste de la región. Sin interés petrolero.

Formación Río Chico: del Eoceno inferior está constituida por limo-arcillitas y tobas con intercalaciones arenosas colores grises y verdosos. Sin interés petrolero.

Formación Salamanca: representa un ambiente estuarino instalado en casi todo el ámbito de la Cuenca durante el Paleoceno inferior, se diferencia el miembro glauconítico que indicaría el comienzo de la primera transgresión del océano Atlántico. Este último es un excelente reservorio en varios campos de la cuenca, en este pozo, al igual que en los de las proximidades, no presentó rastros de petróleo ni evidenció valores interesantes de gas.

Grupo del Chubut (Cretácico): El grupo Chubut que corresponde a la mega secuencia II o etapa de sag tardío de intraplaca, básicamente representa un evento fluvio- lacustre que

dio origen a la mayoría de los reservorios de la Cuenca. Su configuración espacial es lo que da lugar a la llamada "herradura petrolera" del Golfo.

Por la posición del Centro de cuenca, la estratigrafía se asocia según el prospecto al flanco Norte o al flanco Sur. El Bloque Lomita de la costa se correspondería a esta última denominación con algunas variantes en cuanto al tipo de paleoambiente.

Las secuencias observadas en este y otros pozos del bloque no serían del todo compatibles con los paleoambientes del Flanco Sur, observándose un incremento en el conteo de horizontes políticos que daría lugar a pensar que se está en presencia de un subambiente tipo canales de baja sinuosidad variando a planicies de inundación. Estudios de mayor detalle contribuirán a reforzar o reformular esta hipótesis.

Formación Meseta Espinosa: es de origen fluvial y se depositó durante el Cretácico Superior (Santoniano a Maastrichiano), en este pozo presenta un importante desarrollo de la sección inferior de naturaleza fangolítica, que puede actuar como adecuado sello. Desde el punto de vista petrolero no presentó ningún interés, ya que sólo se evidenciaron rastros aislados con nulos valores de gas en tres niveles.

Formación Cañadón Seco: Esta unidad se depositó en el Cenomaniano-Coniaciano (k sup.), constituye el primer objetivo del pozo y se compone de un 70 % de areniscas intercaladas con limo-arcillitas que actúan como sello local o próximo. Representa un complejo ambiente fluvial instalado durante la etapa de *sag* de la cuenca, actuando sus paleocanales como reservorio.

Está compuesta por tres miembros: CS1- O12 y Caleta Olivia. El miembro Caleta Olivia es uno de los objetivos del pozo.

-El miembro superior (CS1) se compone de fangolitas gris y verdoso con escasas intercalaciones de arenas gris-blanquecino con alto porcentaje de cuarzo sub.-redondeado, que indica el alto grado de transporte del material, el grado de madurez mineralógica alcanzado por estas areniscas puede considerarse como medio-alto.

-El miembro O-12 se presenta con un gran porcentaje de rocas fangolíticas y con delgados niveles arenosos compuestos por cuarzo sub.-redondeado y fragmentos líticos derivados en parte de la descomposición de rocas volcanoclásticas a juzgar por la cantidad de zeolitas observadas. Se observaron escasos rastros de petróleo seco, no se apreció detección de gas. -El Miembro Caleta Olivia se presentó compuesto de rocas similares a las descriptas para el anterior, con la diferencia de mostrar mayor cantidad de fragmentos líticos y clastos de cuarzo de tamaño grueso y redondez sub-angulosa. Las rocas fangolíticas se observaron similares a las del miembro suprayacente.

Esta sección no demostró tener interés petrolero, no obstante se considera factible la presencia de reservorios de gas que puede no hayan sido detectados por los instrumentos debido a la elevada densidad del lodo de perforación. Se visualizaron rastros de petróleo en algunos horizontes.

d) Estructura

Local

El bloque Lomita de la Costa se encuentra situado muy próximo al eje de máxima subsidencia de la cuenca de *rift* o Cuenca del Golfo San Jorge, razón por la que la existencia de rocas con calidad de reservorios es crítica.

Como se describió en el ítem correspondiente, la cuenca del Golfo San Jorge es un *rift* extensional. Las fallas delimitantes del depocentro son fallas normales, alineadas en sentido generalizado este-oeste, o sea perpendiculares a la dirección de extensión (Figura 5.64). La migración del petróleo ha sido estimada entre 80 y 65 millones de años. No se conoce con exactitud la edad de la evolución de las fallas extensionales, solo se sabe que fue durante el cretácico superior y concomitantes con la sedimentación.



Figura 5.64 – Estructura del Depocentro (Rubin, 2005).

e) Estilos estructurales en el Bloque Lomita de la Costa

El estilo estructural en el área a perforar, está determinado por una falla profunda de geometría lístrica con nivel de despegue en las lutitas lacustres de la Fm. Pozo D-129. La horizontalización en profundidad de la superficie de la falla, contribuyó a generar un complejo sistema de fallas radiales debido al plegamiento pasivo (fallas tipo Keystone) de las rocas situadas por encima del plegamiento de *roll-over*.

Plegamiento

El plegamiento es una consecuencia del antes mencionado **roll-over**, la culminación de las estructuras se encuentra delimitada por sendas fallas normales la que se alinean

constituyendo angosto graben extensional en coincidencia con el eje crestal del anticlinal de roll-over. (propuesta de perforación del pozo LdCx-1001). (Ploszkiewicz, V., 2004).

Modelo de Reservorios

El modelo de reservorio que presenta esta región es producto de la sedimentación fluvial, que genera cuerpos arenosos de relleno de diversos tipos de canales (anastomosados, meandriformes o entrelazados). Esta configuración de carácter sintectónico, produce reservorios múltiples superpuestos que en general se comportan como independientes, aunque en algunos casos son coalescentes y permiten establecer cierta continuidad lateral.

Las dimensiones que presentan estos reservorios son muy variadas, no obstante puede generalizarse por la experiencia acumulada en diferentes áreas en que tienen un espesor que va desde los 2 a los 15 metros y un desarrollo en planta que no supera los 80 metros de amplitud lateral, un corte longitudinal permite establecer que pueden extenderse hasta más de 2 kilómetros, eventualmente se producen eventos similares a idénticas profundidades otorgando un efecto de mayor amplitud lateral, pero difícilmente se conectan y en general se comportan como reservorios independientes aunque su correlación sea "equivalente".

En este bloque en particular, el tipo de ambiente observado se podría asimilar al concepto de canales de baja sinuosidad variando a planicies de inundación, para la Formación Cañadón Seco y un diseño de canales de baja sinuosidad con cauces bien definidos para la Formación Mina El Carmen.

Correlacionando este pozo con los otros vecinos en el área se puede establecer una interesante continuidad de eventos sedimentarios poco frecuente en el ámbito de la Cuenca, dado el distanciamiento entre perforaciones (2 kilómetros aproximadamente). Esto podía no

significar la continuidad de los mismos palocauces sino de similitud de acontecimientos que permiten realizar un seguimiento de los mismos a lo largo de toda la concesión.

En futuros estudios y con mayor cantidad de datos podrán establecerse criterios más precisos que permitirán analizar la estratigrafía con mayor detalle.

f) Composición de las rocas reservorio

La composición de los paleocanales que se atravesaron, se corresponde con la descripta para los reservorios del Flanco Sur de la Cuenca, aunque se observarían algunas variantes respecto a las descripciones de formaciones de la literatura, en cuanto a límites y composiciones de los miembros de la formación Cañadón Seco, motivo de futuras evaluaciones.

Formación Mina El Carmen

La Formación Mina El Carmen, presenta cuerpos arenosos de espesores promedio de 5 metros según su composición pueden clasificarse como arenitas de cuarzo, ya que están conformadas por una alto porcentaje de cuarzo que se presenta subanguloso y bien seleccionado. Subordinadamente se observan otros minerales como feldespatos y líticos de naturaleza sedimentaria.

La matriz es de naturaleza volcanoclástica y podría catalogarse como de granometría tobácea a chonítica (Teruggi 1964)

Formación Cañadón Seco

Sintéticamente, puede reseñarse que las areniscas de la formación Cañadón Seco son de tipo litico-feldespáticas con una matriz arcillosa infiltrada constituyendo entre el 3 y 15% de volumen de la roca; el cemento más difundido es el cuarzo microcristalino o de crecimiento secundario. Su composición porcentual estimada es: cuarzo: 30 a 40%. Feldespatos (plagioclasa?) 15 a 25%. Líticos: 35 a 45%. Otros. 1 a 3%. La porosidad promedio varía entre el 12 y 22%.

Formación Meseta Espinosa

En la Formación Meseta Espinosa, los niveles arenosos están compuestos por arenitas lítico-feldespáticas con buena madurez textural y moderada madurez mineralógica. La matriz es de naturaleza arcillosa y en muchos casos se muestra como *coatings* esmectíticos, siendo la caolinita un componente que se presenta ocluyendo los poros.

El cemento es en general de naturaleza arcillosa presentándose gargantas porales de buen tamaño parcialmente obstruidas por el mismo.

En el área estudiada, esta Formación se presenta con notorio espesor de secciones políticas, y los escasos niveles de arenisca no contendrían hidrocarburos de interés económico ya que solo se presentaron rastros aislados y secos. Su sección inferior notoriamente se considera uno de los principales sellos.

Las condiciones petrológicas observadas no corresponderían totalmente con las descriptas en la literatura y evaluadas en muchos pozos de la Cuenca, ya que la porosidad visual se presenta muy disminuida respecto a otras muestras de los flancos N y S y algunas variaciones en la composición permitirían suponer que el mecanismo de transporte y depositación fue algo diferente que en los flancos, tal como se menciona más arriba.

g) Petrografía de las rocas Reservorio

La observación de las muestras en la lupa binocular, permitió evaluar localmente el área e introducirla en el contexto de la Cuenca. Se seleccionaron muestras de roca obtenidas del *mud-loggin*, que fueron consideradas representativas de cada Formación. Se determinó que

203

para la Formación Meseta Espinosa, las rocas arenosas no presentaron manifestaciones de HC. Para la Formación Cañadón Seco, los reservorios se presentan como cuerpos arenosos muy intercalados con arcillas, que hacen pensar un sub.-ambiente de llanura de inundación con cauces poco definidos.

Texturalmente, las arenas se describen como sigue:

Clastos tamaño fino a medio, subangulosos a subredondeados, poco seleccionados alto porcentaje de fragmentos líticos (35%) y granos de cuarzo cristalino.

De este análisis puede determinarse que el área de aporte se encuentra a mediana distancia del lugar donde se produjo la singénesis y que el transporte de los materiales se efectuó mediante corrientes de agua por tracción de fondo, con clastos en suspensión que constituyen parte de la matriz.

En general no se determinó la presencia de cemento, salvo algunos casos en donde se observó cemento con reacción tipo calcáreo (base de la Formación Meseta Espinosa.).

Las estructuras diagenéticas prácticamente están ausentes, observándose solamente algunas deformaciones de clastos de cuarzo y disminución de tamaño de poros por posible presencia de cementos de naturaleza silícea

La permeabilidad podría verse disminuida por la presencia de materiales finos que conforman la matriz. (*coating* de arcillas).

La Formación Mina El Carmen, presenta un diseño de paleocanales compuestos por areniscas de cuarzo, con fragmentos líticos y feldespatos, aglutinados en una matriz tobácea de color blanco a gris claro. Los paleo-interfluvios se componen de rocas fangolíticas de constitución tobácea (termino general), estas rocas que son efectivo sello, ocupan aproximadamente el 70 por ciento del volumen.

h) Consideraciones Petroleras

Espesores

En la formación Mina El Carmen, determinó un espesor total de 140 metros de arenisca, dentro de las cuales unos 40 metros corresponden a areniscas con detección interesante de gas. Los niveles de mejor cromatografía y expresión de la detección, se analizan en particular en la próxima sección.

Posición estructural relativa

En las correlaciones realizadas puede observarse que en el presente pozo la Fformación Mina El Carmen, ocupa una posición estructural poco más elevada (orden de 5 metros) respecto del LdC es-1.

Manifestaciones de hidrocarburos

En la tabla 5.13 se presenta la información detallada de las manifestaciones observadas a través del control geológico.

Relaciones cromatográficas y análisis de gas

Para el análisis del gas se utilizó un equipo detector FID y un cromatógrafo de dos columnas de resolución veloz que permitió evaluar satisfactoriamente todos los niveles reservorios atravesados.

El instrumental permite analizar C1 hasta NC5 además de detectar la presencia de CO2 y SH2.

En la tabla de manifestaciones de Hidrocarburos se presentan los valores de las cromatografías por horizontes, en la misma se expresa una breve descripción porcentual de la litología, una apreciación visual de la porosidad, la presencia de gas de formación y su

respectiva composición según cromatografía. Además la presencia de hidrocarburos en muestra litológica y su modo de manifestarse. Finalmente un pronóstico respecto a la posibilidad de que el nivel sea productivo y una evaluación cualitativa de la muestra de roca.

POZO LDC-X1001

Tabla 5.13 - Tabla de manifestaciones de hidrocarburos

			TABLA DE	MAN	FES	TACI	ONE	S DE I	HIDR	OCA	<u>RBUROS</u>			
Intervalo	LITOLO	OGIA	Gas Total/BG	C	RON	IATC	OGRA	FIAS	(ppn	I)	MANIFESTAC	CIONES		Eval.
mbbp	Composición	Porosid.	Ppm	C1	C2	C3	iC4	nC 4	iC5	nC 5	Hidrocarburo	FD	FE	C.G.
1435-1440	50% Ar.	P.	2938/2000	2007	0	149	106	141	79	48	Muy Aisl RHc neg, sc	(-)	(-)	SI
1470-1475	70% Ar.	Р.	2802/2000	1062	32	27	17	16	95	81	Muy Aisl RHc neg, sc	(-)	(-)	SI
1661-1665	50% Ar.	P.	4511/2500	1758	0	0	0	0	10	0	Muy Aisl RHc neg, sc	(-)	(-)	SI
1844-1845	20% Ar.	Р.	2872/1500	1300	46	0	0	0	10	7	Muy Aisl RHc ctñ osc,fr,med- pes, RHc neg, sc	(-)	muy ln	SI
1873-1875	30% Ar.	P.	3498/1500	1877	0	0	0	0	0	0	Muy Aisl RHc ctñ osc- md,fr,med-pes	(-)	ln	P-SI
1879-1882	40% Ar.	Р.	2488/1500	1283	0	0	0	0	0	0	Muy Aisl RHc ctñ osc-md, fr, med-pes	(-)	ln-mod	SI
1888-1890	40% Ar.	Р.	2734/1500	1346	0	0	0	0	0	0	Aisl RHc ctñ osc-md, fr, med- pes	(-)	ln	P-SI
1894-1896	20% Ar.	Р.	2848/1500	1890	0	0	0	0	0	0	Muy Aisl RHc ctñ osc-md, fr, med-pes	(-)	ln-mod	P-SI
1911-1914	30% Ar.	Р.	3169/1700	2254	0	0	0	0	0	0	Muy Aisl RHc ctñ osc-md, fr, med-pes	(-)	ln	P-SI
1986-1988	10% Ar.	R.	4600/2700	2835	54	12	34	20	31	55	Muy Aisl RHc neg, sc	(-)	(-)	SI
2018-2019	10% Ar.	R.	2893/2450	1128	0	0	0	0	0	0	Muy Aisl RHc neg, sc	(-)	(-)	SI
2029-2031	30% Ar.	Р.	2923/2800	1046	58	9	27	5	33	24	Aisl RHc neg, sc	(-)	(-)	SI
2035-2037	30% Ar.	Р.	3263/2710	1571	0	0	0	0	0	0	Aisl RHc neg, sc	(-)	(-)	SI

Tabla 5.14 -

Intervalo	LITOLO	GIA	Gas Total/BG		CR	OMAT	OGRAF	IAS (pp	m)		MANIFESTA	CIONES		Eval.
mbbp	Composición	Porosid.	Ppm	C1	C2	C3	iC4	nC4	iC5	nC5	Hidrocarburo	FD	FE	C.G.
2040-2041	10% Ar.	Р.	3287/2700	1629	0	0	0	0	0	0	Muy Aisl RHc neg, sc	(-)	(-)	SI
2133-2135	20% Ar.	Р.	4187/2500	2052	0	0	0	0	0	0	Muy Aisl RHc neg, sc	(-)	(-)	SI
2194-2196	20% Ar.	-	3410/2400	2503	22	0	0	0	0	0	Muy Aisl RHc neg, sc	(-)	(-)	SI
2309-2312	90% Ar.	Р.	5921/2100	4920	100	20	14	0	0	1	Aisl R Hc ctñ osc-md, fr, med-pes, R neg, sc.	(-)	ln-mod	P-SI
2338-2341	70% Ar.	-	2289/2000	1577	122	18	7	18	3	9	R Hc neg, sc	(-)	(-)	SI
2366-2367	20% Ar.	Р.	3429/2000	1599	22	0	0	0	0	0	Muy Aisl R Hc neg, sc	(-)	(-)	SI
2448-2450	20% Ar.	Р.	2138/1990	1341	0	0	0	0	0	0	Muy Aisl R Hc neg, sc	(-)	(-)	SI
2483-2485	40% Ar.	Р.	4068/2000	2002	0	0	0	0	0	0	Muy Aisl R Hc neg, sc	(-)	(-)	SI
2560-2562	30% Ar.	Р.	3824/1700	2245	0	0	0	0	0	0	Muy Aisl R Hc neg, sc	(-)	(-)	SI
2573-2577	70% Ar.	Р.	3951/1700	1265	0	0	0	0	0	0	Muy Aisl R Hc neg, sc	(-)	(-)	SI
2580-2583	50% Ar.	Р.	3797/1700	1352	55	0	0	0	0	0	Muy Aisl R Hc neg, sc	(-)	(-)	SI
2876-2878	90% Ar. Tob	Р.	150321/2400	92126	50117	2422	1476	2027	1568	0	Muy Aisl R Hc ctñ osc- neg, sco, SF.			
											<u> </u>	(-)	(-)	PI
2879-2885	80% Ar. Tob	Р.	254033/2400	176100	57200	12901	16087	24986	15597	0	Aisl R pt Hc ctñ osc-neg, sco, SF.			Ŧ
												(-)	(-)	1

