

UNIDAD NEGOCIOS DIVERSIFICADOS

Gerencia de Exploración y Producción

7 de enero de 2014

UND/GEYP Inf. N° X/14

Of.: 2078/2013

em

En referencia al pedido de informes presentado por la Comisión del Sistema Acuífero Guaraní, con fecha 23 de diciembre de 2013, la Gerencia de Exploración y Producción transcribe a continuación sus consultas y contesta las mismas:

1 - Información sobre el estado de situación de las exploraciones mineras que se realizan en la región del Sistema Acuífero Guaraní y eventual explotación, especificando si se utilizará el procedimiento de fractura hidráulica.

Las áreas con actividad exploratoria en la Cuenca Norte del Uruguay, al presente, se corresponden con las áreas que tienen contratos firmados con empresas petroleras (seis) y las áreas (cuatro) en las que ANCAP está desarrollando trabajos propios (Fig. 1). A saber:

Contratos firmados con empresas petroleras:

- Dos (2) contratos de Exploración-Explotación con la empresa SCHUEPBACH ENERGY URUGUAY SRL.
- Dos (2) contratos de Exploración-Explotación con la empresa TOTAL E&P URUGUAY.
- Un (1) contrato de Prospección con la empresa MIWEN S.A. (100% filial de YPF).
- Un (1) contrato de Prospección con la empresa PETRINA S.A.

Trabajos propios de ANCAP:

- Área Pepe Núñez (Res. del Presidente de la República N° 724/2012)
- Área Cuchilla del Queguay (Res. del Presidente de la República N° 748/2013).
- Área Carbón (Res. del Presidente de la República N° 759/2013).
- Área Clara (Res. del Presidente de la República N° 817/2013).

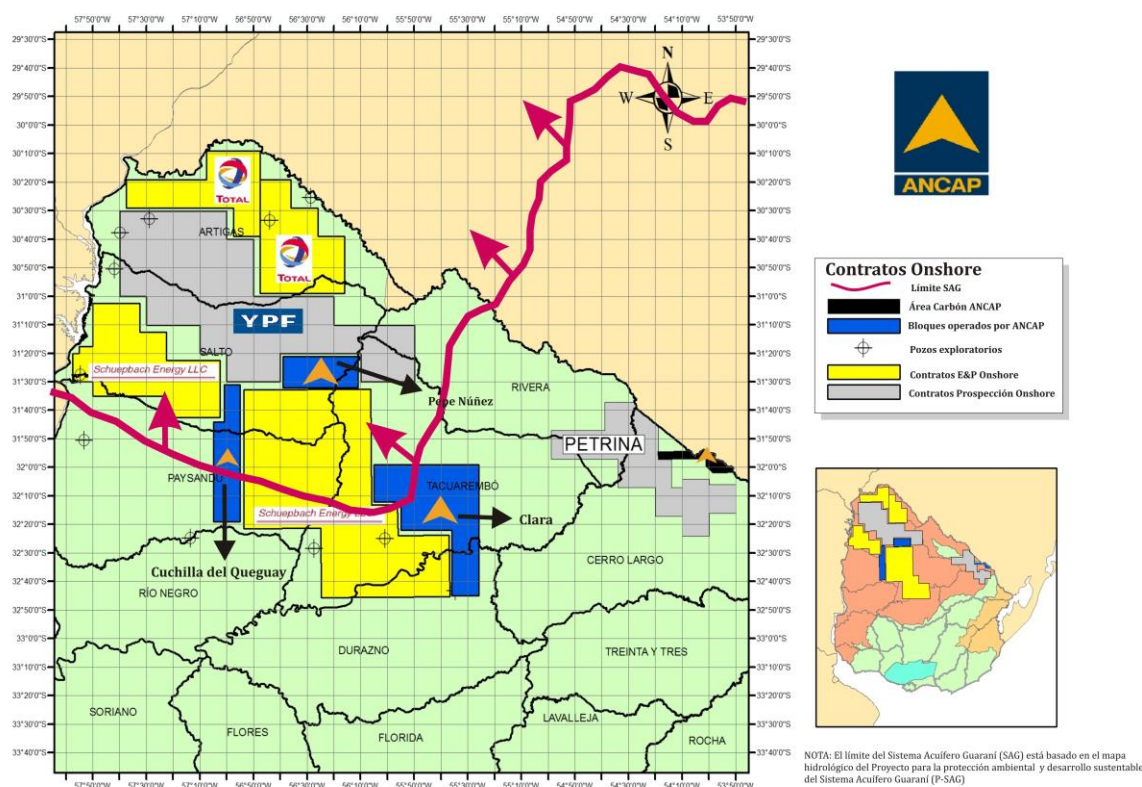


Figura 1: Áreas con contratos firmados con empresas petroleras y áreas de trabajos propios de ANCAP. La línea rosada corresponde al límite del Sistema Acuífero Guaraní (SAG) basado en el mapa hidrológico del proyecto para la protección ambiental y desarrollo sustentable del Sistema Acuífero Guaraní (P-SAG).

A continuación se realizará una breve descripción de los tipos de contratos suscritos entre ANCAP y las empresas petroleras y se detallarán los compromisos exploratorios y las actividades desarrolladas en cada una de las áreas mencionadas, con excepción de las correspondientes al contrato suscrito con Petrina S.A. y al Área Carbón, operada por ANCAP, por no estar comprendidas en la región del Sistema Acuífero Guaraní (Fig. 1).

Adicionalmente, en el ANEXO 1 se presentan algunas definiciones que se entienden pueden ayudar a la comprensión del tema.

TIPOS DE CONTRATOS

La actividad de Exploración y Explotación de Hidrocarburos en la parte continental (onshore) del Uruguay está regida por la Ley de Hidrocarburos, el Código de Minería y el Decreto 454/006. En dicho marco legal, según lo establecido por el referido decreto, ANCAP ha firmado 2 tipos de contrato: Contrato de Prospección y Contrato de Exploración-Explotación.

El *Contrato de Prospección* (Parte II del Decreto 454/006) es de 1 año de duración, con la posibilidad de extenderse 1 año más, y otorga al titular el derecho de realizar trabajos de reconocimiento geológico de superficie, procesamiento e interpretación de información existente, sin la posibilidad de realizar perforaciones profundas. Este tipo de contrato no establece términos económicos y le da al titular prioridad para suscribir con ANCAP un Contrato de Exploración-Explotación dentro de los límites del Área, según lo establecido en el Artículo 7, numeral 3 de las Condiciones Generales del Decreto 454/006.

El *Contrato de Exploración-Explotación* (Parte III del Decreto 454/006) es un contrato del tipo de producción compartida, ampliamente utilizado a nivel global en la industria petrolera; es del tipo de contrato que pone el riesgo a cargo del Contratista en la modalidad en que ANCAP lo retribuye con parte de la producción disponible, efectuándose el reparto de la misma conforme porcentajes acordados en el Contrato (Production Sharing Agreement). Sus características más relevantes en cuanto al Objeto son las siguientes:

- La totalidad de los Hidrocarburos que se encuentren en el Territorio de la República Oriental del Uruguay constituyen recursos naturales propiedad del Estado Uruguayo.
- ANCAP encomienda al Contratista que realice, en forma exclusiva y, en nombre de ANCAP, los trabajos correspondientes a la Exploración y eventual Explotación de Hidrocarburos en el Área del Contrato.
- El Contratista asumirá todos los riesgos, costos y responsabilidades, inherentes a las Operaciones Petroleras debiendo aportar a su exclusivo cargo la tecnología, maquinaria, equipos, personal, capitales, y demás inversiones que fuesen necesarias para la exploración del Área, como también para el posterior desarrollo y producción de los Yacimientos que eventualmente se descubran y que fuesen declarados comercialmente explotables.
- El Contratista no adquirirá derecho minero alguno sobre los Yacimientos que se descubran en el Área, ni sobre los Hidrocarburos que se extraigan.
- ANCAP no garantiza la existencia, calidad o cantidad de los eventuales Hidrocarburos existentes en el Área y, en consecuencia no se obliga a indemnización alguna por éstos conceptos.

El plazo de duración del Contrato de Exploración-Explotación, comprendidos todos los Períodos de Exploración y de Explotación, será de treinta (30) años computables a partir de la fecha de su suscripción. A solicitud fundada del Contratista, siempre que el mismo haya dado cabal cumplimiento a todas las obligaciones emergentes del Contrato, lo que será evaluado por ANCAP, y previa autorización del Poder Ejecutivo, ANCAP podrá prorrogar el Contrato por hasta un máximo de diez (10) años.

El Período Exploratorio comprende los siguientes Subperíodos:

- Subperíodo Básico: Tendrá una duración de tres (3) años. El Contratista deberá dar cabal cumplimiento al “Programa Exploratorio Comprometido (PEC)”

- Subperíodo Complementario: Tendrá una duración de dos (2) años y tiene carácter optativo para el Contratista. El Contratista podrá optar, al final del Subperíodo Básico por este segundo Subperíodo y su otorgamiento implicará que el Contratista asume el compromiso de efectuar por lo menos dos (2) Pozos Exploratorios en este Subperíodo

- Subperíodo de Prórroga: Tendrá una duración de dos (2) años y también tiene carácter optativo para el Contratista. Para poder optar a este Subperíodo el Contratista deberá asumir los siguientes compromisos:

a) Restituir por lo menos el 50% (cincuenta por ciento) del Área.

b) Comprometer la perforación de dos (2) nuevos Pozos Exploratorios en este Subperíodo.

COMPROMISOS EXPLORATORIOS Y ACTIVIDADES DESARROLLADAS – SITUACIÓN ACTUAL

A) Contratos con Schuepbach Energy Uruguay SRL (Bloques Piedra Sola y Salto)

El 21 de octubre de 2009 se suscribió, de acuerdo a la legislación vigente (Ley de Hidrocarburos, Código de Minería, Decreto 454/006), un contrato para el otorgamiento de áreas para la prospección de hidrocarburos en el área continental (onshore) de la República Oriental del Uruguay, entre ANCAP y la empresa Schuepbach Energy Uruguay SRL.