1 0000 5.15

Intervalo	LITOLO	GIA	Gas Total/BG		CROM	IATO	GRAF	'IAS (j	opm)		MANIFESTACIONES			Eval.
mbbp	Composición	Porosid.	Ppm	C1	C2	C3	iC4	nC4	iC5	nC5	Hidrocarburo	FD	FE	C.G.
2992-2996	100% Ar. Tob	Р.	35410/3400	23490	0	9	0	0	0	0	Aisl R Hc ctñ osc-neg, sc, SF.	(-)	(-)	PI (+)
2998-3002	90% Ar. Tob	Р.	35130/3400	28070	190	15	4	0	0	0	Muy Aisl R Hc ctñ osc-neg, sc, SF.	(-)	(-)	P-SI
3033-3038	90% Ar. Tob	PR.	98640/4900	81236	1008	1065	894	562	508	321	Aisl R pt Hc ctñ osc-neg, sc, SF.	(-)	(-)	CI
3060-3066	90% Ar. Tob	PR.	66720/4900	54660	4800	77	17	8	172	131	Aisl R Hc ctñ osc-neg, sco, SF.	(-)	(-)	PI (+)
3168-3172	90% Ar. Tob	PR.	47180/4000	38080	640	62	25	17	8	0	Aisl R Hc ctñ osc-neg, sco,	(-)	muy ln	PI
3186-3192	80% Ar. Tob	PR.	82560/4800	73780	2090	139	46	28	13	0	Aisl R Hc ctñ osc-neg, sc	(-)		P-CI
3248-3250	60% Ar. Tob	Р.	3884/3000	1841	48	6	0	0	0	0	Aisl R Hc ctñ osc, sc	(-)	(-)	P-SI
3260-3263	90% Ar. Tob	PR.	162160/4500	71390	3080	417	113	70	21	0	Aisl R Hc ctñ med-osc-neg, sc.	(-)	muy ln	CI
3264-3266	80% Ar. Tob	PR.	119080/4500	61960	2190	731	445	344	281	47	Aisl R Hc ctñ med-osc-neg, sc.	(-)	muy ln	CI
3272-3275	40% Ar. Tob	Р.	4825/3000	1635	52	9	4	4	0	0	Muy Aisl R Hc neg, sc	(-)	(-)	P-SI
3338-3344	60% Ar. Tob	Р.	3227/2500	2294	63	0	0	0	0	0	Muy Aisl R Hc ctñ osc-neg, sc,	(-)	ln	PI (-)
3365-3367	70% Ar. Tob	Р.	4897/3000	2802	82	6	0	0	0	0	Muy Aisl R de Hc, ctñ osc, sc,	(-)	(-)	P-SI
3381-3387	100% Ar. Cong	PR.	84140/3500	42260	2000	342	41	30	6	0	Aisl R Hc ctñ cl-med y neg, sc	déb	muy ln	CI

Tabla 5.16 -

Intervalo	LITOLOG	SIA	Gas Total/BG		CROM	IATOO	GRAFI	AS (pp	m)		MANIFESTA	CIONES		Eval.
mbbp	Composición	Porosi d.	Ppm	C1	C2	C3	iC4	nC4	iC5	nC5	Hidrocarburo	FD	FE	C.G.
3391-3393	50% Ar. Tob	Р	3750/2500	1108	282	87	0	0	0	0	Muy Aisl R de Hc, ctñ osc, sc	(-)	(-)	P-SI
3409-3411	80% Ar. Tob	Р	66890/2500	51330	1655	241	143	223	110	53	Muy Aisl R Hc ctñ osc y neg, sc	déb	muy ln	PI(+)
3413-3417	90% Ar. Tob	P-R	4282/2500	1461	63	11	0	0	0	0	Aisl R Hc ctñ osc y neg, sc	déb	muy ln	P-CI
3430-3432	90% Ar. Tob	Р	37660/2500	29130	610	274	262	308	188	57	Aisl R a R Hc ctñ osc a neg, sc, pes	(-)	muy ln	PI (+)
3448-3454	70% Ar. Tob	Р	3321/2000	2613	111	22	0	6	0	0	Muy Aisl R pt Hc ctñ osc a neg, sc,	(-)	(-)	P-SI
3457-3459	50% Ar. Tob	Р	3115/2200	2607	203	33	0	0	0	0	Aisl R Hc ctñ osc-neg, sc, y Muy Aisl ctñ cl, fr	déb	ln	PI
3460-3463	100% Ar. Tob	Р	478900/2500	318000	20240	2386	1476	2160	1025	626	R Hc ctñ med-osc, sc	déb	ln	P-CI
3465-3467	50% Ar. Tob	Р	6722/2000	3159	282	81	27	25	13	7	Aisl R a R Hc ctñ med-neg, sc	déb	ln	PI
3485-3487	90% Ar. Tob	Р	197960/2500	112800	6100	917	662	318	116	0	Aisl R a R Hc ctñ osc-neg, sc	(-)	muy ln	PI (+)

Abreviaturas

Porosidad: P = pobre, R= Regular, B= buena.

Manifestaciones: Aisl= aislados rastros, R= Rastros, Abte= abundantes rastros, IP= impR.nación parcial, IT= impR.nación total.

Color: castaño oscuro= ctñ osc, castaño medio= ctñ med, castaño claro= ctñ cl, negro= neg // Fresco= fr, Viscoso= visc, Seco= sc // Pesado=pes, mediano=md, liviano=liv.

Fluorescencia: Directa= pt: puntual, par= parcial, t= total. Extracción: m ln =muy lenta, ln= lenta, m: moderada, ráp= rápida.

Pronóstico: S-PI= Sin a Poco Interés; P-SI= Poco a Sin Interés; PI= Poco Interés, menos (-), más (+); CI= Cierto Interés; I= Interesante.

100000011

1°	3486 m	No Recuperada.			
2°	3464 m	No Recuperada.			
3°	3462 m	No Recuperada.			
4°	3429 m	Recupera Lodo con Limoarcilita. Testigo Deficiente.			
5°	3387.5 m	No Recuperada.			
6°	3379 m	No Recuperada.			
7°	3340 m	No Recuperada.			
8°	3262.5 m	Arenisca, grano medio, clastos de Cuarzo subangulosos a anguloso, blanquecina abundante matriz tobácea, bien consolidada. FN: blanquecina, FE: destila blanco lento. PI(+).			
9°	3191 m	No Recuperada.			
10°	3065.8 m	No Recuperada.			
11°	3037 m	Limoarcilita gris oscuro.			
12°	3000 m	Arenisca Conglomerádica. Subangulosa, alto porcentaje de cuarzo, matriz tobácea grano sostén, FN: blanquecina algo apagada. FE: rápida blanca. PI(+).			
13°	3003 m	No Recuperada.			
14°	2884.5 m	Arenisca, grano medio, clastos de cuarzo subangulosos, matriz tobácea. FN: celeste blanquecina. FE: rápida. P-CI.			
15°	2883.5 m	Arenisca, grano medio, clastos de cuarzo subangulosos, matriz tobácea. FN: celeste blanquecina. FE: rápida. P-CI.			



Figura 5.65 - Ejemplo de análisis de relaciones cromatográficas capa Nº 10 - Testigos Laterales, cabe destacar que en el tramo intermedio no se obtuvieron Testigos (Autor .

a. Descripción de testigos laterales del Pozo (LDC x-1001)

> Análisis de relaciones cromatográficas de algunos intervalos de máximo interés

Los datos cromatográficos procedentes del muestreo realizado por *mud-logging* son analizados en base a las relaciones cromatográficas de (Haworth et al. 1984.)

1)-Areniscas Tobáceas (3434-3438 mbbp)

Prof	Gas Total Crom	OCQ	GWR	LHR
3434	36030	0.73	4.08	84
3435	78610	0.81	5.09	60
3436	88520	0.89	4.98	64
3437	177390	0.81	5.01	63
3438	142900	0.89	4.83	66

Tabla 5.18 - Pronóstico del intervalo: GAS HÚMEDO.

2) Areniscas Tobáceas (3081-3084 mbbp)

Prof	Gas Total Crom	OCQ	GWR	LHR
3081	235900	1.1	3.68	108
3082	301200	1.1	3.83	108
3084	150800	1.4	2.76	149

Tabla 5.19 - Pronóstico del intervalo: GAS SECO / IMPRODUCTIVO.

3) Areniscas Tobáceas (3027-3033 mbbp)

Tabla 5.20 - Pronóstico del intervalo: GAS SECO / IMPRODUCTIVO.

Prof	Gas Total Crom	OCQ	GWR	LHR
3027	27125	0.3	1.6	166.8
3029	7959	0.6	1	982.6
3030	10614	0.3	1.2	653.6
3031	40895	0.5	1.2	875.9
3032	17635	0	1.2	828.1
3033	4063	0.8	1.2	443.8

Nota: Los pronósticos realizados con relaciones cromatográficas por sí mismos no pueden definir intervalos de interés ni el tipo de contenido de hidrocarburo ya que se basa en datos estadísticos generales cuyas ventanas de apreciación varían según cada yacimiento.

La empresa de *mud-logging* elabora un perfil donde se grafican estos valores en función de la profundidad, como el ejemplo que se puede ver a continuación y que representa el intervalo que incluye las arenas comprendidas entre 3434 y 3438 mbbp.

> Análisis de la capa propuesta por Geología de Reservorios

La capa propuesta como principal objetivo (Figura 5.65) para la terminación es el nivel de arena correspondiente a los metros 3435-3440 mbbp. Siendo esta capa la que se describe a continuación.

Evaluación por perfilaje de pozo (log)

- El Registro marca dos máximos de las deflexiones del SP, para 3436,8 y para 3438,6. Las curvas representarían una sucesión **granocreciente**. Se observa que ambos máximos están acompañados por el cruce de curvas N-D, (densidad/neutrón) correspondiendo el mayor cruce para el pico máximo inferior.

- El valle entre los picos máximos del SP está acompañado por una subida en el GR y una caída en la resistividad lo que indicaría un mayor contenido tobáceo, queriendo significar una disminución en la energía, y una posterior reactivación para el segundo pico. Las curvas N-D no se cruzan para este sector, lo que afirma la presencia de mayor material tobáceo.

- El techo de la arena parece estar sellado por un nivel muy consolidado (duro).

- El valor máximo de RWA, (Resistividad aparente del agua) se obtiene próximo al pico del SP, a 3438,4 calculándose 1.10, El registro de GR muestra arena para ese punto. Las resistividades no parecen exhibir un comportamiento de gradiente que podría sugerir agua. Para ese punto también se exhibe el mayor cruce de las curvas N-D.

- El espesor útil medido con los SP es 2 metros.

- La porosidad ΦD (densidad) máxima se obtiene para 3438.45 con 14.5%.

- Con la estimación de porosidad basada en la siguiente relación para intervalos con presencia de gas, que pudiera sobreestimar los valores de porosidad medidos, $((\Phi D2+\Phi N2)/2)0.5$, 11.38% en 3438,37. Existiendo una alta proporción de matriz arcillo tobácea representada por las lecturas altas del sónico para el intervalo (20%).



Figura 5.66 - Muestra la imagen del tramo principal LOG Autor.

> Evaluación Mediante Mud-Loggin

- Para el metro 3434 aparece un cambio salto en el ROP, que se venía manteniendo a valores bajos y aproximadamente constantes. Los metros siguientes son cortados con un ROP alto cuyo valor máximo lo tiene en el metro 3438. Anterior al quiebre se observaba toba, para el tiempo de retorno del quiebre se recogió arena. Para el metro 3439, el ROP vuelve a quebrar, y el avance se disminuye a los valores anteriores a la aparición de la arena.

- El intervalo de muestreo se cambió a 1 metro para aumentar el detalle del mismo. La litología fue interpretada como Arenisca Tobácea. Para el retorno de la muestra 3438 se

recuperó una arenisca muy gruesa. Para el metro 3439 se recuperó toba en un 80%, respondiendo al brusco descenso en la velocidad de penetración.

- El *Gas Total* se manifiesta con notable ascenso a partir del retorno del metro 3434, que para el metro 3436 se estabiliza y vuelve a subir para el metro 3438 donde se Registra el pico máximo de gas. Luego desciende rápidamente hasta volver al valor de *background*.

- La cromatografía del pico máximo de gas registró la mejor proporción de componentes entre las arenas atravesadas con mejores manifestaciones. El pronóstico por relaciones cromatográficas es Gas Húmedo, como se puede observar el caso de estas arenas dentro de los ejemplos citados anteriormente al tratar el tema de la relaciones cromatográficas.



b. Problemática del bloque exploratorio Lomita de la Costa - Capas que aportan agua en el Bloque Lomita de la Costa

En este Bloque se han detectado **capas que producen agua**, lo cual representa un problema considerando que según los pronósticos, definidos a través de perfiles, y análisis petrofísicos deberían producir hidrocarburos. Esta problemática observada en diferentes pozos genera incertidumbres y discusiones sobre cuál es el origen del aporte de agua que impide la producción de gas, por lo que se buscó contribuir a atenuar el principal problema

que se observa en los ensayos de terminación en pozos exploratorios del Bloque Lomita de la Costa: la producción de agua de formación.

Este frecuente inconveniente ocurre aun cuando los pronósticos e interpretaciones de perfiles de pozo muestran condiciones petrofísicas tales que los niveles estudiados deberían producir hidrocarburos.

Para atender esta situación se planteó la selección de técnicas que permitan caracterizar adecuadamente los reservorios conjuntamente con sugerencias de ajustes en las condiciones perforación y terminación de los pozos que contribuyan a lograr el objetivo final de las mismas: *extraer hidrocarburos*.

Debido a la acotada información, se han correlacionado los pozos del Bloque con otros pozos vecinos. Además para cotejar y completar información se analizaron otros yacimientos de la Cuenca que posean mayor cantidad de datos y estadísticas.

La producción de agua de formación es un tema muy estudiado en el ámbito de la Cuenca. Conociendo el tipo de reservorio en que se desarrollan los yacimientos, es de esperar una respuesta de dificultosa valoración al respecto. No obstante, con la incorporación de tecnologías que se implementaron en los últimos años, se observa un importante avance en la diferenciación de fluidos y conocimiento de las condiciones petrofísicas de los cuerpos de roca recipiente.

Para mitigar la problemática enunciada y proponer una solución se correlacionó la información preexistente, se analizaron las herramientas de última generación y se evaluaron técnicas tradicionales.

Del análisis de la información preexistente puede sintetizarse lo siguiente:
1.- El problema es generalizado en toda la cuenca y constituye el principal desafío a todas las empresas operadoras.

2.- Las Compañías operadoras y de servicios han analizado durante años el inconveniente encontrando soluciones parciales.

3.- La experiencia acumulada en combinación de datos y una adecuada interpretación, permite en muchos casos evitar el punzado de capas con producción de agua.

4.- La incorporación de datos de salinidad locales al cálculo de saturaciones, aparece como un parámetro de vital importancia en evaluaciones mediante perfiles.

5.- La incorporación de herramientas como la Resonancia Magnética Nuclear (tipo MREX) tiene un significativo valor para diferenciar fluidos, aunque deben realizarse siempre ajustes a cada sector de la Cuenca.

6.- La elaboración de un modelo geológico conveniente y una buena caracterización de los reservorios a escala local es una de los principales medios para evitar el punzado de capas con agua.

7.- La ejecución e interpretación de análisis de laboratorio en celda PVT (presión, volumen, temperatura) no obstante su escasa difusión en la cuenca, demostró ser una herramienta que aporta importantes datos al conocimiento de la relación de fluidos.

8.- La incorporación de mayor cantidad de pozos con control geológico, en particular el registro continuo de gases, y la cromatografía de muestras gaseosas aparece como un importante elemento en el discernimiento de fluidos, siendo el margen de error aportado por esta técnica en general muy bajo.

9.- La caracterización de reservorios mediante la extracción y análisis detallado de testigos corona es de gran valor para la evaluación de fluidos y su relación en la roca almacén. Estudios sobre permeabilidades relativas, mojabilidad y saturación de fluidos contribuyen a dilucidar las causas de acuatización en contextos localizados.

10.- El cotejo de la variación de presiones y el movimiento de fluidos al pozo se considera un parámetro digno de ser analizado debido a los cambios que podrían producirse en las propiedades petrofísicas del entorno del pozo.

11.- No obstante todo lo tratado, los métodos de evaluación no son infalibles, ya que parámetros petrofísicos que determinan perfectamente las nuevas herramientas pueden

variar ante algún estímulo producido durante la perforación o cementación y terminación, haciendo fracasar las interpretaciones y pronósticos. La perforación de un pozo siempre constituirá un desafío con variables que pueden deparar sorpresas insospechadas; más aún cuando se trata de áreas exploratorias como Lomita de la Costa.

12.- Finalmente, a modo de reflexión, no debe minimizarse el hecho de que la Geología no es una ciencia exacta y que la Ingeniería de Reservorios es la única de las ramas de la Ingeniería en donde el especialista no proyecta ni crea elementos sino que intenta comprender como se comporta un modelo que se encuentra a más de dos kilómetros de profundidad y cuyo acceso se realiza a través de escasos y pequeños puntos (pozos) que nos otorgan una visión muy parcial del modelo. (Rubín,D., 2005)

La solución propuesta

Frente a esta situación pueden recomendarse una serie de operaciones que, combinadas, seguramente contribuirán a disminuir en gran manera el problema de capas con agua en el Bloque estudiado.

Para su mejor evaluación se sistematizan según la etapa o afinidad desde el punto de vista cronológico de una perforación:

1.- Programa de perforación

En esta crucial etapa debe programarse un lodo con propiedades físico-químicas compatibles con los minerales que componen las rocas atravesadas, teniendo especial recaudo de que no provoquen reacciones adversas con las arcillas, que, en el caso del Bloque en cuestión, no están plenamente identificadas y podrían, eventualmente, ser el factor desencadenante de una variación de la mojabilidad con la consiguiente producción de agua.

2.- Evaluación de Formaciones durante la perforación.

Se sugiere continuar con el programa de *mud-logging* con cromatografía y se pueden reservar muestras para analizar el tipo de arcilla presente en las rocas reservorios.

3.- Extracción de Testigos Corona.

La extracción de este tipo de muestras puede colaborar de gran modo en el establecimiento de parámetros petrofísicos propios de la roca reservorio en la zona estudiada, siempre tomando en cuenta que los datos, si bien pueden extrapolarse y otorgar un marco referencial, corresponden al reservorio en que se extrajo la muestra y por lo tanto deben ser considerados absolutamente puntuales en este tipo de entorno.

4.- Evaluación de Formaciones mediante perfiles de pozo abierto.

Este es uno de los más importantes elementos con el que podrán determinarse las propiedades petrofísicas del pozo y sus proximidades. Es fundamental realizar un programa de perfiles adecuado para disponer de datos que, sumados a los del *mud-logging*, permitan evaluar correctamente el comportamiento del reservorio. Para ello, se sugiere un programa que contenga registros como los que se proponen en el apartado "programa de perfiles".

5.- Cementación del pozo.

Si bien las compañías cementadoras trabajan con modelos conformados según las propiedades físicas y las dimensiones de la perforación, sería importante verificar el grado de invasión que esta operación puede ocasionar en las capas productivas y tratar de establecer parámetros máximos de presiones y filtrado durante la operación que sean compatibles con la porosidad y permeabilidad de los reservorios.

6.- Terminación del pozo

Se considera muy importante la verificación de compatibilidad del fluido de terminación con la Formación productiva, ya que según la experiencia en la cuenca, este factor es motivo de variaciones en la mojabilidad de la roca que conduciría directamente a la producción de agua.

Por ello, se sugiere que los punzados sean programados superponiendo todos los datos disponibles (*mud-logging*; perfiles PA yPE) con el objeto de ajustar la apertura de la capa solamente al sector que contenga mayor saturación de hidrocarburos. De ser necesario se podría registrar el perfil Carbono-Oxígeno C/O a pesar de los inconvenientes mencionados.

Como parte de la metodología a proponer, se realiza el análisis de investigaciones o intervenciones previas, en las que se utilizan diferentes técnicas con el objeto de diferenciar fluidos, especialmente el agua de baja salinidad contenida en los reservorios que por tener una respuesta resistiva parecida a la de los hidrocarburos, complica la interpretación de los perfiles que utilizan ese principio para determinar el tipo de fluido presente.

También se evalúan los análisis de agua disponibles en los legajos de los pozos del Centro de Cuenca con el objeto de establecer un rango de salinidades y un valor promedio que facilite la incorporación del dato a los programas de perfilaje. La principal causa de incorporación del ajuste de este parámetro se centra en la diferencia observada en las interpretaciones de perfiles cuando se trabaja con salinidades muy bajas como las obtenidas en ensayos de pozos como LBa-x1.

• Respecto a las características geológicas, según Corbellieri *et al.* (2004) las bajas porosidades y la alta proporción de poros pequeños debido a la importante participación de matriz arcillo-tobácea, característica común de la mayoría de los reservorios de esta cuenca, hacen que los mismos presenten altas concentraciones de agua irreducible, lo cual produce una considerable disminución del aprovechamiento integral de la porosidad efectiva del reservorio. Esto hará que el nivel sólo produzca fluidos que no estén adheridos a las paredes porales por fuerzas de capilaridad, por lo que muchas veces, rocas de alta porosidad efectiva pero con alto volumen de fluido irreducible, resultan ser reservorios de menor calidad petrofísica que otros de menor porosidad efectiva pero con bajo volumen de fluido irreducible, (Corbellieri *et al.*, 2004).

• EN CUANTO AL USO DE LA RESONANCIA MAGNÉTICA NUCLEAR: La

identificación del tipo de fluidos presente en los reservorios se realiza aprovechando una propiedad característica de cada tipo de fluido llamada difusión, la cual es producida por un decaimiento adicional de los ecos en presencia de un campo magnético gradacional, fenómeno que afecta mayormente a los fluidos de baja viscosidad. Esta propiedad puede ser aprovechada para separar las señales de RMN provenientes de agua de las derivadas de petróleo, dado que las constantes de difusión de ambos fluidos son diferentes.

Para utilizar la propiedad de difusión de los fluidos en los registros de pozo, es necesario realizar una adquisición múltiple con distintos tiempos entre ecos (TE), considerando que el T2D depende del TE2. (Allen, *et al.*, 2001).

Los diagramas de difusión, de reciente aparición, contribuyen de manera importante a identificar los fluidos involucrados en el reservorio y sus proporciones. La prognosis de fluidos realizada con datos de RMN depende de propiedades completamente independientes de la resistividad y su utilización ofrece una interesante alternativa para mejorar la evaluación de reservorios productivos (Allen, *et al.*, 2001).

Corbellieri *et al.* (2004) realizaron una estadística de uso de RMN en el Flanco sur de la Cuenca, donde se aplicó para diferenciar fluidos arrojando un acierto del 83%. Del análisis se pueden definir que los posibles inconvenientes y desventajas del RMN Los principales inconvenientes se basan, al igual que el RCI, en la fase operativa. En el caso de la RMN, debe disponerse de una aplicación especial para detección de gas que presenta el problema de su bajísima velocidad de registro (del orden de1m/min.), que puede conllevar trastornos a la seguridad de la perforación debido a su prolongado tiempo de permanencia en el pozo abierto.

En cuanto a las desventajas, en general se considera que es una herramienta que aporta datos de gran importancia para evaluar los reservorios de manera puntual y global y

que no presenta ningún aspecto desfavorable, en particular las de última generación (MREX Y CMR) que incorporan un elemento que al descentralizar la herramienta, minimiza las irregularidades del calibre y aporta lecturas confiables en todo el pozo. (ref. 2 y 4).

• REFERENCIAS AL USO DE **RESERVOIR CHARACTERIZATION**

INSTRUMENT (RCI) Y HERRAMIENTAS EQUIVALENTES QUE TOMAN PRESIONES DE FORMACIÓN:

Los datos obtenidos mediante la aplicación de herramientas que toman presiones de formación pueden utilizarse en combinación con perfilajes de porosidad como elemento de diagnóstico de fluidos. El dato de permeabilidad generado por herramientas de esta naturaleza, permite pronosticar en muchas oportunidades el contenido que satura preferentemente al espacio poral. De hecho, la presencia de gas influye en la lectura haciendo que la permeabilidad se vea varias veces superior al valor obtenido en testigos de roca.

• RCI (Instrumento de Caracterización de Reservorios): Esta herramienta, se diferencia de las anteriores versiones (FMT-RFT) por incorporar tecnología capaz de tomar varias muestras de fluido de formación en una carrera y realizarle análisis que permiten identificar la muestra y las condiciones de reservorio en que se encuentra.

De hecho, su utilización contribuiría de una manera importante en la determinación de las capas que aportan agua en lugar de hidrocarburos. No obstante, una evaluación critica de los inconvenientes que presenta su aplicación, permite arribar a las siguientes conclusiones:

- El costo operativo es muy elevado tomando en cuenta el valor de un perfilaje con otras herramientas.
- La operación de la herramienta requiere de un largo tiempo en el que puede haber

223

inconvenientes que pongan en riesgo la perforación. Además, seguramente habrá que realizar una maniobra de calibre antes o durante su utilización. Se estima que cada parada es de unas 5 horas, y si suponemos que se evalúen 5 capas por pozo, se estima en más de un día el tiempo de aplicación para obtener datos que sean seguros y de aprovechamiento total.

- Las muestras de fluido pueden obtenerse utilizando herramientas de menor costo operativo aunque con disminución de calidad en cuanto a parámetros de reservorio. Existen herramientas que recuperan muestras pero sin que circulen dentro de la misma con la consiguiente posibilidad de almacenar solamente lodo. (FMT-RFT).

- Si bien aplicando el RCI se obtienen seguramente muestras del fluido contenido en el espacio poral, es importante recordar que el agua en todos los casos tendrá una importante presencia, ya que por naturaleza es el fluido que impregna al sistema y su saturación en los reservorios de esta Cuenca, suele ser en el mejor de los casos de 48 %.

- Como elementos favorables, pueden mencionarse además de la certeza del tipo de fluido muestreado, que pueden realizarse ensayos tipo PVT, que en el caso de yacimientos poco conocidos como éstos resultan sumamente útiles en etapa de desarrollo.

- Otro factor favorable que presenta es la toma de valores tales como propiedades resistivas y fluorescencia de la muestra, lo que posibilita la identificación del fluido pero no el porcentaje de saturación ni la movilidad. (Baker Huges 2006)

• REFERENCIAS A USO DE PERFILES COMBINADOS: Las numerosas

experiencias acumuladas durante más de 50 años en combinación de herramientas de perfilaje con el objeto de diferenciar fluidos permiten analizar su eficacia y determinar cuáles son las más convenientes.

En general el parámetro para calcular saturaciones es la RWA que, conjuntamente con valores de porosidad y resistividad, otorgan una aproximación a la relación de fluidos dentro del reservorio.

En la Cuenca del Golfo, estos valores deben tomarse con algunas previsiones, tales como una evaluación de salinidades de carácter localizado. Se ha comprobado en las interpretaciones de perfiles que una pequeña variación en los valores de salinidad asumidos influye notoriamente en el pronóstico de fluidos. De hecho en el pozo LDC x-1001 se realizó una comprobación de lo mencionado aplicando diferentes salinidades al análisis y se observa que el perfil interpretado sufre variaciones de saturación al cambiar la salinidad. (en RWA).

En el presente trabajo se realiza una evaluación de todos los datos de salinidad disponibles en pozos del Centro de Cuenca y en el Bloque Lomita de la Costa en particular con el objeto de disponer de datos para futuras perforaciones que permitan establecer un rango local y de variaciones en profundidad.

• Otras técnicas para evaluar el pozo abierto

- Utilización de cromatogramas

La incorporación de análisis cromatográficos es una herramienta de gran confiabilidad que permite diferenciar fluidos de reservorio en la etapa de perforación, con lo que contribuye en gran manera a decidir la entubación de un pozo.

Posteriormente, el análisis detallado puede aplicarse como otro elemento importante para definir los fluidos a producir. Las denominadas relaciones cromatográficas se aplican con muy buenos resultados en el análisis individual de niveles objetivo, ya que en general responden a los parámetros reales de la Formación. Además, por tratarse de una metodología basada en tomar datos provenientes directamente de los fluidos que aporta la capa que se está atravesando y por su principio de análisis que es de los que pueden

considerarse de mayor exactitud, podría convertirse juntamente con otras herramientas en un elemento de juicio de precisión al momento de definir un punzado.

Desventajas del método: Los principales inconvenientes que presenta esta técnica provienen de:

Inadecuada calibración de la columna cromatógrafica. La calibración incorrecta o el funcionamiento defectuoso de algún componente del cromatógrafo podría alterar las lecturas. Este fenómeno bastante común es muy sencillo de detectar en el cromatograma, pero normalmente se refleja como una pérdida de datos.

Error en la toma los datos: Puede ocurrir que el dato analizado se encuentre desfasado respecto a la profundidad real, caso que ocurre cuando el retorno de la muestra fue mal estimado. La verificación se realiza cuando se dispone del perfil a pozo abierto que permite ajustar los valores.

• Control geológico del pozo

El *mud-logging* es una herramienta que se complementa perfectamente con los perfiles a pozo abierto; las propiedades texturales observadas mediante esta técnica permiten establecer rangos y variaciones del tamaño de clasto y, en consecuencia, predecir datos cualitativos de porosidad que al momento de evaluar la canalización de agua serán sumamente útiles.

Juntamente con la identificación litológica se realiza la detección y análisis del gas que se trata en otro apartado.

Ventajas: la observación y descripción de muestras de recortes puede aportar detalles muy valiosos acerca de la porosidad estimada y de la impregnación de fluidos de cada nivelobjetivo del pozo. Además el conocimiento de la litología y en particular de las relaciones texturales geométricas y escalares serán de una gran importancia en algunas decisiones de la terminación.

Observando la impregnación podría tenerse una aproximación cualitativa del porcentaje de agua presente en cada nivel

Desventajas: no se aprecian desventajas en su aplicación ya que no influye en la perforación ni en el estado del pozo; además su bajo costo operativo lo justifica plenamente.

• Obtención de muestras de roca (coronas y testigos laterales)

El testigo de roca es la muestra más representativa de un reservorio. En el caso del Bloque estudiado se tienen antecedentes de testigos en los pozos perforados por YPF, que pueden servir de soporte para ajustar datos de perfiles.

La obtención de muestras de este tipo en las próximas perforaciones contribuiría a realizar ajustes y a establecer propiedades petrofísicas como la permeabilidad relativa y la mojabilidad que se consideran de alta importancia en la prevención de producción de agua de formación. Conjuntamente con la RMN podrían ajustarse algunos rangos de porosidad efectiva y saturación de fluidos.

Debido a su alto costo operativo, su grado de representatividad parcial y sus complicaciones, podría ser reemplazada por la toma de muestras de pared del tipo rotado (*side-wall cores*), que aportan datos de reservorio de gran precisión y de diferentes capas simultáneamente. No obstante, estas muestras presentan como desventaja su tamaño menor y potencialmente menor recuperación.

• EVALUACIÓN DE FORMACIONES EN POZO ENTUBADO: Entre las

múltiples herramientas aplicadas se destaca la incorporación de la denominada Carbono/Oxígeno, que es la única que permite reconocer átomos del Elemento Carbono.

2.2.7

Esto puede ser de utilidad para reconocer el tipo de fluidos en pozos ya entubados y que no cuenten con información producida por herramientas modernas.

Inconvenientes: La principal desventaja que se observa es que el hecho de diferenciar solamente la relación C/O no diferencia el tipo de combinación presente, y puede mostrar la presencia de Carbono como anhídrido y no en hidrocarburos. En el Centro de Cuenca es común la presencia de este gas (CO2) por lo que puede interferir en la interpretación haciendo que se abran capas incorrectamente.

• Aspectos operativos y económicos: La influencia de la perforación y terminación del pozo en el comportamiento del reservorio es determinante al momento de definir el programa de punzados. Es conocido el hecho de la variación que puede generarse en la mojabilidad de la roca reservorio en el entorno del pozo cuando los materiales y técnicas aplicados durante la perforación no son los más adecuados al tratamiento particular de cada tipo de roca y sus condiciones estratigráficas.

En la cuenca del Golfo es común que ocurran inundaciones de pozos con lodo filtrado debido a la alta relación de saturación existente y al delicado equilibrio de fluidos en el reservorio. En general se observan variaciones en la mojabilidad de la roca cuando se aplican lodos de perforación que interactúen químicamente con algún elemento constitutivo de la roca, en especial con la matriz.

La cementación puede ser decisiva en el comportamiento futuro de la producción. Si se produce daño o excesivo filtrado de agua a la formación, se traducirá en una variación en las condiciones de mojabilidad y permeabilidad, que sin duda afectarán negativamente al reservorio.

Otro aspecto relacionado a la cementación es el aislamiento entre las capas. Si existe algún defecto o falta de material entre capas, seguramente se producirá agua, que por su gran movilidad se canalizará sin inconvenientes.

• **Composición granulométrica de la roca:** Se incluye este comentario en esta sección por relacionarse a los aspectos operativos, aunque su naturaleza es puramente geológica. La composición de la roca y en particular el tamaño del clasto influye en la porosidad efectiva y en la permeabilidad relativa. Si el clasto es grueso (conglomerado o arenisca muy gruesa) y la matriz es escasa, daría lugar a pensar en condiciones de reservorio inmejorables; no obstante, como ocurre en ambientes próximos a fallas donde se generan estos materiales, es común la producción de agua que se canaliza fácilmente dentro de los canales porales de grandes (*sic*) dimensiones.

El establecimiento de parámetros de mojabilidad y permeabilidades relativas se considera fundamental para conocer y predecir el comportamiento del reservorio.

Para conseguir estos datos se requiere de la toma de muestras de roca tales como coronas o testigos laterales de calidad como los testigos rotados (*sidewall cores*).

La etapa de terminación también puede ocasionar problemas que devenguen en la producción de agua en lugar de hidrocarburos. Durante la terminación del pozo debe analizarse perfectamente el tipo de punzado más adecuado considerando básicamente la penetración de las cargas y la sección de la capa a punzar. El fluido de terminación deberá seleccionarse cuidadosamente, en particular en pozos de gas donde muchas veces se trabaja con agua tratada y no siempre se obtienen buenos resultados ya que la presión hidrostática de la columna podría interactuar con los componentes de la roca aún durante los ensayos de producción.

• **Consideraciones económicas:** Al momento de proyectar una perforación, se considera fundamental prever una inversión importante destinada a la evaluación de los reservorios. De este modo se podrán manejar de manera adecuada las posibilidades de producir hidrocarburos en condiciones de rentabilidad económica.

En una perforación se destina aproximadamente un 2% a evaluar el pozo con perfilajes (Comunicación verbal Ing. Saúl Ziperovich), aumentando sólo en dos puntos el porcentaje destinado a perfilajes podrían registrarse los más evolucionados que contribuirían a mejorar las interpretaciones.

La extracción de testigos corona implica una importante inversión, que seguramente se recuperará en producción y conocimiento de las variables fundamentales del reservorio en el bloque estudiado.

c. El modelo geológico

Una de las principales gestiones es la de establecer un modelado estático y dinámico de reservorio o conjunto de reservorios analizados. Para ello, es primordial comenzar con el denominado modelo geológico que establecerá un modelado estático que dará marco y conocimiento del entorno de trabajo. Determinando la arquitectura y geometría de los reservorios es factible diagramar premisas de trabajo que marcarán las pautas a seguir. Para lograr este objetivo se requiere de un conjunto de informaciones básicas que se obtienen mediante las técnicas ya mencionadas en un número de pozos que aún no se perforaron el Bloque.

No obstante, es posible que con la perforación del próximo pozo ya se pueda generar un modelado de cuatro puntos que permita conocer a grandes rasgos (dada la gran distancia entre pozos) los elementos geométricos básicos de los reservorios potencialmente productivos y realizar un diagrama de saturaciones en algún caso.

Se ha demostrado en yacimientos del Flanco Sur que el establecimiento de un modelado por analogía contribuyó a solucionar prácticamente en su totalidad el problema de capas productoras de agua y conocer la dinámica del movimiento de fluidos en varios niveles, los que no siempre tienen igual comportamiento en un mismo pozo y formación productiva (Allen *et al.*, 2001).



Figura 5.68 - Ejemplo difusión RMNAutor

La figura corresponde a un caso similar al de LdC x-1001, con poros de buen tamaño, buena permeabilidad y saturación de agua con gas.

2.- Ejemplo de RMN mapa de difusión interpretado (Baker-Huges, 2005)



Figura 5.69 - Aplicación de RMN para gas, se asocia la imagen de planos de difusión.
El espacio poral saturado con gas, se muestra en tono rojo en la sección interpretada (5° track), puede apreciarse además el T2 en el plano de difusión. Los perfiles adjuntos de densidad-neutrón, también señalan la presencia de gas (Baker-Huges.2006)



Figura 5.70 - Cromatograma del pozo LdC x-1001(Rubín, D. para Net-log, 2005).

Cromatograma de una capa que produjo agua. Las relaciones cromatográficas, en este caso, al igual que los perfiles, indican contenido de gas (figura 5.69).

5.2.1.3 POZO ESTANCIA CERRO MANGRULLO ALI-Ce.Ma. x-1 (2007) (BLOQUE Lomita de la Costa)

DATOS GENERALES

UBICACIÓN

Geográfica: República Argentina, Provincia de Santa Cruz. Departamento Deseado

Geológica: Cuenca del Golfo San Jorge, Sector Centro de Cuenca, nomenclatura estratigráfica adoptada: flanco sur.

Área: Centro de Cuenca- Bloque exploratorio Lomita de la costa Sector Estancia Mangrullo.

DATOS DE LA PERFORACIÓN

Profundidad: proyectada: 3600 metros

Profundidad final por perfil: 3505 metros

Profundidad final por perforación: 3505 metros

Cota del pozo: 34.18 m.

DISEÑO DE POZO

Entubado con:

- 10 3/4" con zapato en 792.40 metros
- 7" con zapato en 2710.06 metros
- 5" con zapato en fondo: 3505 metros



Figura 5.71 - Croquis de ubicación Pozos en el Bloque Exploratorio Cerro Mangrullo fuente

OBJETIVOS DEL POZO

El objetivo del pozo es la investigación de las condiciones de entrampamiento de los niveles arenosos que probaron ser roca reservorio de gas en pozos cercanos.

La profundidad final (TD) fue determinada con el objeto de evaluar los horizontes superiores de la Formación Mina El Carmen, en los cuales se espera la presencia de gas y que ha sido probada en pozos cercanos.

La realización del pozo permite continuar con la investigación del área menos estudiada de la Cuenca del Golfo de San Jorge que, potencialmente, alojaría importantes reservas de hidrocarburos, principalmente gaseosos.

a) Antecedentes

En Lomita de la Costa se perforaron los pozos LdC.es-1, LdC.x-2, LBa.x-1 y LdC.x-1001.

Pozo LdC.x-1001

 Perforado en el 2005 por Alianza Petrolera Argentina, alcanzó los 3505.8 metros. Se ubica al Este del pozo CeMa.x-.1 (8 km.)

- Se realizó mud-logging continuo desde 409 m hasta el fondo del pozo.

- Los perfiles registrados a pozo abierto fueron inducción, Sónico onda completa; Densidad-Neutrón (CNL).

- Los testigos obtenidos fueron analizados en laboratorio petrofísico.

- El pozo fue entubado. El pozo fue ensayado revelando niveles productivos.

Pozo LBa x-1

 Perforado 1984 por YPF alcanzó los 4035 metros. Se ubica al Oeste del pozo LdC x-1001.

- Se realizaron ensayos a pozo abierto en la Formación Mina el Carmen (3206-61 m); se evaluaron seis tramos mediante testigos corona y se obtuvieron 32 testigos laterales, además del *mud-logging* continuo hasta el fondo del pozo.

- Los perfiles registrados a pozo abierto fueron inducción, sónico; Densidad-Neutrón (CNL) y buzamiento de gran resolución tipo HDT.

- Los testigos obtenidos fueron analizados en laboratorio petrofísico.

El pozo fue entubado con numerosos inconvenientes durante la operación de cementación.
No fue terminado y actualmente espera equipo para completarlo.