En el marco de dicho Contrato de Prospección la empresa Schuepbach Energy Uruguay SRL comprometió un programa de trabajo integrado por estudios geológicos de superficie en toda el área. Los mismos, en conjunción con datos ya existentes, permitieron la reinterpretación geofísica, estratigráfica y estructural del área y la generación de un modelo geológico conceptual y de un modelo exploratorio posible para la misma.

El 21 de octubre de 2010, al amparo de la legislación vigente y cumplidos todos los requisitos por el Contratista, se concede una prórroga del mencionado Contrato de Prospección, por el período de 1 año. El programa de trabajo comprometido para ese período constó de la realización de una (1) perforación de estudio o estratigráfica, la cual tuvo como objetivo fundamental conocer la configuración geológica del subsuelo y la existencia o no de rocas generadoras (Pozo Achar). Dicha perforación se realizó, al amparo del Código de Minería vigente en ese momento y de la autorización pertinente de DINAMA, con un equipo de porte menor (del mismo tipo al utilizado en perforaciones para el alumbramiento de aguas subterráneas), con extracción continua de testigos de roca, alcanzándose el basamento (fondo de cuenca) a los 434 metros.

Las rocas cortadas por la perforación fueron analizadas en laboratorio con el objetivo de definir, en el caso de rocas arenosas (potenciales rocas reservorios o almacén) sus propiedades petrofísicas (porosidad, permeabilidad, etc), y en el caso de las rocas arcillosas organogénicas (potenciales rocas madre o generadoras) la cantidad y calidad de la materia orgánica, así como su potencial para la generación de hidrocarburos (petróleo y/o gas).

Los resultados obtenidos para las potenciales rocas generadoras o madres mostraron que la misma se trata de una roca con potencial generador de hidrocarburos líquidos (petróleo), con valores de generación menores a 200cm³/ton de roca, y que la misma se encuentra en una fase marginal de generación de hidrocarburos, por no haber alcanzado las condiciones mínimas de temperatura y presión requeridas (en el sitio de la perforación). Asimismo, los resultados obtenidos, para las rocas reservorio, intercaladas con estas rocas generadoras, arrojaron valores de porosidad y permeabilidad apropiados, lo cual posibilitaría, en caso de haberse generado y migrado hidrocarburos, en algún lugar de la cuenca, una acumulación de hidrocarburos que podría ser explotada de forma convencional.

Esta circunstancia determinó que Schuepbach Energy Uruguay SRL, ante la próxima finalización del Contrato de Prospección, solicitara Contratos de Exploración-Explotación sobre dos (2) áreas, los cuales fueron acordados en el marco de la legislación vigente (Ley de Hidrocarburos, Código de Minería, Decreto 454/006). Dichos contratos, suscritos el 14 de febrero de 2012, presentan vigencia en curso, transitando el segundo año del Subperíodo Básico.

El Programa Exploratorio Comprometido por el Contratista para el Subperíodo Básico de ambos Contratos, incluye la adquisición de sísmica de reflexión 2D, la realización de pozos de estudio o estratigráficos (del mismo tipo del realizado en la etapa de prospección) y eventualmente la perforación de pozos exploratorios.

En cumplimiento de dicho programa, al presente, el contratista ha realizado la perforación de un (1) pozo estratigráfico, denominado Cardozo Chico e iniciado la perforación de otro pozo estratigráfico (Cerro Padilla) (Tabla 1).

Tabla 1 – Perforaciones en el Bloque Piedra Sola, en el marco del Contrato de Exploración-Explotación.

Nombre del Pozo	X (UTM)	Y (UTM)	Fecha de inicio	Fecha de finalización	Prof. total (metros)
Cardozo Chico	562909	6408768	04/09/2013	23/10/2013	694
Cerro Padilla	522761	6463796	04/09/2013	Aún en ejecución	-

Si bien la perforación Cardozo Chico aún está en la etapa de estudios de laboratorio, puede adelantarse que la misma atravesó 10 metros de una pelita lacustre de edad Pérmica, perteneciente a la Formación San Gregorio, de buen potencial generador, con valores de contenido orgánico total de hasta 6%, Índice de Hidrógeno (HI) de 375 y valores de refractancia de la vitrinita de 0,7%. Por otra parte, enmarcado en el Programa Exploratorio

Comprometido el Contratista está realizando la delineación del programa de adquisición de sísmica 2D.

Adicional al Programa Exploratorio Comprometido el Contratista ha realizado el levantamiento de datos magnetotélúricos (MT) a lo largo de cuatro (4) transectas de orientación NE-SW, comprendiendo 35 estaciones de medidas, lo cual le permitió tener una aproximación mayor a la configuración del subsuelo.