Pozo LdC x-2

- YPF perforó este sondeo en 1969, alcanzó los 3050 metros y fue abandonado después de los ensayos de terminación, considerándose estéril según los criterios y análisis de ése momento. Se encuentra hacia el ENE del pozo LdC x-1001, y al NNW del pozo LdC es-1

- A este pozo se le realizaron evaluaciones mediante mud-logging, testigos laterales (26) y perfiles de inducción, microperfil y proximidad. No alcanzó los niveles productivos del pozo LdC es-1.

Pozo LdC es-1

- Perforado por YPF en 1967 y se terminado durante 1969. Alcanzó los 4521 metros.

- Se ubica al E del pozo LdC-x-1001.

- Documentó interesantes capas de gas en la Fm. Mina El Carmen (140Mm3/día).

- En este pozo, se realizaron diversas evaluaciones tales como extracción de testigos corona (10 carreras), testigos laterales (85), análisis mediante mud-logging; estudios palinológicos y ensayos a pozo abierto (DST) (2).

- Se efectuaron análisis de agua de formación en varios niveles y análisis de porosidad, permeabilidad y saturación en testigos corona y laterales.

- Se registraron perfiles de inducción, proximidad y sónico, estableciendo los respectivos cálculos de saturación de fluidos y porosidades.

Existen documentos con registos de presión en boca de 400Kg/cm2 y fondo de 630
Kg/cm2 (ensayo de gradiente estático del 22/5/69).

- Acumuló 63Mm3 en 4 años (09/69 a 09/74). Presión en boca pozo actual 290 Kg/cm2.

b) Consideraciones geológicas

235

Estratigrafía

Pases de Formación y Niveles Guía

Los pases de Formación fueron visualizados con el *mud-logging* y analizados mediante correlación con los pozos del área a partir de perfiles escala 1:1000. La nomenclatura es la del Flanco Sur al igual que en pozos vecinos.

FORMACION	PROG NOSIS		MUD- LOGGI NG		PERFILA JE			
	MBBP	MBNM	MBBP	MBNM	MBBP	MBN M	MUD -LOG	PERFIL
Patagonia	20		ND	ND	ND	ND		
Sarmiento	95				ND	ND		
Rio Chico	115				ND	ND		
Salamanca	430				ND	ND		
Meseta Espinosa	632	598			631	597		
Cañadón Seco	1770	1736			1807	1773		
Mbro 012	2100	2066			2093	2059		288
Mbro Caleta	2355	2321			2330	2296		237
Olivia								
Fm. Mina El	2760	2726	2683	2649	2724	2690		
Carmen								

Tabla 5.21 - Síntesis de pases formacionales por perfil y mud-login.

c) Descripción de las Formaciones atravesadas

Terciario

Formación Patagonia: de edad Miocena, se compone de areniscas y calizas que representan la segunda ingresión del Atlántico. Contiene abundantes restos de Ostrea Patagónica. No tiene interés petrolero.

Formación Sarmiento: de edad Eocena-Oligocena, se compone principalmente de tobas y tufitas de colores claros que se asocian a la presencia del arco volcánico establecido al Oeste de la Región. Sin interés petrolero.

Formación Río Chico: del Eoceno inferior está constituida por limo-arcillitas y tobas con intercalaciones arenosas colores grises y verdosos. Sin interés petrolero.

Formación Salamanca: representa un ambiente estuarino instalado en casi todo el ámbito de la Cuenca durante el Paleoceno inferior, se diferencia el miembro glauconítico que indicaría el comienzo de la primera transgresión del océano Atlántico. Este último es un excelente reservorio en varios campos de la cuenca, en este pozo, al igual que en los de las proximidades, no presentó rastros de petróleo ni evidenció valores interesantes de gas.

Grupo del Chubut (Cretácico): El grupo Chubut que corresponde a la mega secuencia II o etapa de sag tardío de intraplaca, básicamente representa un evento fluvio- lacustre que dio origen a la mayoría de los reservorios de la Cuenca. Su configuración espacial es lo que da lugar a la llamada "herradura petrolera" del Golfo.

Por la posición del Centro de cuenca, la estratigrafía se asocia según el prospecto al flanco Norte o al flanco Sur. El Bloque Lomita de la costa se correspondería a esta última denominación con algunas variantes en cuanto al tipo de paleoambiente.

Las secuencias observadas en este y otros pozos del bloque no serían del todo compatibles con los paleoambientes del Flanco Sur, observándose un incremento en el conteo de horizontes políticos que daría lugar a pensar que se está en presencia de un sub-ambiente tipo canales de baja sinuosidad variando a planicies de inundación.

Estudios de mayor detalle contribuirán a reforzar o reformular est hipótesis.

Formación Meseta Espinosa: es de origen fluvial y se depositó durante el Cretácico Superior (Santoniano a Maastrichiano), en este pozo presenta un importante desarrollo de la sección inferior de naturaleza fangolítica, que puede actuar como adecuado sello.

Desde el punto de vista petrolero no presentó ningún interés, ya que sólo se evidenciaron rastros aislados con nulos valores de gas.

Formación Cañadón Seco: Esta unidad se depositó en el Cenomaniano-Coniaciano (kretácico sup.), constituye el primer objetivo del pozo y se compone de un 70 % de areniscas intercaladas con limo-arcillitas que actúan como sello local o próximo. Representa un complejo ambiente fluvial instalado durante la etapa de sag de la cuenca, actuando sus paleocanales como reservorio.

Está compuesta por tres miembros: CS1- O12 y Caleta Olivia.

-El miembro superior (CS1) se compone de fangolitas gris y verdoso con escasas intercalaciones de arenas gris-blanquecino con alto porcentaje de cuarzo sub.-redondeado, que indica el alto grado de transporte del material, el grado de madurez mineralógica alcanzado por estas areniscas puede considerarse como medio-alto.

-El miembro O-12 se presenta con un gran porcentaje de rocas fangolíticas y con delgados niveles arenosos compuestos por cuarzo sub-redondeado y fragmentos líticos derivados en parte de la descomposición de rocas volcanoclásticas a juzgar por la cantidad de zeolitas observadas.

Se observaron escasos rastros de petróleo seco, no se apreció detección de gas.

-El Miembro Caleta Olivia se presentó compuesto de rocas similares a las descriptas para el anterior, con la diferencia de mostrar mayor cantidad de fragmentos líticos y clastos de cuarzo de tamaño grueso y redondez sub-angulosa.

Las rocas fangolíticas se observaron similares a las del miembro suprayacente.

Esta sección no demostró tener interés petrolero, no obstante se considera factible la presencia de reservorios de gas que puede no hayan sido detectados por los instrumentos debido a la elevada densidad del lodo de perforación. Se visualizaron rastros de petróleo en algunos horizontes.

d) Estructura Local

El bloque Lomita de la Costa se encuentra situado muy próximo al eje de máxima subsidencia de la cuenca de rift o Cuenca del Golfo San Jorge, razón por la que la existencia de rocas con calidad de reservorios es crítica.

La cuenca del Golfo San Jorge es un *rift* extensional. Las fallas delimitantes del depocentro son fallas normales, alineadas en sentido generalizado este-oeste, o sea perpendiculares a la dirección de extensión. La migración del petróleo ha sido estimada entre 80 y 65 millones de años. No se conoce con exactitud la edad de la evolución de las

fallas extensionales, sólo se sabe que fue durante el Cretácico superior y concomitantes con la sedimentación (Ploszkiewicz, 2006).

e) Estilos estructurales en el Bloque Lomita de la Costa

El estilo estructural en el área a perforar, está determinado por una falla profunda de geometría lístrica con nivel de despegue en las lutitas lacustres de la Formación Pozo D-129. La horizontalización en profundidad de la superficie de la falla, contribuyó a generar un complejo sistema de fallas radiales debido al plegamiento pasivo (fallas tipo Keystone) de las rocas situadas por encima del plegamiento de bloques rotados (*roll-over*).

Plegamiento

El plegamiento es una consecuencia del antes mencionado roll-over, la culminación de las estructuras se encuentra delimitada por sendas fallas normales la que se alinean constituyendo angosto graben extensional en coincidencia con el eje crestal del anticlinal de roll-over. (Ploszkiewicz, V. 2006).

MODELO DE RESERVORIOS

El modelo de reservorio que presenta esta área es producto de la sedimentación fluvial, que genera cuerpos arenosos de relleno de diversos tipos de canales (anastomosados, meandriformes o entrelazados). Esta configuración de carácter sintectónico, produce reservorios múltiples superpuestos que, en general, se comportan como independientes, aunque en algunos casos son coalescentes y permiten establecer cierta continuidad lateral.

Las dimensiones que presentan estos reservorios son muy variadas, no obstante puede generalizarse por la experiencia acumulada en diferentes áreas en que tienen un espesor que va desde los 2 a los 15 metros y un desarrollo en planta que no supera los 80 metros de amplitud lateral, un corte longitudinal permite establecer que pueden extenderse

hasta más de 2 kilómetros, eventualmente se producen eventos similares a idénticas profundidades otorgando un efecto de mayor amplitud lateral, pero difícilmente se conectan y en general se comportan como reservorios independientes aunque su correlación sea "equivalente".

En este bloque en particular, el tipo de ambiente observado se podría asimilar al concepto de canales de baja sinuosidad variando a planicies de inundación, para la Formación Cañadón Seco y un diseño de canales de baja sinuosidad con cauces bien definidos para la Formación Mina El Carmen.

Correlacionando el pozo con los otros del área se puede establecer una interesante continuidad de eventos sedimentarios poco frecuente en el ámbito de la Cuenca, dado el distanciamiento entre perforaciones (kilómetros). Esto podía no significar la continuidad de los mismos paleocauces sino de similitud de acontecimientos que permiten realizar un seguimiento de los mismos a lo largo de toda la concesión.

En futuros estudios, y con mayor cantidad de datos, podrán establecerse criterios más precisos que permitirán analizar la estratigrafía con mayor detalle.

f) Composición de las rocas reservorio

La composición de los paleocanales que se atravesaron, se corresponde con la descripta para los reservorios del Flanco Sur de la Cuenca, aunque se observarían algunas variantes respecto a las descripciones de formaciones de la literatura, en cuanto a límites y composiciones de los miembros de la formación Cañadón Seco, motivo de futuras evaluaciones.

Formación Mina El Carmen

La Formación Mina El Carmen, presenta cuerpos arenosos de espesores promedio de 5 metros según su composición pueden clasificarse como arenitas de cuarzo, ya que están conformadas por una alto porcentaje de cuarzo que se presenta subanguloso y bien seleccionado. Subordinadamente se observan otros minerales como feldespatos y líticos de naturaleza sedimentaria. La matriz es de naturaleza volcanoclástica y podría catalogarse como de granometría tobácea a chonítica (Teruggi, 1964).

Se están analizando muestras de testigos laterales al laboratorio petrológico que permitirán conocer la composición exacta de los cuerpos reservorio.

Formación Cañadón Seco

Sintéticamente, puede reseñarse que las areniscas de la formación Cañadón Seco son de tipo litico-feldespáticas con una matriz arcillosa infiltrada constituyendo entre el 3 y 15% de volumen de la roca; el cemento más difundido es el cuarzo microcristalino o de crecimiento secundario. Su composición porcentual estimada es: cuarzo: 30 a 40%. Feldespatos (plagioclasa?) 15 a 25%. Líticos: 35 a 45%. Otros: 1 a 3%.

Es importante mencionar que las arcillas autigénicas se presentan normalmente como coatings de composición predominantemente clorítica y subordinadamente illitaesmectita, presentándose ocasionalmente caolinita. La porosidad promedio varía entre el 12 y 22% (fotografía+ 3????????).

Formación Meseta Espinosa

En la Formación Meseta Espinosa, los niveles arenosos están compuestos por arenitas lítico-feldespáticas con buena madurez textural y moderada madurez mineralógica. La matriz es de naturaleza arcillosa y en muchos casos se presenta como *coatings* esmectíticos, siendo la caolinita un componente que se presenta ocluyendo los poros. El cemento es, en general, de naturaleza arcillosa, presentándose gargantas porales de buen tamaño parcialmente obstruidas por el mismo.

En el área estudiada, esta Formación se presenta con notorio espesor de secciones políticas, y los escasos niveles de arenisca no contendrían hidrocarburos de interés económico ya que solo se presentaron rastros aislados y secos. Su sección inferior notoriamente se considera uno de los principales sellos.

Las condiciones petrológicas observadas no corresponderían totalmente con las descriptas en la literatura y evaluadas en muchos pozos de la Cuenca, ya que la porosidad visual se presenta muy disminuida respecto a otras muestras de los flancos Norte y Sur y

240

algunas variaciones en la composición permitirían suponer que el mecanismo de transporte y depositación fue algo diferente que en los flancos, tal como se menciona más arriba.

g) Petrografía de las rocas Reservorio

La Formación Mina El Carmen presenta un diseño de paleocanales compuestos por areniscas cuarzosas, con fragmentos líticos y feldespatos, aglutinados en una matriz tobácea de color blanco a gris claro. Los paleo-interfluvios se componen de rocas fangolíticas de constitución tobácea (término general), estas rocas que son efectivo sello, ocupan aproximadamente el 70 por ciento del volumen.

La observación de las muestras en la lupa binocular, permitió evaluar localmente el área e introducirla en el contexto de la Cuenca. Se seleccionaron muestras de roca obtenidas del *mud-logging*, que fueron consideradas representativas de cada Formación.



Fotografía 5.14 - Fotos: Rubín. D., 2007.

Los recortes de toba extraídos del lodo suelen presentar texturas modificadas por la acción mecánica del trépano tal como se ve en la fotografía 5.15. Los efectos de la diagénesis están bien marcados por la recristalización y crecimiento secundario de cuarzo

que disminuye la porosidad de la roca y le otorga mayor dureza.Es común la observación de ceolitas, propias de la sedimentación en ambientes con aportes volcánicos. Estos materiales, de naturaleza volcanoclástica, serían responsables en parte de la obstrucción de canales porales.



Fotografía 5.15 - Fotos: Rubín. D., 2007.

La descripción del cutting proveniente de 3437 mbbp, tomada del informe del servicio de mud-logging, es la siguiente:

ARENISCA TOBÁCEA: gris claro blanquecino, fina, en parte mediana, subredondeada, en parte subangular, regular selección, abundante cuarzo hialino, aislados líticos verdosos, grises claros, escasa pirita, restos carbonosos, escasa matriz arcillosa, cemento silíceo, consolidada. PV: pobre. (Fotografía 5.15)

243



Fotografía 5.16 - ARENISCA TOBÁCEA: gris claro blanquecino, fina, en parte mediana, subredondeada, en parte subangular, R.ular selección, abundante cuarzo hialino, aislados líticos verdosos, grises claros, escasa pirita, restos carbonosos, escasa matriz arcillosa, cemento silíceo, consolidada. PV: pobre. (Fotos: Rubín., D., 2007).



Fotografía 5.17 - Foto: Rubín, D., 2007.

Para la **Formación Meseta Espinosa**, las rocas arenosas no presentaron manifestaciones de HC. Estos niveles arenosos están compuestos por arenitas lítico-feldespáticas con buena madurez textural y moderada madurez mineralógica. La matriz es de naturaleza arcillosa y en muchos casos se presenta como coatings esmectíticos, siendo la caolinita un componente que se presenta ocluyendo los poros. (Estrada, E. 2003).

El cemento es, en general de naturaleza arcillosa, presentándose gargantas porales de buen tamaño parcialmente obstruidas por el mismo. Las condiciones petrológicas son diferentes que en los flancos Sur y Norte, presentándose en el sector de estudio una marcada disminución de la porosidad visual.

Para la **Formación Cañadón Seco**, los reservorios se presentan como cuerpos arenosos muy intercalados con arcillas, que hacen pensar un sub-ambiente de llanura de inundación con causes poco definidos texturalmente, con clastos tamaño fino a medio, subangulosos a subredondeados, poco seleccionados alto porcentaje de fragmentos líticos (35%) y granos de cuarzo cristalino.

De este análisis puede determinarse que el área de aporte se encuentra a mediana distancia del lugar donde se produjo la singénesis. Y que el transporte de los materiales se efectuó mediante corrientes de agua por tracción de fondo. Con clastos en suspensión que constituyen parte de la matriz. En general no se determinó la presencia de cemento.

Las estructuras diagenéticas prácticamente están ausentes, observándose solamente algunas deformaciones de clastos de cuarzo y disminución de tamaño de poros por posible presencia de cementos de naturaleza silícea. La permeabilidad podría verse disminuida por la presencia de materiales finos que conforman la matriz (*coating* de arcillas).

h) Consideraciones petroleras

Espesores

En la formación Mina El Carmen se atravesó un espesor total de 59 metros de arenisca, dentro de las cuales unos 32 metros corresponden a areniscas con detección interesante de gas. Los niveles de mejor cromatografía y expresión de la detección, se analizan en particular en la próxima sección.

Posición estructural relativa

En las correlaciones realizadas puede observarse que en el presente pozo la formación Mina El Carmen ocupa una posición estructural poco más baja (orden de 5 metros) respecto del LdC x-1001, recordando que se encuentra afectada por la deformación producto de la estructura en *roll-over*.

Manifestaciones de hidrocarburos

En la tabla que sigue se presenta la información detallada de las manifestaciones observadas a través del control geológico. Relaciones cromatográficas y análisis de gas

Para el análisis del gas se utilizó un equipo detector FID y un cromatógrafo de dos columnas de resolución veloz que permitió evaluar satisfactoriamente todos los niveles reservorios atravesados. El instrumental permite analizar C1 hasta nC5 además de detectar la presencia de CO2 y SH2.

En la tabla de manifestaciones de hidrocarburos se puede observar los valores Gas Total y componentes cromatográficos de los intervalos analizados.

También se realizaron análisis de relaciones cromatográficas (basadas en Haworth et al. 1984) de manera continua para la evaluación del gas recuperado por la unidad de *mud-logging*. Se incluye los pronósticos para las capas de gas atravesadas dentro de la zona de interés.

Análisis de Relaciones Cromatográficas de intervalos de máximo interés

Los datos cromatográficos procedentes del muestreo realizado por Mud-Logging son analizados en base a las relaciones cromatográficas de Haworth *et al.* 1984.

1) Areniscas Tobáceas (3434-3438 mbbp)

Tabla 5.22 - Pronòstico del intervalo: GAS HÚMEDO.

	Gas Total			
Prof	Crom	OCQ	GWR	LHR
3434	36030	0.73	4.08	84
3435	78610	0.81	5.09	60
3436	88520	0.89	4.98	64
3437	177390	0.81	5.01	63
3438	142900	0.89	4.83	66

2) Areniscas Tobáceas (3081-3084 mbbp)

Tabla 5.23 - Pronóstico del intervalo: GAS SECO / IMPRODUCTIVO.

Prof	Gas Total Crom	OCQ	GWR	LHR
3081	235900	1.1	3.68	108
3082	301200	1.1	3.83	108
3084	150800	1.4	2.76	149

3) Areniscas Tobáceas (3027-3033 mbbp)

Tabla 5.24 - Pronóstico del intervalo: GAS SECO / IMPRODUCTIVO.

Prof	Gas Total Crom	OCQ	GWR	LHR
3027	27125	0.3	1.6	166.8
3029	7959	0.6	1	982.6
3030	10614	0.3	1.2	653.6
3031	40895	0.5	1.2	875.9
3032	17635	0	1.2	828.1
3033	4063	0.8	1.2	443.8

Nota: Los pronósticos realizados con relaciones cromatográficas por sí mismos no pueden definir intervalos de interés ni el tipo de contenido de hidrocarburo ya que se basa en datos estadísticos generales cuyas ventanas de apreciación varían según cada yacimiento.