B) Contratos con Total E&P Uruguay (Bloques B1 y B2)

El 8 de octubre de 2013 se suscribieron, de acuerdo a la legislación vigente (Ley de Hidrocarburos, Código de Minería, Decreto 454/006), dos contratos para el otorgamiento de áreas para la exploración-explotación de hidrocarburos en el área continental (onshore) de la República Oriental del Uruguay, entre ANCAP y la empresa Total E&P Uruguay. Dichos contratos presentan vigencia en curso, transitando el primer año del Subperíodo Básico.

El Programa Exploratorio Comprometido por el Contratista para el Subperíodo Básico incluye: a) estudio ambiental, b) análisis de datos de pozos existentes y de pozos nuevos, c) análisis geoquímico y petrofísico de potenciales rocas madre proveniente de pozos o de afloramientos, que serán obtenidos a través de una campaña de terreno, d) modelaje de cuenca para investigar la madurez de las potenciales rocas madre, e) integración de los resultados obtenidos en un contexto semi-regional, f) localización de zonas de interés, g) análisis o reprocesamiento de algunas líneas sísmicas a seleccionar.

En cumplimiento de dicho Programa, al presente, el Contratista ha realizado un conjunto de análisis geoquímicos y petrofísicos en muestras cedidas por ANCAP pertenecientes a pozos históricos de la Cuenca Norte (Pozos: Yacaré, Artigas, Pelado, Belén, Salto y Salsipuedes) y a algunos de los pozos nuevos que ha realizado en el Área Pepe Núñez (Pozos: Pepe Núñez E1 y Cañada del Charrúa E1). Adicionalmente, con dichos datos ha realizado el modelado 1D y 2D de la Cuenca Norte, con el objetivo de conocer la evolución térmica de la misma, y la integración regional con otros datos, propiedad de TOTAL, de Argentina y Brasil. Asimismo, ha realizado un test de reprocesamiento de sísmica 2D.

En forma complementaria al Programa Exploratorio Comprometido ha realizado un estudio de viabilidad de levantamiento de datos magnetotélúricos (MT).

C) Contrato con Miwen S.A (Bloque Arapey)

El 22 de marzo de 2012 se suscribió, de acuerdo a la legislación vigente (Ley de Hidrocarburos, Código de Minería, Decreto 454/006), un contrato para el otorgamiento de áreas para la prospección de hidrocarburos en el área continental (onshore) de la República

Oriental del Uruguay, entre ANCAP y la empresa Miwen S.A. Dicho contrato presenta vigencia en curso, transitando el año adicional.

En el marco de dicho Contrato, para el primer año de duración, la empresa Miwen S.A comprometió un programa de trabajo integrado por: a) recopilación e interpretación de antecedentes, b) estudios geoquímicos, petrográficos y petrofísicos sobre testigos de rocas existentes, c) reinterpretación de perfiles eléctricos, d) estandarización y análisis de métodos geofísicos potenciales, e) campañas de geología de campo, f) generación de mapas: espesores de roca madre, madurez, TOC, etc.

Transcurrido el primer año del Contrato de Prospección y habiendo dado cumplimiento al programa de trabajo comprometido para el mismo, el día 28 de febrero de 2013 Miwen S.A presentó una carta solicitando un año adicional, el cual fue otorgado por ANCAP. El plan de trabajo comprometido por el Contratista para el año adicional incluye: a) procesamiento sísmico (aproximadamente 700 km), b) interpretación sísmica, c) finalización del modelado e inversión de gravimetría y magnetometría, d) modelado de la generación de hidrocarburos, e) finalización de los estudios iniciados de geoquímica, bioestratigrafía y diagénesis de arcillas, en muestras de afloramiento y pozos de interés, f) visita a los afloramientos clave para comprender la distribución de las distintas secuencias paleozoicas, g) estudios de termocronología en muestras de afloramiento, h) estudio de inclusiones fluidas en pozos de interés, i) adquisición de datos de geoquímica de superficie.

Al presente, Miwen S.A ha avanzado en los trabajos comprometidos para el año adicional, destacándose la realización de estudios de geoquímica de superficie (por caminos vecinales), con muestreo microbacteriológico y de gas adsorbido en 580 muestras y la realización de estudios de cristalización del mineral Illita en muestras cedidas por ANCAP pertenecientes a dos pozos de la Cuenca Norte (Salto y Pelado).

D) Trabajos propios de ANCAP

Previo a la descripción de los trabajos comprometidos y actividades desarrolladas en las áreas operadas por ANCAP se entiende pertinente explicar los conceptos que han sido aplicados al reinicio de las actividades exploratorias en la Cuenca Norte.

Como antecedente histórico, se tiene que ANCAP ha llevado a cabo diversas campañas exploratorias en busca de hidrocarburos en la Cuenca Norte del Uruguay, concentradas en los años 1956 a 1958 y 1984 a 1987. Estas campañas incluyeron la perforación de un conjunto de pozos exploratorios profundos y la adquisición de datos geofísicos (Fig. 2). Dichos pozos exploratorios profundos fueron localizados siguiendo modelos exploratorios convencionales para la época, y por tanto, perforando altos estructurales del basamento.