La empresa de *mud-logging* elabora un perfil donde se grafican estos valores en función de la profundidad, como el ejemplo que se puede ver a continuación y que representa el intervalo que incluye las arenas comprendidas entre 3434 y 3438 mbbp.





La capa propuesta como principal objetivo para la terminación es el nivel de arena correspondiente a los metros 3435-3440 mbbp. Siendo esta capa la que se describe a continuación.

Evaluación petrofísica

• El registro marca dos máximos de las deflexiones del SP, para intervalo 3436,8 y para sección 3438,6. Las curvas representarían una sucesión granocreciente. Se observa que ambos picos están acompañados por el cruce de curvas Neutrón-Densidad, correspondiendo el mayor cruce para la deflexión máxima inferior.

• El valle entre las máximas deflexiones del SP está acompañado por una subida en el Registro rayos gamma GR y una caída en la resistividad lo que indicaría un mayor contenido tobáceo, queriendo significar una disminución en la energía, y una posterior reactivación para el segundo pico. Las curvas N-D no se cruzan para este sector, lo que afirma la presencia de mayor cantidad de material tobáceo.

• El techo de la arena parece estar sellado por un nivel pelítico denominado en la jerga como **duro**.

• El valor máximo de RWA, se obtiene próximo al pico del SP, a 3438,4 calculándose 1.10, El registro de GR muestra arena para ese punto. Las resistividades no parecen exhibir un comportamiento de gradiente que podría sugerir agua. Para ese punto también se exhibe el mayor cruce de las curvas N-D.

- El espesor útil medido con los SP y GR es 2 metros.
- La porosidad ΦD (densidad) máxima se obtiene para 3438.45 con 14.5%.

• Con la estimación de porosidad basada en la siguiente relación para intervalos con presencia de gas, que pudiera sobreestimar los valores de porosidad medidos, $((\Phi D2+\Phi N2)/2)0.5, 11.38\%$ en 3438,37, existiendo una alta proporción de matriz arcillo lobácea representado por las lecturas del sónico para el intervalo (20%) (fig. 5.72?????).



i) PROGRAMA DE TERMINACIÓN DEL POZO ALI.SCN.CeMaX-1

El **Programa de terminación** es un proyecto basado en consideraciones geológicas, petrofísicas y técnicas (estado del pozo una vez cementado), que consta de una secuencia descripta y fundamentada de operaciones destinadas a poner en producción el pozo. El programa que se muestra a continuación y que corresponde a uno de las perforaciones evaluadas por el autor, enumera una serie de pasos a seguir, mostrando alternativas posibles que son discutidas en equipo y finalmente llevadas a cabo en forma secuencial. El programa contiene además anexos que muestran planos y ubicación geológica del pozo, como así también una justificación petrofísica de los niveles a poner en producción.

Ce-Ma.x-1 TERMINACION

Dado el escaso número de potenciales reservorios atravesados con la perforación se sugiere realizar una terminación de capas relativamente seguras con el objeto de obtener resultados positivos con pocas maniobras evaluando las mejores capas del pozo. Si bien se trata de una perforación de carácter exploratorio, se considera prioritaria la incorporación de reservas comprobadas al área. Con esta premisa se propone una metodología de trabajo, que consiste en: Selección de niveles a punzar.

Metodología

El presente análisis y selección se basa en la evaluación de parámetros del *mud-logging*, correlación de pozos y los perfiles a pozo abierto que se corrieron. Se sugieren técnicas de terminación que consideran los fluidos a producir (gas) y la posible reacción de los minerales contenidos en la matriz de la roca reservorio con el fluido de terminación y el régimen de ensayo. Las herramientas de punzado se seleccionaron en base a la relación costo-rendimiento-operatividad.

Capas sugeridas

Considerando los parámetros geológicos se seleccionó en primer término la capa de 3434/38 por presentar la mejor concurrencia de valores de todo el pozo. La capa de 3079/87 se selecciona como reserva principal.

En caso de no obtener resultados positivos con estas capas, se analizarán otros posibles niveles de inferior calidad petrofísica y geológica. Entre las que se podría considerar estas otras capas de interés:

3170/74,5 3480/89 2974/75 2806/08

Considerando que, en pozos de gas, es costumbre seleccionar un nivel para su evaluación para lo cual se elige el "más seguro" para terminar el pozo con instalación final, pretendiendo así una inmediata incorporación de reservas comprobadas.

Capa sugerida 1

Litología: Areniscas Tobáceas

(3079-3087 mbbp) Gas Total Máximo: 301200 ppm.Profundidad: 3082 mbbp.



Figura 5.74 - Tramo de perfilaje mud-login 3070/3100 m.autor



Figura 5.75 - Tramo de perfilaje log 3075/3091m. .autor

Petrofísica:

Porosidad Total Promedio: 9.2%

((ΦD2+ Φ N2)/2)0.5 Máxima: 11.3%

Mínima: 7.3%

Porosidad Sónica Promedio: 20%

Máxima: 27.8%

Mínima: 13.8%

Cruces Neutrón-Densidad

3083.25 - 3083.74 m

3086.55 – 3086.79 m

Capa sugerida 2



Figura 5.76 - Tramo mud-login 3420/3455. .autor

Litología: areniscas tobáceas Gas Total Máximo: 177390 ppm Profundidad: 3437 mbbp Tramo perfil combinado 3434/3438 m Porosidad Total Promedio: 9.2% $((\Phi D2+ \Phi N2)/2)0.5$ Máxima: 11.3% Mínima: 7.3% Porosidad Sónica Promedio: 20% Máxima: 27.8% Mínima: 13.8% Cruces Neutrón-Densidad 3435.25 – 3436.60 m
3437.70 - 3439.25 m



Figura 5.77 - Perfil combinado 3434/3438 m. .autor



Fotografía 5.18 - Fotografías de recortes capa N°2 (principal sugerida).autor



Figura 5.78 - Corte estructural-estratigráfico Nº1. .autor



Figura 5.79 - Corte estructural-estratigráfico N°2 (detalle) (capa a punzar: tramos seleccionados). .autor

j) PROGRAMA SINTÉTICO PROPUESTO POR GEOLOGÍA DE RESERVORIOS (G&G team)

- Registrar con pluma CBL-VDL-Gamma y Neutrón Compensado.
- Con equipo de terminación bajar instalación de producción.
- Fijar *packer* en 3160 mbbp (ajustar con perfil de cuplas).

• Previo ajuste con perfiles a pozo entubado, punzar capa de 3434/38 Sección de capa: 3439,1/34337,6 (ajustar con perfil CBL-VDL) con cañón descartable de 32grs. y diámetro adecuado al *tubing*.

- De ser necesario, ampliar punzado a: 3437,9/3435,3.
- Utilizar agua filtrada con 05% de surfactante no iónico y anticorrosivo.

• Ensayar con orificios de 8mm, 10mm y 12mm hasta estabilizar caudales y presiones.

• En caso de obtener bajo caudal se sugiere realizar ensayo de pozo para establecer potencial de capa y de ser factible diseñar una fractura, ya que el nivel reúne las condiciones de aislamiento necesarias desde el punto de vista del reservorio.

FUNDAMENTOS TÉCNICOS

• Para la selección de capas: se siguió el criterio de analizar la cromatografía, litología, perfiles y posición estratigráfica-estructural, en primer orden y la correlación, en segundo, dada la distancia (2,4 km con el LdCx-1001) con otros pozos.

• Respecto al Punzado: se sugiere el cañón descartable por su óptima relación costoeficiencia de punzado-facilidad de maniobra-bajo daño a fm.

• En cuanto al Fluido de terminación: el agua filtrada con surfactante no iónico se estima sea de baja reacción con minerales tipo arcilla que podrían reaccionar hinchándose o movilizándose. Como alternativa podría sugerirse utilizar gasolina estabilizada.

• Referido a los ensayos con instalación: Se estima que es el método más económico porque ahorra maniobras y movimientos que podrían afectar a la cañería.

ALTERNATIVAS

• En caso de no cumplir con las expectativas de producción puede punzarse sin mover el empaquetador *packer*, la capa de 3170/74,5.

• También pueden punzarse ambas capas y evaluarlas por separado con PLT.

• Si fuese necesario y como alternativa de mínima se sugiere movilizar el empaquetador (*packer*), fijarlo en una posición más alta y punzar capas de segundo orden.

CAPÍTULO 6 DAÑO DE FORMACION Y SU RELACIÓN CON LAS ARCILLAS

El conocimiento detallado de las arcillas no solo tiene gran importancia durante la perforación, por los derrumbes que ocasiona el hinchamiento de las arcillas expansivas, o en la etapa estimulación, donde conocer el tipo de arcilla es importante a la hora de designar un ácido o diseñar una fractura **Revisor:** podría aclararse mejor? Sino que también es importante el control y manejo de las mismas durante toda la vida del pozo, ya que cualquier modificación en las condiciones de estabilidad de estos minerales, provocará su migración, dispersión, hinchamiento o transformación en nuevos minerales más estables a las nuevas condiciones.

Las arcillas frecuentemente forman parte de las rocas pelíticas (*shale*) o bien de las arenas, tufitas y/o tobas ya que se encuentran formando parte de la matriz de las mismas. Desde el punto de vista químico conocer las propiedades de las arcillas como carga, fijación de cationes, hinchamiento, capacidad de intercambio catiónico, superficie, volumen y la relación de las mismas con el agua de formación; es fundamental a la hora de realizar evaluaciones petrofísicas (Burch *et al.*, 2009).

Las propiedades de las arcillas son consecuencia de sus características estructurales. Por ello es necesario conocer la estructura de los filosilicatos para comprender sus propiedades.

Las principales arcillas presentes en las formaciones normalmente perforadas, esmectita, illita y caolinita, presentan diferentes comportamientos. La esmectita es hidratable y se debe inhibir, eliminando la presencia de agua o encapsulándola. La illita es en menor grado hidratable, pero altamente dispersiva, por lo que se debe flocular para

mantenerla junta. La caolinita no es hidratable, es muy fina y migra fácilmente, y se debe tratar con floculación para que no migre (West *et al.*, 2004).

6.1 - Las Arcillas

Las arcillas son, esencialmente, silicatos hidratados de aluminio formados por hidrólisis natural o acción atmosférica (meteorización) de los feldespatos y varios aluminosilicatos alcalinos originarios de rocas ígneas. Debido a su insolubilidad en los solventes habituales han sido difíciles de investigar y caracterizar. Pudiéndose identificar a las *caolinitas* (Al₂O₃.2SiO₂.2H₂O) y *montmorillonitas* (Al₂O₃.3SiO₂. H2O) como las más importantes desde el punto de vista industrial y constituyen los *caolines* y las *bentonitas* respectivamente.

Las arcillas presentan un tamaño (granulometría) de partícula que va desde 2 micrones hasta 10 milimicrones. Ese tamaño le confiere a las arcillas propiedades "coloidales" particulares (De Pablo, 1964.). Las arcillas, al igual que el resto de los filosilicatos, presentan una estructura basada en el apilamiento de planos de iones oxígeno e hidroxilos (Fig. 6.61). **Revisor: micrones o micrómetros**



Figura 6.80 - Esquema que muestra la estructura interna de las capas de arcilla (Doval Montoya *et al.*, 1991).

259

Los grupos tetraédricos $(SiO)_{44}$ - se unen compartiendo tres de sus cuatro oxígenos con otros vecinos formando capas, de extensión infinita y fórmula $(Si_2O_5)^{2-}$, que constituyen la unidad fundamental de los filosilicatos. En ellas los tetraedros se distribuyen formando hexágonos. El silicio tetraédrico puede estar, en parte, sustituido por Al³⁺ o Fe³⁺.Estas capas tetraédricas se unen a otras octaédricas de tipo gibbsita o brucita. En ellas algunos Al³⁺ o Mg²⁺, pueden estar sustituidos por Fe²⁺ o Fe³⁺ y más raramente por Li, Cr, Mn, Ni, Cu o Zn.

El plano de unión entre ambas capas está formado por los oxígenos de los tetraedros (Fig.6.61) que se encontraban sin compartir con otros tetraedros (oxígenos apicales), y por grupos (OH)⁻ de la capa octaédrica, de forma que, en este plano, quede un (OH)⁻ en el centro de cada hexágono formado por 6 oxígenos apicales. El resto de los (OH)⁻ son reemplazados por los oxígenos de los tetraedros.

Una unión similar puede ocurrir en la superficie opuesta de la capa octaédrica. Así, los filosilicatos pueden estar formados por dos capas: tetraédrica más octaédrica y se denominan *bilaminares, 1:1, o T:O* (Fig. 6.80); o bien por tres capas: una octaédrica y dos tetraédricas, denominándose *trilaminares, 2:1 o T:O:T* (Fig. 6.81). A la unidad formada por la unión de una capa octaédrica más una o dos tetraédricas se la denomina lámina.



Figura 6.81 - Estructura de las arcillas bilaminares T:O. .autor

Si todos los huecos octaédricos están ocupados, la lámina se denomina *trioctaédrica* $(Mg^{2+} dominante en la capa octaédrica)$. Si solo están ocupadas dos tercios de las posiciones octaédricas y el tercio restante está vacante, se denomina *dioctaédrica* (el Al³⁺ es el catión octaédrico dominante).

En algunos filosilicatos (esmectitas, vermiculitas, micas) las láminas no son eléctricamente neutras debido a las sustituciones de unos cationes por otros de distinta carga.



Figura 6.82 - Estructura de las arcillas trilaminares T:O:T. (GPA, 2009)

261

El balance de carga se mantiene por la presencia, en el espacio interlaminar, o espacio existente entre dos láminas consecutivas, de cationes (como por ejemplo en el grupo de las micas), cationes hidratados (como en las vermiculitas y esmectitas) o grupos hidroxilo coordinados octaédricamente, similares a las capas octaédricas, como sucede en las cloritas.

A las cloritas se las denomina también como T:O:T:O o 2:1:1 (Fig.6. 82).La unidad formada por una lámina más la interlámina es la unidad estructural. Los cationes interlaminares más frecuentes son alcalinos (Na y K) o alcalinotérreos (Mg y Ca).



Figura 6.83 – Estructura de las cloritas **T:O:T:O** (GPA, 2009).

Las fuerzas que unen las diferentes unidades estructurales son más débiles que las existentes entre los iones de una misma lámina, por ese motivo los filosilicatos tienen una clara dirección de exfoliación, paralela a las láminas. Los filosilicatos se clasifican atendiendo a que sean bilaminares o trilaminares y dioctaédricos trioctaédricos (Fig. 6... No hay figura).

6.1.2 - Propiedades físico químicas de las arcillas

Como consecuencia de su extremadamente pequeño tamaño de partícula (inferior a $2 \text{ m}\mu$), su morfología laminar y de las sustituciones isomórficas, que dan lugar a la aparición de carga en las láminas y a la presencia de cationes débilmente ligados en el espacio interlaminar, presentan, por una parte, un valor elevado del área superficial y, a la vez, la presencia de una gran cantidad de superficie activa, con enlaces no saturados.

Por ello pueden interaccionar con muy diversas sustancias, en especial compuestos polares, por lo que tienen comportamiento plástico en mezclas arcilla-agua con elevada proporción sólido/líquido y son capaces en algunos casos de hincharse o expandirse, con el desarrollo de propiedades reológicas en suspensiones acuosas.

Por otra parte, la existencia de carga en las láminas se compensa con la entrada en el espacio interlaminar de cationes débilmente ligados y con estado variable de hidratación, que pueden ser intercambiados fácilmente mediante la puesta en contacto de la arcilla con una solución saturada en otros cationes, a esta propiedad se la conoce como capacidad de intercambio catiónico (García Romero *et al.*, 2001).

6.1.2.1 - Superficie específica

La superficie específica o área superficial de una arcilla se define como el área de la superficie externa más el área de la superficie interna (en el caso de que esta exista) de las partículas constituyentes, por unidad de masa, expresada en m^2/g .

Las arcillas poseen una elevada superficie específica, muy importante lo que respecta a la interacción sólido-fluido, ya que depende directamente de esta propiedad. A continuación se muestran algunos ejemplos de superficies específicas de arcillas:

• Caolinita de elevada cristalinidad hasta $15 \text{ m}^2/\text{g}$.

- Caolinita de baja cristalinidad hasta $50 \text{ m}^2/\text{g}$.
- Halloysita hasta $60 \text{ m}^2/\text{g}$.
- Illita hasta $50 \text{ m}^2/\text{g}$.
- Montmorillonita 80-300 m²/g.
- Sepiolita 100-240 m^2/g .
- Paligorskita 100-200 m²/g.

6.1.2.2 - Capacidad de Intercambio catiónico

Es una propiedad fundamental de las esmectitas. Son capaces de cambiar fácilmente los iones fijados en la superficie exterior de sus cristales, en los espacios interlaminares, o en otros espacios interiores de las estructuras, por otros existentes en las soluciones acuosas envolventes. La capacidad de intercambio catiónico (CEC) se puede definir como la suma de todos los cationes de cambio que un mineral puede adsorber a un determinado pH (Rubín, 2006).

Es equivalente a la medida del total de cargas negativas del mineral. Estas cargas negativas pueden ser generadas de tres formas diferentes, mediante sustituciones isomórficas dentro de la estructura, que es conocida como carga permanente y supone un 80 % de la carga neta de la partícula; además es independiente de las condiciones de pH y actividad iónica del medio.

Los enlaces insaturados en los bordes y superficies externas y la disociación de los grupos hidroxilos accesibles, varían en función del pH y de la actividad iónica, correspondiendo a bordes cristalinos, químicamente activos y representan el 20 % de la carga total de la lámina (García Romero *et al.*, 2001).

Esta es una propiedad característica de las bentonitas, que son capaces de intercambiar fácilmente, los iones fijados en la superficie exterior de los cristales, en los

espacios interlaminares, o en otros espacios interiores de las estructuras, por otros existentes en las soluciones acuosas envolventes.

Esto está vinculado al desbalance de cargas en la estructura atómica y la débil fijación de cationes en la superficie exterior de sus cristales, en los espacios interlaminares, o en otros espacios interiores de las estructuras (Hevia *et al.*, 2008).

A continuación se muestran algunos ejemplos de capacidad de intercambio catiónico (en meq/100g):

- Caolinita: 3-5
- Halloysita: 10-40
- Illita: 10-50
- Clorita: 10-50
- Vermiculita: 100-200
- Montmorillonita: 80-200
- Sepiolita-paligorskita: 20-35

6.1.2.3 - Capacidad de absorción

Algunas arcillas pueden absorber agua u otras moléculas en el espacio interlaminar (esmectitas) o en los canales estructurales (sepiolita y paligorskita).

La capacidad de absorción está directamente relacionada con las características texturales (superficie específica y porosidad) y se puede hablar de dos tipos de procesos que difícilmente se dan de forma aislada: absorción (cuando se trata fundamentalmente de procesos físicos como la retención por capilaridad) y adsorción (cuando existe una interacción de tipo químico entre el adsorbente, en este caso la arcilla, y el líquido o gas adsorbido, denominado adsorbato).

La capacidad de adsorción se expresa en porcentaje de adsorbato con respecto a la masa y depende, para una misma arcilla, de la sustancia de que se trate. La absorción de agua de arcillas absorbentes es mayor del 100% con respecto al peso.