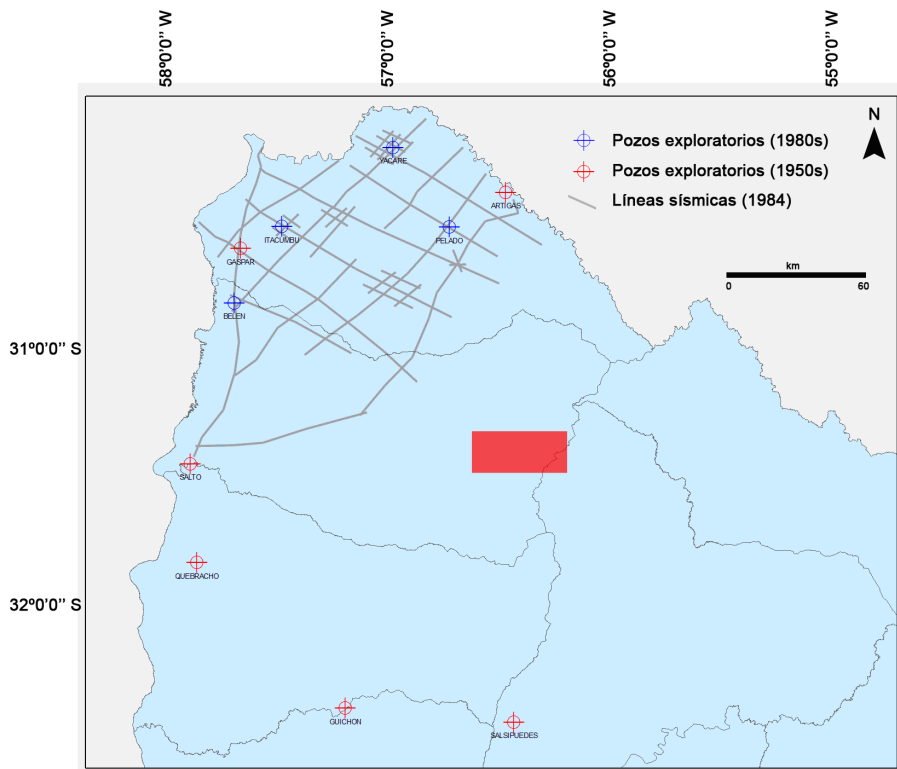


Figura 2- Pozos exploratorios perforados por ANCAP en Cuenca Norte y secciones sísmicas. El recuadro rojo indica el Área Pepe Núñez (totalmente inexplorada hasta hace 2 años) donde ANCAP está realizando perforaciones de estudio.

El hecho de que dichos pozos profundos tuvieran resultados negativos y más aún, que ninguno de ellos atravesara unidades litológicas pertenecientes a la Formación Cordobés, de edad devónica y una de las más importantes rocas generadoras potenciales de la cuenca, implicó que la misma fuera calificada como de alto riesgo exploratorio y que adicionalmente se asumiera que dichas rocas habían sido erosionadas en esos sectores de la cuenca. Dicha situación, por tanto, redujo considerablemente la percepción del potencial exploratorio de la cuenca.

Sin embargo, al respecto vale la pena señalar que la extensión y distribución del Devónico en la Cuenca Norte es un tema aún no terminado y controvertido, que adicionalmente, a nuestro entender, amerita revisiones. Al respecto, daremos dos ejemplos que sustentan que la extensión del Devónico en el subsuelo de la Cuenca Norte es mayor al tradicionalmente asumido.

El primero de ellos, corresponde a la confirmación, a través de estudios micropaleontológicos, de que el tramo final del pozo Salsipuedes (Fig. 3) es de edad Devónico (estudio realizado en la Facultad de Ciencias – UdelaR – para ANCAP,

publicación: Daners et al. 2012¹). Si bien desde hace muchos años, en función de las características sedimentológicas y estratigráficas se presumía que el tramo final del pozo Salsipuedes era de edad Devónica, sólo el año pasado, esto fue confirmado. Y el otro ejemplo es la perforación Achar, realizada por la empresa Schuepbach Energy Uruguay, en el marco del contrato firmado con ANCAP, y ubicada en el departamento de Tacuarembó, la cual también atravesó litologías devónicas (Fig. 3). Ambas perforaciones se ubican al Norte del área de ocurrencia conocida y tradicionalmente mapeada del Devónico en Uruguay.

Está de más decir que la presencia de unidades devónicas en la Cuenca Norte y su extensión en los sectores más profundos de la misma es relevante para el potencial generador de hidrocarburos de la cuenca, ya que estas unidades serían la roca generadora conocida más importante de la misma, en virtud de que la otra unidad con características de roca generadora (Formación Mangrullo de edad Pérmica) parece haber experimentado un gradiente geotérmico insuficiente para la generación de hidrocarburos, excepto en las proximidades a diques básicos.