6.1.2.4 - Hidratación e hinchamiento

La hidratación y deshidratación del espacio interlaminar son propiedades características de las esmectitas. Aunque hidratación y deshidratación ocurren con independencia del tipo de catión de cambio presente, el grado de hidratación sí está ligado a la naturaleza del catión interlaminar y a la carga de la lámina.

La absorción de agua en el espacio interlaminar tiene como consecuencia la separación de las láminas dando lugar al hinchamiento. Este proceso depende del balance entre la atracción electrostática catión-lámina y la energía de hidratación del catión.

A medida que se intercalan capas de agua y la separación entre las láminas aumenta, las fuerzas que predominan son de repulsión electrostática entre láminas, lo que contribuye a que el proceso de hinchamiento pueda llegar a disociar completamente unas láminas de otras.

El fenómeno de hinchamiento de arcillas es característico de las arcillas esmectíticas (montmorillonitas). La doble capa eléctrica se origina entre el desbalance negativo de la superficie de la arcilla y los iones de agua que rodean el cristal de la arcilla (cationes).

Si los cationes son escasos (aguas dulces), el carácter polar de la molécula de agua hace que esta sustituya a los mismos pero, como su molécula es más voluminosa, "destruye" el cristal (téngase en cuenta que la doble capa eléctrica se extiende en todo el volumen y entre las capas constitutivas de la columna arcillosa). La expansión de la arcilla hace que la misma se disgregue, rompa y migre (Sotomayor *et al.*, 2008). Por lo que, cuando el catión interlaminar es el sodio, las esmectitas tienen una gran capacidad de hinchamiento, pudiendo llegar a producirse la completa disociación de cristales individuales de esmectita, teniendo como resultado un alto grado de dispersión y un máximo desarrollo de propiedades coloidales (Fig. 6.84). Si por el contrario, tienen Ca o Mg como cationes de intercambio, su capacidad de hinchamiento será mucho más reducida.

Para que una arcilla pueda ser considerada como bentonita, en el sentido comercial de la palabra, debe hincharse aumentando por lo menos cinco veces su volumen. Normalmente una bentonita de buena calidad se hincha en agua de 10 a 20 veces su volumen; en casos excepcionales esta relación llega a 30.



Figura 6.84 - Esquema que compara la expansión por hidratación de una montmorillonita sódica con otra cálcica (GPA, 2009).

267

El fenómeno de desfloculación de arcillas, es diferente, aunque sus consecuencias pueden también ser graves para el reservorio. Se debe a la alteración de las fuerzas electrostáticas entre partículas de arcillas. En aguas salinas la doble capa eléctrica o difusa se encuentra contraída pero en aguas dulces expandida. Cuando las fuerzas de repulsión son mayores que las de atracción (de Van der Waals) la arcilla se desflocula (las partículas coloidales se rompen) y la arcilla se hace migratoria (Sotomayor *et al.*, 2008).

6.1.2.5 - Plasticidad

Las arcillas son eminentemente plásticas. Esta propiedad se debe a que el agua forma una envoltura sobre las partículas laminares produciendo un efecto lubricante (Fig.6.85) que facilita el deslizamiento de unas partículas sobre otras cuando se ejerce un esfuerzo sobre ellas.



Figura 6.85 - Esquema que muestra el mecanismo de plasticidad de las arcillas (GPA, 2009).

La elevada plasticidad de las arcillas es consecuencia, nuevamente, de su morfología laminar, tamaño de partícula extremadamente pequeño (elevada área superficial) y alta capacidad de hinchamiento (GPA).

6.1.2.6 - Tixotropía

Este es un fenómeno conocido únicamente en suspensiones coloidales, y se dice que una sustancia presenta el fenómeno de la tixotropía, cuando la aplicación de un esfuerzo deformante, reduce su consistencia, entendiéndose por consistencia, el grado de resistencia que ofrece la mezcla a fluir o a deslizarse. La resistencia suele llamarse también viscosidad.

La palabra "tixotropía" deriva del griego "thixis" que significa cambio, y se emplea para describir el fenómeno mediante el cual, las partículas coloidales en estado de reposo forman geles (de apariencia sólida), y cuando estos geles se someten a enérgicas agitaciones, se destruyen y forman fluidos viscosos. Cuando la agitación se detiene y la suspensión permanece inmóvil, se regeneran las características del gel original.

Las partículas coloidales son atrapadas en una posición de equilibrio eléctrico cuando se forma el gel, balanceándose de este modo todas sus cargas, mediante la acción de los cationes del medio, que son capaces de mantener a las partículas negativas de arcilla con cierta separación. Cuando una agitación enérgica rompe la orientación de los cationes y aumenta la distancia que separa a las partículas de bentonita, se rompe el equilibrio estructural formado anteriormente y la consistencia disminuye; esta consistencia se regenera paulatinamente, cuando la suspensión pasa al estado de reposo (Hevia *et al.*, 2008).

6.2 - Las arcillas y su influencia en el área de estudio

En la cuenca del Golfo San Jorge, las sedimentitas vulcanogénicas de las formaciones Mina El Carmen, y las tufitas intercaladas con areniscas en la base de la Fm Comodoro Rivadavia, ambas de edad Cretácica, han sido estudiadas por la reactividad de sus materiales como vidrio volcánico, plagioclasa y fragmentos líticos. Estos materiales clásticos son susceptibles a la hidratación y en contacto con agua reaccionan formando distintas fases diagenéticas como esmectitas (Estrada, 2002) y ceolitas.

El desarrollo de minerales autigénicos del grupo de las ceolitas en los poros de las areniscas produce una disminución de la porosidad primaria en desmedro de la calidad de la roca reservorio. En los depósitos correspondientes a las formaciones Comodoro Rivadavia y Mina El Carmen han sido descriptos la presencia de clinoptilolita, heulandita, analcima y laumontita.

Las ceolitas se identificaron mediante difracción de rayos X (Fig.6.86), diferenciándose el grupo de la heulandita, por presentar cristales bien desarrollados, tabulares y de gran tamaño entre 0,1 y 1 mm. Las ceolitas del grupo de la clinoptilolita presentan cristales prismáticos de menor tamaño entre 10 y 100 μ m. Por su parte la analcima tiene tamaños de cristales que varían entre 10 y 100 Å. La laumontita se encuentra cementando los granos de cuarzo o rellenando cavidades y los cristales presentan sistemas de exfoliación característicos (Estrada, 2002).

Se ha podido observar una zonación de las ceolitas con la profundidad donde el grupo de la heulandita aparece por debajo de los 1700 mbbp, la clinoptilolita se observa a partir de los 1900- 2000 mbbp y la analcima aparece entre los 2000-2150 mbbp para los datos obtenidos por Estrada (2002) para el flanco sur en las inmediaciones del sector Koluel Kaike (Estrada, 2002).

En los niveles estudiados se ha podido distinguir de manera general una alternancia de capas de areniscas con limoarcilitas, inicialmente con escasa participación piroclástica, que a medida que aumenta la profundidad del sondeo estos paquetes alternantes comienzan a presentar una mayor participación piroclástica con la aparición de tramos tobáceos. Seguidamente comienza a dominar la columna estratigráfica tobas arenosas, limosas o arcillosas debido a la mayor frecuencia de niveles piroclásticos.



Figura 6.86 - Imágenes tomadas con microscopio electrónico de barrido: A y
B: analcima, C y D: interior del poro de arenisca cubierto con cristales de clinoptilolita, E y F: cristales de heulandita (Estrada, 2002).

Para estos niveles, se obtuvieron buenos valores de porosidad por perfil, en capas que aparecen con impregnación, y buena porosidad visual en el *mud-logging*, no obstante la mayoría de ellas al ser punzadas resultan sin entrada o con caudales muy por debajo de lo esperado. La innegable participación de una matriz de materiales finos, podría ser la causante de la disminución de la calidad petrofísica del reservorio en las inmediaciones de la pared del pozo, debido a un daño de formación producto de la dispersión-movilización de partículas de granulometría arcilla o limo, al producirse un desequilibrio del estado

271

natural del reservorio debido a las operaciones tanto de perforación como aquellas relacionadas a la terminación del pozo (Rubín, 2005).

Composiciones argilíticas con importante predominio de esmectita, junto a proporciones más bajas de caolinitas y prácticamente inexistentes de clorita e illita, caracterizan a ambientes donde ha actuado una intensa hidrólisis bajo condiciones climáticas cálidas y húmedas con cierta estacionalidad, sobre materiales volcánicos inestables.

La presencia de esmectitas imprime su característico fenómeno de hinchamiento y desfloculación producto del desbalance de las cargas entre la superficie de las arcillas y los iones del agua, o de los fluidos intersticiales en el reservorio. La expansión de la arcilla hace que la misma rompa y migre, obturando las gargantas porales no solo por acumulación del material arcilloso, sino también por su aumento volumétrico y reactividad con los fluidos provenientes del pozo (Rubín, 2005).

Por otra parte la presencia de material amorfo y ceolitas constituyentes de la matriz intersticial, originado como producto de la alteración de cenizas volcánicas, refleja su meteorización bajo un clima cálido y húmedo. Para que se produzca una importante movilización de la ceolita, previamente se tiene que producir su dispersión. La dispersión se produce como resultado de las mutuas repulsiones que experimentan las partículas de ceolita como consecuencia de la existencia de cargas eléctricas, fundamentalmente negativas, localizadas en sus superficies y actuando el agua como medio de soporte (Estrada, 2002).

Los principales factores que afectan a la dispersión (y que afectarán por tanto a la movilización) son: tamaño de las partículas, pH, tipos de cationes presentes en el fluido y concentración de electrólitos.

Las ceolitas se transportan como partículas sólidas en suspensión, sin que sufran transformaciones importantes durante esta etapa, migrando de poro en poro, pero debido a su acumulación en el estrechamiento de las gargantas porales pueden llegar a cerrar totalmente el poro afectando severamente la permeabilidad de la roca reservorio. Los factores que intervienen en esta fase son: velocidad de flujo y porosidad del reservorio, produciéndose la acumulación y decantación por causas debidas a mecanismos de tipo físico, como la caída de la velocidad del flujo, o la reducción de la porosidad.

Revisor: Sinceramente no estoy de acuerdo con este mecanismo de formación de ceolitas. En todos los casos cristalizan a partir de fluidos hidrotermales (soluciones) a bajas temperaturas, por ej. >120 <220 °C

Por lo anteriormente expuesto, se puede interpretar que gran parte de los posibles mecanismos de daño de formación estarían vinculados a la presencia de arcillas dentro de la roca reservorio. Quedando implícito con esta terminología la doble acepción de la definición de arcillas, ya sea desde el punto de vista mineralógico atendiendo a la migración, reacción e hinchamiento de las esmectitas (filosilicatos) predominantes en la matriz, como así también desde el punto de vista granulométrico haciendo referencia a aquellos componentes líticos de tamaño arcilla correspondiente a las ceolitas (tectosilicatos) de origen antigénico que presentan gran movilidad intersticial **Revisor: si son autigénicos** han precipitado a partir de un fluido ... no pueden ser partículas transportades.

De esta manera, la presencia de arcillas, la intensa cementación de las texturas gruesas y la alta compactación de los niveles texturalmente más finos explicarían la baja calidad de estas litologías, incluyendo además que los reservorios se encuentran aislados entre si con manifiesta desconexión hidráulica, dificultando aún más tanto la localización de los reservorios, como en la explotación.

La mencionada desconexión hidráulica hace referencia a que si bien la correlación estratigráfica realizada a partir de perfilajes de pozo indicaría eventos correspondientes, los paleocauces en general se comportan como cuerpos individuales limitados a unos diez a veinte metros de longitud, lo que significa que para un mismo estrato los resultados productivos pueden ser diferentes.

CAPÍTULO 7 CONCLUSIONES

Los reservorios analizados pertenecientes a las Formaciones Comodoro Rivadavia-Cañadón Seco y Mina El Carmen, por su inserción en un ambiente fluvial con subambientes anastomosados, llanura de inundación y fandelta, responden a un modelo general de compartimentalización horizontal y vertical que en el Centro de Cuenca tienen patrones similares a los demás sectores de la región. Con esa premisa se evaluaron diferentes escenarios de comportamiento que permitirán proponer planes exploratorios y de desarrollo del área objeto del presente trabajo.

Mediante la aplicación combinada de diferentes herramientas de caracterización geológica y petrofísica se concluye que con una adecuada selección de métodos de evaluación se pueden realizar ajustes que amplíen el conocimiento del comportamiento de los niveles reservorio. La combinación referida trata de utilizar las técnicas de perfilaje de pozo y control geológico de manera concatenada para extrapolar resultados y correlacionar diferentes bloques del área con el objeto de ajustar modelos y respuestas.

En este trabajo se demuestra que la poderosa herramienta que significa el Control Geológico de Pozo en conjunto con la interpretación de resultados provenientes del perfilaje, permite no solo identificar ambientes con precisión sino también analizar la petrofísica de los reservorios involucrados y predecir un comportamiento una vez en condiciones de producir.

Las tecnologías avanzadas en materia de *Software* asisten a conseguir estos logros. Los perfilajes registrados en el área estudiada muestran que pueden establecerse modelos asimilables a otros yacimientos más conocidos de la Cuenca, particularmente desde el punto de vista estratigráfico y también conocer cómo funcionan las trampas estructurales en éste conspicuo sector que no solo es el de mayor superficie de toda la comarca petrolera sino el menos explorado. La correlación de perfilajes de pozo con líneas sísmicas muestran un marco geológico más abarcativo que elimina incógnitas sobre el comportamiento de las estructuras en ésta particular zona donde las fallas que afectan a la columna sedimentaria son de ángulos muy elevados (se midieron en éste trabajo algunos de 88 grados promedio). También pudo establecerse que en proximidades del yacimiento Cerro Mangrullo se encuentra ubicado el eje central que divide a la cuenca del Golfo de San Jorge en Flanco Norte y Flanco Sur.

Recurriendo a técnicas clásicas de correlación de pozos y de éstos con líneas sísmicas 3D se demostró que los pozos del bloque Lomita de la costa se encuentran el Flanco Sur y los bloques El Romero, Estancia La Mariposa en el Flanco Norte, siendo el Nombrado Estancia Mangrullo el sitio en donde se registraron los buzamientos prácticamente verticales de las fracturas lístricas y la presencia de bloques rotados que entramparon los hidrocarburos gaseosos generados por la Formación Pozo D-129 y migrados a través de *carriers* generados por las fallas hasta niveles de Mina El Carmen.

La Cromatografía Gaseosa permitió correlacionar diferentes bloque y mostró una vez más ser un arma de caracterización contundente que se aplicó para relacionar hidrocarburos de bloques lejanos (hasta 50 Kilómetros), demostrándose que el llenado de los reservorios del área se produjo con hidrocarburos originados en una misma fuente y con composiciones químicas semejantes.

El análisis petrofísico de los perfilajes contribuyó al conocimiento detallado del sistema roca-fluidos determinándose que existen factores litológicos que pueden afectar a la producción de hidrocarburos, como ocurre en el Bloque Estancia La Mariposa en donde se punzaron niveles que desde el punto de vista petrofísico se comportan como portadores de gas pero que al momento de los resultados arrojaron solamente agua de formación debido a un cambio de mojabilidad del medio afectado por la presencia de fluidos de perforación incompatibles con el medio.

Otro caso es el caso de numerosas capas que según las evaluaciones deberán aportar fluidos y sin embargo su resultado fue negativo. Esto según el presente estudio se corresponde con una incompatibilidad entre los fluidos de perforación utilizados y la matriz de las rocas que constituyen los reservorios. En el Capítulo VI se puede apreciar el análisis que arroja como resultado la presencia de materiales arcillosos que tienen la capacidad de expandirse frente al contacto con determinados productos que se incluyen en la elaboración de fórmulas de fluidos de perforación que interactúan con ésta matriz y desatan reacciones que conducen finalmente a un daño de formación (*skin effect*). Esta reacción puede ser evitada en perforaciones futuras donde se apliquen los resultados expuestos para seleccionar un lodo con los inhibidores adecuados al carácter expansible de las arcillas matriciales.

También la movilidad de elementos finos contenidos en los reservorios puede evitarse durante la etapa de terminación/completación de las perforaciones seleccionando un tipo de carga de punzados adecuada al modelo petrofísico aquí expuesto y estableciendo un régimen de caudal que no produzca movilización de arcillas hacia los punzados.

Tomando en cuenta los problemas expuestos y sus posibles soluciones se puede concluir que el Centro de Cuenca es un área petrolera prácticamente desconocida y que merece la atención de investigadores que consideren explorar y explorar hidrocarburos especialmente gaseosos por métodos convencionales en formaciones ubicadas a profundidades importantes.

De continuar la tendencia alcista en los valores de esta indispensable materia prima y de no variar en mucho los elementos constituyentes de la matriz energética actual, el Centro de cuenca motivo del presente estudio será sin lugar a dudas una comarca promisoria en el aporte de gas en nuestro País.

BIBLIOGRAFÍA

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Acosta, N. y D'Onofrio, M. (2005). "Uso integrado de tecnologías de alta resolución para caracterización estratigráfica de reservorios – Flanco Norte de la Cuenca del Golfo San Jorge". VI Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos. Mar del Plata.
- Akkurt, R., Bachman, H. N., Miknh, C.C., Flaum, C., Lavigne, J., Leveridge, R., Carmona, R., Crary, S., Decoster, E., Heaton, N., Hürlimann, M.D., Looyestijn, W.J., Mardon, D. y White, J. (2009). "La resonancia magnética nuclear revela todo su potencial". *Oilfield Review*. Schlumberger. pp.: 4-23.
- Allen, D., Flaum, C., Ramakrishnan, T.S., Bedford, J., Castelijns, K., Fairhurst, D.,
 Gubelin, G., Heaton, N., Minh, C:C:, Norville, M.A., Seim, M.R., Pritchard, T. y
 Ramamoorthy, R. (2001). "Tendencias en registros de RMN". *Oilfield Review*.
 Schlumberger. pp.: 2-21.
- Alvarado, R. J., Damgaard, A., Hansen, P., Raven, M., Heidler, R., Hoshun, R., Kovats, J., Morriss, C., Rose, D. y Wendt, W. (2003). "Registro de resonancia magnética nuclear adquiridos durante la perforación". *Oilfield Review*. Schlumberger. pp.: 42-55.
- Ardolino, A. y Franchi, M. (1993). "El vulcanismo Cenozoico de la Meseta Somuncurá,
 Río Negro y Chubut". 12º Congreso Geológico Argentino, Actas 4: 225-235.
 Mendoza.
- Arroyo Franco, J.L., Mercado Ortiz, M.A., De Gopa, S., Renlie, L. y Williams S. (2006). "Imágenes de la pared del pozo y sus inmediaciones". *Oilfield Review*. Schlumberger. pp.: 16-35.
- Barcat, C., Cortiñas, J., Nevistic, V. y Zucchi, H. (1989). "Cuenca del Golfo San Jorge".
 En *Cuencas Sedimentarias Argentinas* (G. Chebli y L. Spalletti Eds.) Tucumán. pp.: 319-345.
- Bargach, S., Falconer, I., Maeso, C., Rasmus, J., Bornemenn, T., Plumb, R., Codazzi, D.,

Hodenfield, K., Ford, G., Hartner, J., Grether, B. y Rohler, H.(2001). "LWD en tiempo real: registros para la perforación". *Oilfield Review*. Schlumberger. pp.: 64-84.

- Bellosi, E.S., Villar, H.J. y Laffitte, G.A. (2002) "Un Nuevo Sistema Petrolero en el Flanco Norte de la Cuenca del Golfo San Jorge: Revaloración de áreas marginales y exploratorias." V Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos. Mar Del Plata. IAPG.CD-ROM, 16p.
- Biddle, K. y Wielchowsky, C. (1994). "Hydrocarbon Traps: Chapter 13: part III. Processes". En: *The petroleum system—from source totrap*. AAPF Memoir: 219-235.
- Bidner, M.S. (2001). Propiedades de la roca y los fluidos en reservorios de petróleo. 1ra Edición. 1rareimpresión. Buenos Aires: Ed. Eudeba.
- Camargo Puerto, J.A. (2008) Introducción a la interpretación de perfiles de pozo abierto.
 Editorial Universidad Surcolombiana. Colección de Texto didáctico: Neiva, Huila, Colombia (309p).
- Chelotti, L., Vietto, M., Calegari, R. y Bitschene, P. (1996) "Emplazamiento de cuerpos subvolcánicos de composición básica alcalina, área Romberg-Wenceslao, cuenca Golfo San Jorge, Argentina". XIII Congreso Geológico Argentino y III Congreso de Exploración de Hidrocarburos. Buenos Aires. En prensa.
- Cheung, P., Hayman, A., Laronga, R., Cook, G., Flournoy, G., Goetz, P., Marshall, M., Hansen, S., Lamb, M., Li, B., Larsen, M., Orgren, M. y Redden, J. (2002).
 "Imágenes claras en lodos base aceite". *Oilfield Review*. Schlumberger. pp.: 2-27.
- Chou, L., Li, Q., Darquin, A., Denichou, J.-M., Griffiths, R., Hart, N., McInally, A., Templeton, G., Omeragic, D., Tribe, I., Watson, K. y Wiig, M. "Hacia un mejoramiento de la producción". *Oilfield Review* (2005/2006). Schlumberger. pp.: 60-71.
- Condat, P. (2005). "Modelos conceptuales de trampas en el Yacimiento El Tordillo.Cuenca del Golfo San Jorge. Provincia del Chubut. Argentina." En: E. Kozlowski,G. Vergani, A. Boll (Eds.). Las Trampas de Hidrocarburos en las Cuencas

Productivas de Argentina. IV Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos: 399-414.

- Contreras, C., Gamero, H., Drinkwater, N., Geel, C.R., Luthi, S., Hodgetts, D. y Saltmarsh,
 A. (2003). "Investigación de la sedimentología de los yacimientos clásticos". *Oilfield Review*. Schlumberger. pp.: 58-81.
- De Pablo, L. (1964). "Las arcillas. I. Clasificación, identificación, usos y especificaciones industriales". *Boletín de la Sociedad Geológica Mexicana* Vol. 27, No. 2. pp.: 49-91.
- Doval Montoya, M., García Romero, E., Luque Del Villar, J., Martin-Vivaldi Caballero, J.
 L. y Rodas González, M. (1991). "Arcillas Industriales: Yacimientos y Aplicaciones". En: *Yacimientos Minerales*. Editores: R. Lunar y R. Oyarzun. Editorial Centro de Estudios Ramon Areces, S. A. Madrid. pp. 582-608.
- Estrada, E. (2002). "Ceolitas de las Formaciones Cañadón Seco y Mina del Carmen (Cuenca del Golfo San Jorge)". *Actas 15 Congreso Geológico Argentino El Calafate*. Santa Cruz. Argentina.
- Ferello, R. y Lesta, P. (1973). "Acerca de la existencia de una dorsal interior en el sector centralde la serranía de San Bernardo, Chubut". 5º Congreso Geológico Argentino (Carlos Paz), Actas. Buenos Aires:4: 19-26.
- Figari, E. (2005). Estructura y evolución geológica de la Cuenca de Cañadón Asfalto, provincia del Chubut. Tesis Doctoral, Universidad de Buenos Aires (inédita), 176p., Buenos Aires.
- Figari, E., Strelkov, E., Laffitte, G., Cid de La Paz, M.S., Courtade, S., Celaya, J., Vottero,
 A., Lafourcade, P., Martínez, R. y Villar, H. (1999). "Los sistemas petroleros de la
 Cuenca del Golfo San Jorge: Síntesis estructural, estratigráfica y geoquímica". *IV Congreso de Exploración y desarrollo de hidrocarburos*: 197-237. Buenos Aires.
- Figari, E., Cid de la Paz, M. y Laffitte, G. (1997). "Modelos de hemigrábenes en el Neocomiano del sector occidental de la Cuenca del Golfo San Jorge, Argentina: sistemas petroleros, origen e inversión tectónica". *Boletín de Informaciones Petroleras*. Buenos Aires: 52: 5 – 17.

- Franco, A., Mercado Ortiz, M.A., De, G.S., Renlie, L., Williams, S. (2006). "Imágenes de la pared del pozo y sus inmediaciones". *Oilfield Review* (16-35). Schlumberger.
- Franchi, M. y Nullo, F. (1986). "Las tobas de Sarmiento en el macizo de Somuncurá". *Revista A.G.A.* XLI (1-2): p. 219-222. Buenos Aires.
- Folguera, A. y Ramos, V.A. (2002). "Los efectos producidos por la aproximación, colisión y subducción de dorsales pacíficas en los Andes Patagónicos". Acta Geológica Hispánica.v.37 - Nº 4, 2002, pp.: 329-353. ISSN 0567-7505
- García Romero, E. y Suarez Barrios, M. (2001). *Las Arcillas, propiedades y usos*. Universidad de Salamanca: España.
- Giacosa, R.E., Lema, H., Busteros, M. y Cucci, R. (2008) *Estructura de la Sierra de silva*. *Provincia del Chubut R. Argentina*. SEGEMAR. Buenos Aires.
- Gomez Omil, R., Arroyo, H., Laffitte, G. y Melo, A., (1989). Anteproyecto exploratorio para el sector oriental del flanco sur. Exploración YPF. Informe inédito, 31 pp, 22 figs. C. Rivadavia.
- González, M., Taboada, R. y Stinco, L. (2002). "Los reservorios del Flanco Norte. Cuenca del Golfo San Jorge". En Simposio Rocas reservorio de las Cuencas productivas de la Argentina. V Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos. Mar del Plata. Argentina. pp.:135-154.
- Guyod, H. (1944). "Electrical Potentials in Bore Holes" Oil Weekly.
- Haldorsen, J.B.U., Johnson, D.L., Plona, T., Sinha, B., Valero, H.P., y Winkler, K. (2006). "Acústica de pozo". *Oilfield Review*. Schlumberger. pp.: 36-45.
- Haq, B.U., Hardenbol, J., and Vail, P.R. (1987). "Chronology of fluctuating sea levels since the Triassic". *Science*, v. 235, p. 1156-1167.
- Hechem, J. (1996). Arquitectura depositacional y modelo geológico para reservorios de la formación Bajo Barreal. BIP N° 47: p.16-26. Buenos Aires.
 - --- "Cien años de Modelos Geológicos en la Cuenca del Golfo San Jorge". *Revista de la Asociación Geológica Argentina* 72 (1): 1 11 (2015) 1
- Hirschfeldt, M., Farías, L. (2003). "Explotación de pozos con PCP en Yacimiento Diadema. Cuenca del Golfo San Jorge". Il congreso de Hidrocarburos. IAPG. Buenos Aires.

- Holt, R.M., Fjaer, E., and Raaen, A.M. (1988). "New elements of sand failure prediction", paper BB, in *IIth European formation evaluation symposium transactions: Society* of Professional Well Log Analysts, Norwegian: Chapter, 18 p.
- Homovc, J.F., Navarrete, C., Marshall, P., Masquere, S. y Cerdán, J. (2011). "Inversión tectónica intra-cretácica de la Subcuenca de Río Mayo, Chubut, Argentina". 18° Congreso Geológico Argentino, Actas. Neuquén. pp.:1418-1419.
- Inaba, M., McCormick, D., Mikalsen, T., Nishi, M., Rasmus, J., Rohler, H. y Tribe, (2003). "El auge de las imágenes de la pared del pozo", *Oilfield Review* 15, no. 1 : 28–43.
- Jalfin, G., Bellosi, E., Sanagua J., y Villar, H. (1999). "Procesos múltiples de migración, alteración y mezcla de petróleos en la Cuenca del Golfo San Jorge, una evaluación geoquímica integrada". IVº Congreso Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Actas 1: 445-465: Mar del Plata, Argentina.
- Jalfin, G., Manceda, R., Palacio, L., Bellosi, E., Chebli, P., Coria, C., Miguel, K. y Sanz, A. (2005) "Caracterización de trampas y sellos de la Cuenca de Golfo San Jorge: esquema de compartimentación". En: E. Kozlowski, G. Vergani, A. Boll (Eds.). Las Trampasde Hidrocarburos en las Cuencas Productivas de Argentina. VI Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos. Mar del Plata: 415-45.
- Kay, S., Ardolino, A., Franchi, M. y Ramos, V. (1993). "Origen de la meseta de Somuncura: distribución y geoquímica de sus rocas volcánicas máficas". 12° Congreso Geológico Argentino, Actas 4: 236-248, Buenos Aires.
- Laffitte, G.A., Figari, E. y Villar, H.J. (2001). "Geochemical patterns & Hydrocarbon habitat of The golfo San Jorge Basin, Argentina". AAPG, HEDBERG Conference *New technologyes & newplay concept in Latinamerica*. Mendoza, Argentina.
- Laffite, G. y Haring, C. (1993). Zona Centro Oriental de la Cuenca del golfo de San Jorge. Modelo de Madurez Térmica. Exploración YPF S.A. Comodoro Rivadavia.
- Laffite, G. *et al.* (2005). "Síntesis Geoquímica de la zona Estancia el Tranquilo, YPF. Comodoro Rivadavia". En *VI congreso Exploración y Desarrollo*. Mar del Plata.
- Legarreta, L., Uliana, M. y Torres, M. (1990). "Secuencias depositacionales cenozoicas de Patagonia Central: sus relaciones con las asociaciones de mamíferos terrestres y

episodios marinos. epicontinentales. Evaluación preliminar". *Actas del II*° *Simposio del Terciario de Chile*: p. 135-176.

- Lesta, P.J. (1968). "Estratigrafía de la Cuenca del Golfo San Jorge". Actas III Jornadas Geológicas Argentina. Buenos Aires, I: 251-289.
- Lesta, P. Ferello, R. y Chebli, G. (1980). "Chubut extraandino". Segundo Simposio de Geología Regional Argentina. vol. II. Academia Nacional de Ciencias. Córdoba.
- Levorsen, A.I. (1973). Geología del Petróleo. 2da Edición. Buenos Aires: Eudeba.

Mpodozis, C. y Ramos, V.A. (2008). "Tectónica jurásica en Argentina y Chile: extensión, subducción oblicua, *rifting*, deriva y colisiones". *Revista de la Asociación Geológica Argentina* - vol.63, (4), pp. 481-497.

- Nocioni, A.D. (1993). "Historia de la Subsidencia de la Cuenca del Golf de San Jorge. Argentina". XII Congreso Geológico Argentino de Exploración de Hidrocarburos. Actas. Tº 1.Mendoza. pp.: 21-26.
- Panza, J.L. (1995a.) Hoja geológica 4969-II "Tres Cerros", escala 1"250.000, provincia de Santa Cruz. Dirección Nacional del Servicio Geológico Nacional. Boletín 213: 1-103.
- Peroni, G., Hegedus, A., Cerdan, J., Legarreta, L., Uliana, M. y Laffitte, G. (1995):
 "Hydrocarbon accumulation in an inverted segment of the Andean Foreland: San Bernardo Belt, Central Patagonia". En *Petroleum Basins of South America, A.A.P.G. Memoir 62.* (A. Tankard, R. Suárez S. y H. Welsink Eds,). Tulsa: p. 403-419.
- Pirson, S.J. (1965). Ingeniería de Yacimientos Petrolíferos. Barcelona: Ed. Omega, S.A.
- Ploszkiewicz, J.V. (2005). *Propuesta de pozo LDC x-1001*. Informe inédito propiedad de Alianza Petrolera Argentina S.A. p. 95-101.
- Riccardi, A. y Rolleri, E. (1980). "Cordillera Patagónica Austral". En Geología Regional Argentina. Academia Nacional de Ciencias. (J. Turner Eds.), V. II. Córdoba. pp.: 1173-1306.
- Rogers, M. (1994). Reservoir Management for Geoscientist and reservoir Engineers. International Human Resourses Development Corporation. Huston Texas. 225 p.
- Roll, A. (1938) Revista YPF (1938) en: SEGEMAR (1999).

Rolleri, E.O., Caballé, M. F. y Tessone, M. O. (1999) "Datos para una historia de la Geología Argentina". En Subsecretaría de Minería de la Nación – Servicio Geológico Minero Argentino - Instituto de Geología y Recursos Minerales (Ed.): *Geología Argentina* - Anales 29 (1) – 33, Buenos Aires.

Rubín, D.E. y Aguirre, V. (2009). Material didáctico de grado. (Inédito). Cátedra de Geología de Combustibles Minerales. Universidad Nacional de Córdoba.

Rubín, D. E. (2007) Informe de gestión de pozo APA-SC- EEMax-1001. Pozo exploratorio. Informe inédito. Alianza Petrolera Argentina S.A.

--- (2006). *Informe pozo LDCx-1001 y ELMax 1002*. Informe inédito. Empresa Alianza Petrolera Argentina S.A.

--- (2006, a). El problema de niveles que aportan agua en Formación Comodoro Rivadavia/Cañadón Seco. Sector depocentro Lomita de La Costa, cuenca del Golfo de San Jorge. Santa Cruz Argentina. Informe inédito. Alianza Petrolera Argentina S.A.

--- (2006, b). *Perfiles a pozo Entubado, su interpretación*. Cátedra de Geología de combustibles Minerales. UNC (Material didáctico).

--- (2005). *Capas "sin entrada" en Yacimiento "Estancia la Mariposa" Santa Cruz Argentina*. Informe inédito. Alianza Petrolera Argentina S.A.

--- (2005, a). *Informe de gestión de pozo APA -SC-ELMax-1001. Pozo exploratorio.* Informe inédito. Alianza Petrolera Argentina S.A.

--- (2005, b). *Informe de gestión de pozo APA-SC-LDCes1001. Pozo exploratorio*. Informe inédito. Alianza Petrolera Argentina S.A.

--- (2003). *Interpretación de perfiles de pozo*. Cátedra de Geología de combustibles Minerales UNC. (Material didáctico – Inédito).

- Schlumberger (1986). *Principios/Aplicaciones de la Interpretación de Registros*. Schlumberger Educationall Services. (198p). Buenos Aires, Argentina.
- Sciutto, J. (1981). "Geología del codo del río Senguerr, Chubut, Argentina". *VIII Congreso Geológico Argentino, Actas.* III: p. 203-210. San Luis.
- Serra, O. (1987). Estudios Estratigráficos y Tectónicos Mediante Perfiles de Pozos. Buenos Aires: Schlumberger. ISBN 950-99717-0-7

- Slatt, R.M. (2006). "Stratigraphic Reservoir Characterization for Petroleum Geologists, geophicists and Engineers". *Handbook of petroleum exploration and production 6*. Series Editor, John Cubbit. Ed. Elsevier.
- Schlumberger (1986). *Principios/Aplicaciones de la Interpretación de Registros*. Schlumberger Educationall Services. (198p). Buenos Aires Argentina.
- Spalletti, L.A. (1980). "Paleoambientes sedimentarios en secuencias silicoclásticas". Asociación Geológica Argentina. Serie B Didáctica y Complementaria. Buenos Aires.
- Stinco, L.P. (2001). "Introducción a la caracterización de reservorios de Hidrocarburos. Empleo de técnicas de subsuelo en la evaluación de formaciones". Asociación Geológica Argentina. Serie B (Didáctica y Complementaria) Nº 25.Buenos Aires. ISSN 0328-2759.
- Sylwan, C., Rodríguez, J. y Strelkov, E. (2008). "Los sistemas petroleros de la Cuenca del Golfo San Jorge, Argentina". VII Congreso Argentino de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos. Mar del Plata, Argentina. (versión pdf)
- Sylwan, C.A. (2001). "Geology of the Golfo San Jorge Basin, Argentina Geología de la Cuenca del Golfo San Jorge, Argentina". Journal of Iberian Geology 27 –pp. 123-157.
- Villar, H.J., Sylwan, C. Gutiérrez Plimling, A., Millar, M., Castaño J. R. y Dow, W.G. (1996). "Formación de Petróleos pesados a partir de procesos de biodegradación y mezcla en el sistema petrolero Pozo D129- Cañadón Seco, Flanco Sur de la cuenca del golfo de San Jorge, Provincia de Santa Cruz, Argentina". XIII Congreso Geológico Argentino y III congreso de Hidrocarburos. Actas I pp. 223-242.
- Vottero, A. y Cardinalli, G. (2000). "Modelos de entrampamiento en el flanco sur de la cuenca del golfo de San Jorge". *Boletín de Informaciones Petroleras, 3^a época* XVII, 64. pp: 56-64. Buenos Aires.
- Watt, H. (1974). El Perfil de Inducción. Dresser Atlas, p 20.
- West, S.L., White, G.N., Deng, Y., Mc. Innes, K.J., Juo, A.S.R. y Dixon, J.B. (2004). *Kaolinite, halloysite and iron oxide influence on physical bahavior of formulated soils*. Soil Sci. Soc. Am. J. 68: 1452-1460.

- Wood, D.A., Tarney, J., Varet, J., Saunders, A.D., Bougault, H., Joron, J.L., Treuil, M. and Cann, J.R. (1974). "Geochemistry of basalts drilled in the North Atlantic" by IPOD Leg 49: *Implications for mantle heterogeneity, Earth and Planetary Science Letters*, 10.1016/0012-821X (79)90192-4, 42, 1, (77-97).
- YPF S.A., M. Turic, y J. Ferrari. (eds.) (1999). La exploración de petróleo y gas en la Argentina: el aporte de YPF. Buenos Aires. 178 pp.
- Zumberge, J. y Brown, S. (1992). Geochemistry and oil correlation of Northern San Jorge Basin crude oils, Argentina. Geomark Research Inc. Informe inédito 22. Buenos Aires.

BIBLIOGRAFÍA CONSULTADA

- Adolph, B., Stoller, C., Archer, M., Codazzi, D., El-Halawani, T., Perciot, P., Weller, G.,
 Evans, M., Grant, J., Griffiths, R., Hartman, D., Sirkin, G., Ichikawa, M., Scott, G.,
 Tribe, I. y White, D.: "Evaluación de formaciones durante la perforación". *Oilfield Review* (2005/2006). Schlumberger.pp.:4-25.
- Adushkin, V.V., Rodionov, V.N., Turuntaev, S. y Yudin, A.E. (2000). "Sismicidad en el campo petrolero". *Oilfield Review*. Schlumberger. pp.: 2-17.
- Afilaka, J.O., Bahamaish, J., Bowen, G., Bratvedt, K., Holmes, J.A., Miller, T., Fjerstad, P., Grinestaff, G., Jalali, Y., Lucas, C., Jiménez, Z., Lolomari, T., May, E., y
 Randal, E. (2001). "Mejoramiento de los yacimientos virtuales". *Oilfield Review*. Schlumberger.pp.:26-47.
- Aghar, H., Carie, M., Elshahawi, H., Gómez, J. R., Saeedi, J., Young, C., Pinguet, B., Swainson, K., Takla, E. y Theuveny, B. (2007). "Nuevos alcances en pruebas de pozos". *Oilfield Review*. Schlumberger. pp.: 44-59.
- Ait-Messaoud, M., Boulegroun, M.-Z., Gribi, A., Kasmi, R., Touami, M., Anderson, B.
 Van Baaren, P., El-Emam, A., Rached, G., Laake, A., Pickering, S., Moldoveanu,
 N., y Özbek, A. (2005/2006) "Nuevas dimensiones en tecnología sísmica terrestre". *Oilfield Review*. Schlumberger. pp.: 48-59.