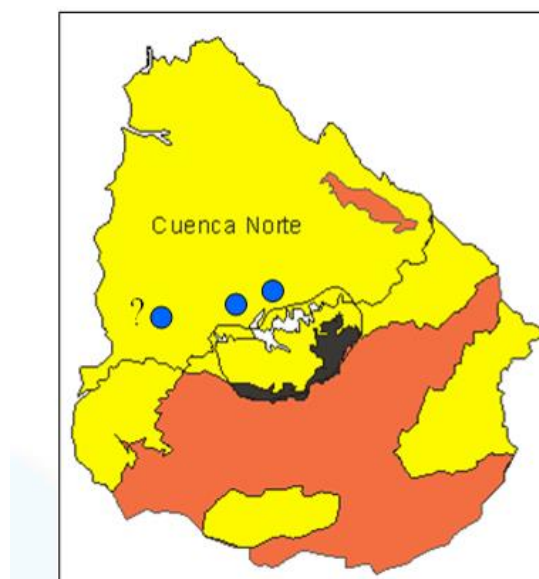


Figura 3 – Distribución de basamento (rojo) y cuencas sedimentarias (amarillo). Se representa en negro el área conocida para el Devónico. Los puntos azules son pozos donde se encontró Devónico, de izq. a der.: Guichón (con dudas), Salsipuedes y Achar.

¹ Daners, G.; Le Herissé, A.; Veroslavsky, G. y Aubet, N. 2012. Nuevos datos palinológicos en la región central de la cuenca norte: aportes sobre la extensión del Devónico en el subsuelo Uruguayo. XV Simposio Argentino de Paleobotánica y Palinología II Simposio Argentino de Melisopalinología. Corrientes, Argentina.

Adicionalmente a estos datos, ANCAP realizó la reinterpretación de los datos geofísicos disponibles en la Cuenca Norte. Particularmente identificó en secciones sísmicas la presencia de reflectores, a nuestro entender pre-Pérmicos, ubicados en las áreas bajas, localizadas entre los altos estructurales perforados en el pasado. Dicho intervalo del relleno de la cuenca podrían corresponder a litologías devónicas y adicionalmente explicarían por qué no fueron atravesadas unidades devónicas en las perforaciones antiguas.

Por tanto, los técnicos de la Gerencia de Exploración y Producción de ANCAP elaboraron un nuevo modelo geológico para la Cuenca Norte, basado en la reinterpretación sísmica y en el análisis de datos gravimétricos, magnetométricos, magnetotelúricos y audio-magnetotelúricos, el cual propone básicamente que registros devónicos podrían estar preservados como relictos en las áreas bajas de la cuenca, como resultado del levantamiento generalizado y erosión ocurridos durante el Carbonífero, siendo controlados por un sistema de fallas principal, de orientación NW-SE y dos sistemas de fallas subordinados, de orientación N-S y NE-SE.

Basados en ese modelo geológico, la Gerencia de Exploración y Producción definió algunas áreas de la Cuenca Norte para testear el mismo, entre las cuales se encuentran las áreas solicitadas al Poder Ejecutivo (Fig. 1), donde se están desarrollando los trabajos exploratorios.

Los objetivos de estudiar dichas áreas son esencialmente incrementar el conocimiento de la Cuenca Norte y generar nuevos datos, confiables y reproducibles, que conduzcan a una real aproximación al potencial hidrocarburífero de la misma. Sin dudas, el incremento del conocimiento de la configuración tectónica y estratigráfica de la Cuenca Norte en las áreas seleccionadas por ANCAP permitirá por un lado obtener datos que puedan ser extrapolados a sectores de la cuenca más profundos y por el otro obtener insumos para comprender los potenciales sistemas petroleros.

Que aún no conocemos completamente la Cuenca Norte y que la misma “merece” ser estudiada y reevaluada a la luz de nuevas ideas resulta evidente a partir de los resultados obtenidos por ANCAP en el Área Pepe Núñez, donde se encontraron rocas con potencial generador, nunca antes identificadas en la cuenca (Fig. 5).

Área Pepe Núñez

Por Resolución del Poder Ejecutivo N° 724/2012, adoptada el 22 de febrero de 2012, se designa un área ubicada al Este del departamento de Salto y Noroeste del departamento de Tacuarembó para que ANCAP desarrolle actividades de exploración de hidrocarburos, por el período de cinco (5) años.

El programa de trabajo exploratorio para dicha área incluye: a) reprocesamiento de la información gravimétrica disponible, b) reprocesamiento de la información magnetométrica disponible y adquisición de nuevos datos de magnetometría terrestre en

áreas sin cobertura, c) realización de sondeos AMT – MT (audio-magnetoteléuticos y magnetoteléuticos), d) estudio geológico y estructural de detalle, e) geoquímica superficial (muestras de suelos) y f) perforación de uno o más pozos verticales de estudio.

Todos estos trabajos están siendo desarrollados, constituyendo algunos de ellos el soporte para la ejecución de otros. Hasta la fecha ANCAP se ha concentrado en estudiar las zonas próximas a las localidades de Quintana y Pepe Núñez. Al respecto de los resultados alcanzados hasta el momento cabe destacar los correspondientes a geoquímica superficial y perforaciones.