- Akbar Ali, A.H., Brown, T., Delgado, R., Lee, D., Plumb, D., Smirmov, N., Marsden, R.,
 Prado-Velarde, E., Ramsey, L., Spooner, D., Stone, T. y Stouffer, T. (2003).
 "Observación del cambio de las rocas; modelado mecánico del subsuelo". *Oilfield Review*. Schlumberger. pp.: 22-41.
- Al-Asimi, M., Butler, G., Brown, G., Hartog, A., Clancy, T., Cosad, C., Fitzgerald, J.,
 Navarro, J., Gabb, A., Ingham, J., Kimminau, S., Simith, J. y Stephenson, K.
 (2003). "Avances en materia de vigilancia de pozos y yacimientos". *Oilfield Review*. Schlumberger. pp.: 14-37.
- Albertin, U., Kapoor, J., Randall, R., Smith, P., Brown, G., Soufleris, C., Whitfield, Pl, Dewey, F., Farnsworth, J., Grubitz, G., y Kemme, M. (2002). "La era de las imágenes en escala de profundidad". *Oilfield Review*. Schlumberger. pp.: 2-17.
- Alden, M., Arif, F., Billingham, M., Gronnerod, N., Harvey, S., Richards, M.E. y West, C.
 "Sistemas avanzados de operación de herramientas en el fondo del pozo". *Oilfield Review* (2004/2005). Schlumberger.pp.: 32-47.
- Alford, J., Goobie, R.B., Sayers, C.M., Tollefsen, E., Cooke, J., Hawthorn, A., Rasmus,J.C. y Thomas, R. (2006). "Un método de perforación acertado". *Oilfield Review*.Schlumberger. pp.: 74-85.
- Alsos, T., Eide, A., Astratti, D., Pickering, S., Benabentos, M., Dutta, N., Subhashis, M.,
 Schultz, G., den Boer, L., Livinsgtone, M., Nickel, M., Senneland, L., Sclaf, J.,
 Schoepfer, P., Sigismondi, M., Soldo, J.C., y Strenen, L. K. (2002). "Aplicaciones sísmicas a lo largo de la vida productiva del yacimiento". *Oilfield Review*.
 Schlumberger.pp.:54-71.
- Anderson, B., Barber, T., Leveridge, R., Bastia, R., Saxena, K.R., Tyagi, A.K., Clavaud, J.B., Coffin, B., Madhumita, D., Hayden, R., Klimentos, T., Minh, C.C, y Williams,
 S. (2008). "La inducción triaxial: Un nuevo ángulo para una vieja medición". *Oilfield Review*. Schlumberger. pp.: 64-84.
- Anechine, M. D. y Saccomano, A. F. (2005). "Modelado 3D de reservorios en el Yacimiento Las Mesetas Oeste, Cuenca del Golfo San Jorge, Argentina". VI Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos. Mar del Plata.

- Aronsen, A.H., Osdal, B., Dahl, T., Eiken, O., Goto, R., Khazanehdari, J., Pickering, S. y Smith, P. (2004). "El tiempo lo dirá: Contribuciones a partir de datos sísmicos de repetición". *Oilfield Review*. Schlumberger.pp.:6-17.
- Arroyo, J. L., Breton, P., Dijkerman, H., Dingwall, S., Guerra, R., Hope, R., Hornby, B., Williams, M., Jiménez, R.R., Lastennet, T., Tultt, J., Leaney, S., Lim, T.K, Menkiti, H., Puech, J.-C., Tcherkashnev, S., Burg, T.T. y Verliac, M. (2003). "Excelentes datos sísmicos de pozos". *Oilfield Review*. Schlumberger.pp.:2-23.
- Aulia, K., Poernomo, B., Richmond, W.C., Wicaksono, A.H., Béguin, P., Benimeli, D., Dubourg, I., Rouault, G., VanderWal, P, Boyd, A., Farag, S., Ferraris, Pl, McDougall, A., Rosa, M. y Sharbak, D. (2001). "Medición de la resistividad detrás del revestimiento". *Oilfield Review*. Schlumberger. pp.: 2-25.
- Baldauff, J., Runge, T., Cadenhead, J., Faur, M., Marcus, R., Mas, C., North, R., y Oddie,
 G. (2004/2005). "Perfilaje y cuantificación de flujos multifásicos complejos". *Oilfield Review*. Schlumberger. pp.: 4-13.
- Baldi, J.E y Nevistic, V.A. (1996). "Cuenca costa afuera del Golfo San Jorge". En: Geología de los recursos naturales de la Plataforma continental Argentina.
 13° Congreso Geológico Argentino y 3° Congreso Argentino de Exploración de Exploración de Hidrocarburos Relatorio 10. Ramos V.A. y Turic, M.A. (Eds.) pp. 171-192.
- Banzer, C.S. (1996). Correlaciones Numéricas P.V.T. Universidad del Zulia. Instituto de Investigaciones Petroleras - Fundación Laboratorio de Servicios Técnicos Petroleros. Maracaibo.
- Barclay, F., Bruun, A., Rasmussen, K.B., Alfaro, J.C., Cooke, A., Cooke, D., Salter, D.,
 Godfrey, R., Lowden, D., McHugo, S., Özdemir, H., Pickering, S., González
 Pineda, F., Herwanger, J., Volterrani, S., Murineddu, A., Rasmussen, A., y Roberts,
 R. (2008). "Inversión sísmica: Lectura entre líneas". *Oilfield Review*. Schlumberger.
 pp.: 44-66.
- Barker, C. (1990). "Calculated volumen and pressurechanges during the termal cracking of oil to gas in reservoirs". *American Association of Petroleum Geologíst, Boulletin* v. 74, p.: 1254-61.

287

- Barkved, O., Bartman, B., Compani, B., Gaiser, J., Van Dok, R., Johns, T., Kristiansen, P., Probert, T. y Thompson, M. (2004). "Las diversas facetas de los datos sísmicos de componentes múltiples". *Oilfield Review*. Schlumberger. pp.: 46-61.
- Barson, D., Christensen, R., Decoster, E., Grau, J., Herron, M., Guru, U.K., Jordán, M.,
 Maher, T.M., Rylander, E. y White, J. (2005). "Espectroscopía: La clave para la obtención de respuestas petrofísicas rápidas y confiables". *Oilfield Review*. Schlumberger. pp.: 16-35.
- Bellman, K., Bittner, S., Gupta, A., Cameron, D., Miller, B., Cervantes, E., Fondyga, A.,
 Jaramillo, D., Pacha, V., Hunter, T., Salsman, A., Kelder, O., Orozco, R. y Spagrud,
 T. (2003). "Evaluación y control de yacimientos detrás del revestimiento". *Oilfield Review*. Schlumberger. pp.: 2-9.
- Bellosi, E.S. (1995). "Paleogeografía y cambios ambientales de la Patagonia Central durante el Terciario". *Boletín de Informaciones Petroleras*, 44: 50-83.
- Bellosi, E.S., Villar, H.J. y Laffitte, G.A. (2002). "Un nuevo sistema petrolero en el flanco norte de la cuenca del golfo San Jorge: revaloración de áreas marginales y exploratorias". V Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Mar del Plata, (Nov. 2002). IAPG. CD-ROM, 16 p.
- Benedetto, J.L. (2010). El Continente de Gondwana a Través del Tiempo. Una Introducción a la Geología Histórica. Academia Nacional de Ciencias. Córdoba, Argentina.
- Bennett, L., Le Calvez, J., Sarver, D.R., Tanner, K., Birk, W.S., Drew, J., Michaud, G.,
 Primiero, Pl, Eisner, L., Jones, R., Leslie, D., Williams, M.J., Govenlock, J., Klem,
 R.C, y Tezuka, K. (2006). "La fuente para la caracterización de fracturas hidráulicas". *Oilfield Review*. Schlumberger. pp.: 46-61.
- Bennett, R., Cornelisse, B., Merkle, R., Fivelstad, J. E., Hovdenak, P. y Randen, T. (2009).
 "Sistemas ricos en características y abiertos por diseño". *Oilfield Review* 21, N°3.
 Schlumberger. pp.: 48-55.
- Blackburn, J., Daniels, J., Dingwall, S., Hampden-Smith, G., Leaney, S., Calvez, J.L., Nutt., L., Menkiti, H., Sánchez, A. y Schinelli, M. (2007/2008). "Levantamientos de

sísmica de pozos: Más allá del perfil vertical". *Oilfield Review*. Schlumberger. pp.: 20-37.

- Bourgeois, D., Christensen, R., Durbin, P., Kumar, S., Skinner, G. y Wharton, D. (2007)."Mejoras en la colocación de pozos con el modelado durante la perforación". *Oilfield Review*. Schlumberger. pp.: 22-33.
- Bratton, T., Canh, D.V., Van Que, N., Duc, N.V., Gillespie, P., Hunt, D., Li, B., Marcinew,
 R., Ray, S., Montaron, B., Nelson, R., Schoderbek, D. y Sonneland L. (2006). "La naturaleza de los yacimientos naturalmente fracturados". *Oilfield Review*. Schlumberger. pp.: 4-25.
- Breton P., Crepin, S., Perrin, J.C., Esmersoy, C., Hawthorn, A., Meehan, R., Underhill, W., Frignet, B., Haldorsen, J., Harrold, T. y Raikes, S. (2002). "Mediciones sísmicas bien posicionadas". *Oilfield Review*. Schlumberger. pp.: 34-63.
- Bryant I., Malinverno, A., Prange, M., Gonfalini, M., Moffat, J., Swager, D., Theys, P. y
 Verga, F. (2002/2003). "Comprensión de la incertidumbre". *Oilfield Review*.
 Schlumberger. pp.: 2-17.
- Bratton, T., Canh, D.V., Van Que, N., Duc, N.V., Gillespie, P., Hunt, D. Li, B., Marcinew,
 R., Ray, S., Montaron, B., Nelson, R., Schoderbek, D. y Sonneland, L. (2008/2009).
 "La naturaleza de los yacimientos naturalmente fracturados". *Oilfield Review*.
 Schlumberger. pp.: 20-35.
- Burch D.N., Daniels, J., Gillard, M., Undrhill, W., Exler, V.A., Favoretti, L., Le Calvez, J.,
 Lecerf, B., Potapenko, D., Maschio, L., Morales, J.A., Samuelson, M., y Weiman,
 M. I.(2009). "Monitoreo y divergencia de los tratamientos de fracturamiento hidráulico". *Oilfield Review*. Schlumberger.
- Calvi, C., Rubín, D. y Lopez Pezé, R. (2010). Análisis Estratigráfico del Centro de Cuenca Golfo San Jorge, Santa Cruz (inédito)- Esc. Geología - UNC.
- Caminos, R., Haller, M.J., Lapido, O., Lizuain, A., Page, R. y Ramos, V. (1981).
 "Reconocimiento geológico de los Andes Fueguinos. Territorio Nacional de Tierra del Fuego". Actas VIII congreso Geológico Argentino. III:759-786. San Luis.
- Carré, G., Christie, A., Delabroy, L., Greeson, B., Watson, G., Fett, D., Piedras, J., Jenkins,R., Schmidt, D., Kolstad, E., Stimatz, G. y Taylor, G. (2003). "Buenas expectativas
Geología y caracterización de las rocas reservorio del sector central de la cuenca del golfo San Jorge, provincias de Chubut y de Santa Cruz, República Argentina. David E. Rubin, 2020.

para los pozos en aguas profundas". Oilfield Review. Schlumberger.pp.: 38-53

- Cerveny, K., Davies, R., Dudley, G., Fox, R., Kaufman, P., Knipe, R. y Krantz, B. (2005). "Menor incertidumbre con el análisis de fallas que actúan como sello". *Oilfield Review*. Schlumberger. pp.: 42-57.
- Christie, P., Nichols, D., Curtis, T., Larsen, L., Strudley, A., Davis, R. y Svendsen, M. (2001). "Elevación de los estándares de calidad de los datos sísmicos". *Oilfield Review*. Schlumberger. pp.: 16-31.
- Coates, R., Haldorsen, J.B.U., Miller, D., Malin, P., Shalev, E., Taylor, S.T., Stolte, C. y Verliac M. (2006). "Tecnología de campos petroleros para la ciencia sísmica". *Oilfield Review*. Schlumberger. pp.: 26-37.
- De Bruijin, G., Skeates, C., Greenaway, R., Harrison, D., Parris, M., James, S., Mueller, F., Ray, S., Riding, M., Temple, L. y Wutherich, K. "Tecnologías para alta presión y alta temperatura". *Oilfield Review* (2008). Schlumberger. pp.: 52-367.
- Dikkers, A.J. (1985). "Developments in Petroleum Science, 20". Geology in Petroleum Production. Ed. Elsevier.
- Dobrin, M.B. (1961). Introducción a la Prospección Geofísica. 2da. Edición. Barcelona:
 Ed. Omega.
 --- (1976). Introduction to Geophysical Prospecting. 3rd. Edition. U.S.A: McGraw-Hill.
- Evans, D. (2003). "Manifestaciones someras: su utilidad en la exploración profunda". *Oilfield Review*, Schlumberger.pp.: 2-13.
- Fasola, M., Labayén, I., Maselli, G., Potas, G. y Ferreira, M.L. (2008). "La biodegradación como herramienta para entender la distribución de fluidos en el Yacimiento Cañadón Vasco, Cuenca del Golfo San Jorge, Argentina". *Petrotecnia*.
- García, M.E. (2009). Interpretación Sísmica 3D Aplicada al Desarrollo del Yacimiento Sección Baños Cuenca Austral Argentina. UNC. Facultad de Ciencias Exactas Físicas y Naturales. Trabajo Final de Grado (Inédito) Escuela de Geología.
- Gibson D. y Rice S. (2003). Fomento de la responsabilidad ambiental en operaciones sísmicas. *Oilfield Review*. Schlumberger. pp.: 10-21.

- Gómez M.M. (2009). Introducción a la metodología de la investigación científica. 2° Edición. Córdoba: Ed. Brujas.
- Howell B.F. (1962). Introducción a la Geofísica. 1ra Edición. Barcelona: Ed. Omega.
- Iannizzotto N.F., Folguera, A., Leal, P. R. y Iaffa, D. (2004). "Control tectónico de las secuencias volcaniclásticas neocomianas y paleogeografía en la zona del Lago La Plata (45°S). Sector interno de la faja plegada y corrida de los lagos La Plata y Fontana". *Revista de la Asociación Geológica Argentina*, 59 (2004) (4): 655-670.
- Iglesia Llanos, M.P. (2008). "Paleogeografía de América del Sur durante el Jurásico". *Revista de la Asociación Geológica Argentina 63* (2008) (4): 498- 511.
- Jahn F., Cook M. y Graham M. (2003). *Developments in petroleum science. Hydrocarbon exploration and production.* Ed. Elsevier.
- Kaufman, A.A. y Dashevsky Yu, A. (2003). *Methods in Geochemistry and Geophisics, 38. Principles of Induction Logging.* Ed. Elsevier.
- Krause W.O. (2004). Especialidad en Ingeniería de Sistemas Expertos. Sistema Experto para la determinación de la condición de permeabilidad de una capa petrolífera.
 Trabajo Final. (Inédito) Instituto Tecnológico Buenos Aires.

Magoon, L.B. y Dow, W.G. (1994). "The Petroleum System," AAPG, Memoir 60 pp.: 3-24.

- Malumián, N. (2002). "El Terciario Marino. Sus relaciones con el eustatismo". XV Congreso Geológico Argentino. El Calafate. Geología y Recursos Naturales de Santa Cruz. Relatorio I. Buenos Aires.15: 237-244.
- Martínez, O.A., Rabassa, J. y Coronato, A. (2009). "Charles Darwin and the first observations on the Patagonian Shingle Formation (Rodados Patagónicos)". *Revista de la Asociación Geológica Argentina 64* (1): 90 - 100.
- Montagna, J.S. (2007). Trabajo Final de Licenciatura: Geología del área del Cerro Negro en las nacientes del Río Chico, Provincia de Chubut. Universidad Nacional de Buenos Aires. Facultad de Ciencias Exactas y Naturales. Departamento de Ciencias Geológicas.
- Paredes J.M., Colombo F., Foix N., Allard J.O., Nillini A. y Allo M. (2008). "Basaltic explosive volcanism in a tuff- dominated intraplate setting, Sarmiento Formation (Middle Eocene – Lower Miocene), Patagonia Argentina". *Latin American Journal*

Geología y caracterización de las rocas reservorio del sector central de la cuenca del golfo San Jorge, provincias de Chubut y de Santa Cruz, República Argentina. David E. Rubin, 2020.

of sedimentology and basin Analisys. VOL. 15 (2) 77-92 - (C) Asociación Argentina de Sedimentología - ISSN 1669 7316.

- Quesada, S., Robles, S. y Dorronsoro, C. (1996). "Caracterización de la roca madre del Lías y su correlación con el petróleo del Campo de Ayoluengo en base a análisis de cromatografía de gases e isótopos de carbono (Cuenca Vasco-Cantábrica, España)". *Geogaceta*, 20 (1).
- Ramos, V.A. (1996). "Evolución Tectónica de la Plataforma Continental". XIII Congreso Geológico Argentino de Hidrocarburos Geología y Recursos Naturales de la Plataforma Continental Argentina. Relatorio 21. Buenos Aires. pp.: 385-404
 --- (2002) "Evolución Tectónica". XV Congreso Geológico Argentino. El Calafate. Geología y Recursos Naturales de Santa Cruz. RelatorioI-23. Buenos Aires. pp.: 365-387.
- Ronanduano, G.C. (2006). "Discontinuidades sedimentarias y su importancia en el desarrollo de yacimientos maduros. Yacimiento las Heras, Cuenca del Golfo San Jorge, Provincia de Santa Cruz, República Argentina". *Petrotecnia*. pp.: 54-58.
- Rondeel, H.E. (2001). Hydrocarbons. Tekst voor de cursus Grondstoffen en het Systeem Aarde(HD 698).
- Sabino, C.A. (2006). *Los caminos de la ciencia. Una introducción al método científico.* Buenos Aires: Lumen Hymanitas.
- Salomone, G et al. (2002). "Rocas Reservorio de las Cuencas Productivas de Argentina. Los Reservorios del Flanco sur". CGSJ. V Congreso de Exploración y Desarrollo, Mar del Plata, Argentina. pp: 155-174.
- Schiuma, M., Heinterwimmer, G. y Vergani, G. (2002). "Rocas Reservorio de las Cuencas Productivas de la Argentina". Simposio del V Congreso de exploración y desarrollo de hidrocarburos. Mar del Plata. SEGEMAR Anales 29, Geología Argentina. (1999) Buenos Aires - ISSN 0328-2324
- Thomas, E.R. (1949). "Geology and petroleum exploration in Magallanes province". *Bull. AAPG* . 33-9. Tulsa, Oklahoma: p 1557.

Uliana, A.M. y Lagarreta, L. (1999). "Jurásico y Cretácico de la Cuenca del Golfo San Jorge". Instituto de Geología y Recursos Naturales. Geología Argentina. Anales 29 (17). Buenos Aires.pp.:496-510. Geología y caracterización de las rocas reservorio del sector central de la cuenca del golfo San Jorge, provincias de Chubut y de Santa Cruz, República Argentina. David E. Rubin, 2020.

293