Los estudios de geoquímica superficial fueron realizados a lo largo de tres transectas de orientación N-S y NW-SE, consistiendo en análisis químicos de elementos traza y microbacteriológicos. En dichas transectas fueron detectadas anomalías geoquímicas, interpretadas como migrofugas gaseosas de hidrocarburos que pueden estar potenciadas por actividad hidrotermal, verificándose, asimismo, una respuesta muy importante de microorganismos que viven del C4, lo cual indica la posible existencia de hidrocarburos en profundidad.

Respecto a las perforaciones, hasta el presente se realizaron un total de seis (6) perforaciones estratigráficas de estudio, con un equipo de porte menor, del tipo utilizado para el alumbramiento de aguas subterráneas (Tabla 2, ver también Fig. 4). Dichas perforaciones alcanzaron el basamento de la cuenca, y tuvieron como objetivo conocer la estratigrafía de la Cuenca Norte en su sector central, donde no existía ningún dato de subsuelo.

Las perforaciones referidas están ubicadas en los padrones N° 10.480, 7.267 y 742, de la 6ª Sección Catastral del departamento de Salto (Figura 4). Las Servidumbres de Ocupación sobre los mencionados padrones fueron establecidas, a favor de ANCAP, por Resolución del Presidente de la República N° 742/12, del 22 de febrero de 2012, para el caso de los dos primeros y por el Ministerio de Industria, Energía y Minería, en ejercicio de las atribuciones delegadas y mediante Resolución N° 889/12, del 10 de diciembre del 2012, para el caso del último padrón.

Adicionalmente, dichas perforaciones se realizaron al amparo de la Resolución del Ministerio de Vivienda y Medio Ambiente N° 376/2012, de fecha 9 de abril de 2012, la cual concede a ANCAP Autorización Ambiental Previa para el proyecto de exploración geológica con extracción continua de testigos, por el término de dos años.

Tabla 2 – Perforaciones en el Área de Pepe Núñez..

Nombre del Pozo	Latitud	Longitud	Fecha inicio	de	Fecha de finalización	Prof. total (metros)

Pepe Núñez E1	-31,45	-56,39	31/05/2012	10/08/2012	469,5
Quintana E1	-31,36	-56,41	14/08/2012	25/08/2012	305,50
Quintana E2	-31,35	-56,41	27/08/2012	12/09/2012	371,50
Quintana E3	-31,35	-56,43	14/09/2012	26/09/2012	315,00
Cañada del Charrúa E1	-31,49	-56,33	28/12/2012	18/01/2013	479,50
Cañada del Charrúa E2	-31,50	-56,34	21/01/2013	10/03/2013	499,0

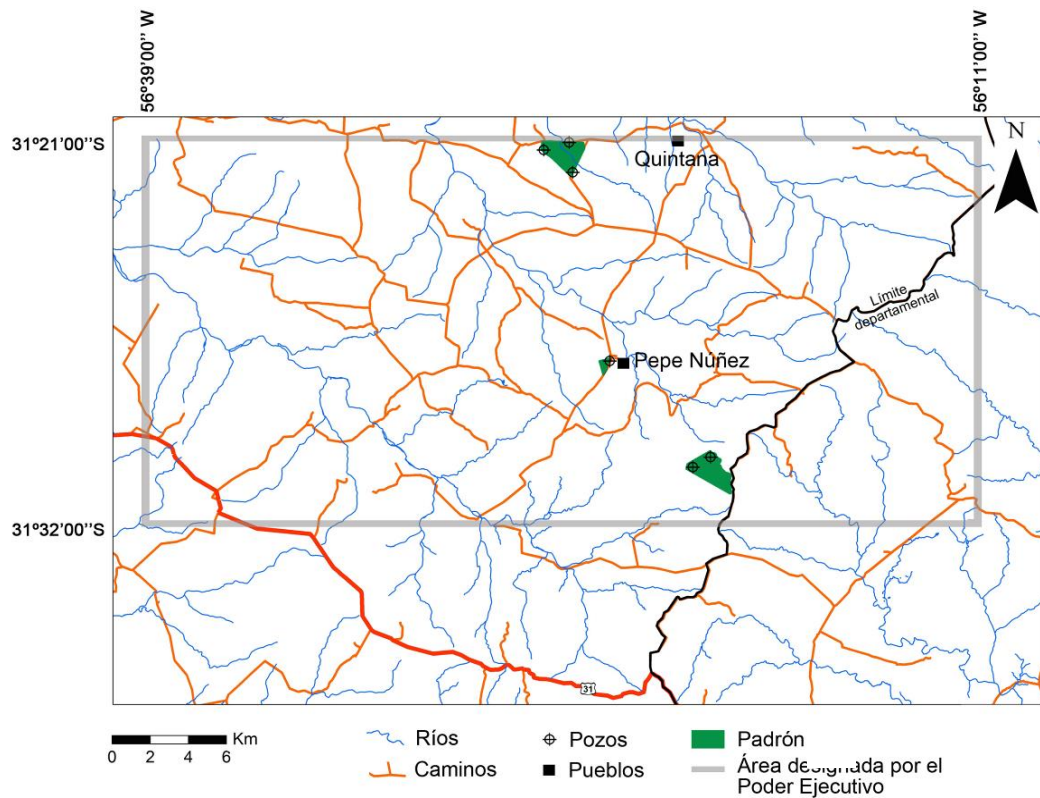


Figura 4- Pozos exploratorios perforados por ANCAP en el Área Pepe Núñez.

Tres de las seis perforaciones realizadas atravesaron un nivel de lutitas con alto contenido de materia orgánica (hasta 16 %), de entre 10 y 25 metros de potencia, correspondientes a niveles lacustres restringidos, pertenecientes a la Formación San Gregorio (Fig. 5), las cuales nunca habían sido identificadas antes en la Cuenca Norte. Adicionalmente, fueron identificadas en las diamictitas localizadas por encima del nivel de pelitas del pozo Cañada del Charrúa E2, petróleo libre, mostrando la primera evidencia de generación y migración de petróleo en la Cuenca Norte (Fig. 5).

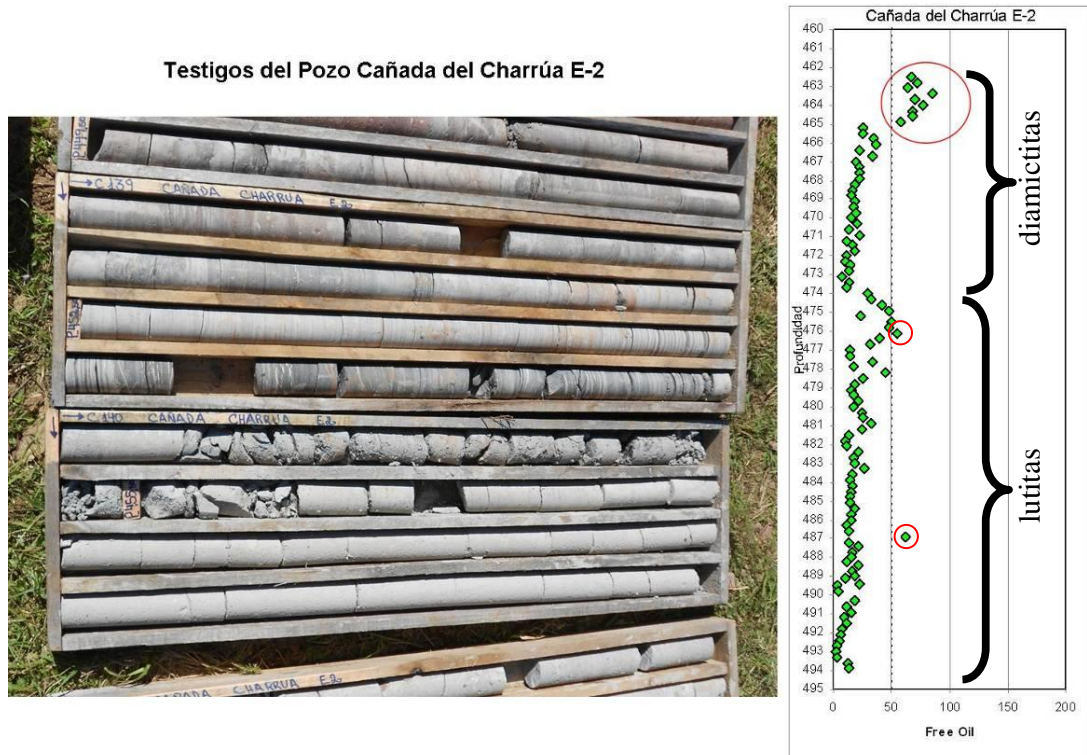


Figura 5 - Foto de diamictitas y lutitas (Fm. San Gregorio) y resultados de Petróleo Libre en el pozo Cañada del Charrúa E2. Se indican en círculos rojos los intervalos con petróleo libre en las lutitas y en las diamictitas que se apoyan por encima.

Por otra parte, dos de los pozos realizados en el Área (Pepe Núñez E1 y Cañada del Charrúa E1) quedaron revestidos en los primeros metros y serán finalmente terminados, a pedido de los superficiarios, para abastecimiento de agua subterránea. El pozo Cañada del Charrúa E2 también se encuentra revestido en los primeros metros y podría, eventualmente, también ser terminado para abastecimiento de agua subterránea. Por tanto, dichos pozos son pasibles de ser utilizados en el marco de un plan de monitoreo del Sistema Acuífero Guaraní, propuesta que fuera expresada por el Gerente de Exploración y Producción de ANCAP, Dr. Héctor de Santa Ana, a la Comisión de Hidrocarburos designada por el Poder Ejecutivo y compuesta por representantes de los Ministerios de

Industria, Energía y Minería y de Vivienda, Ordenamiento Territorial y Medio Ambiente, de ANCAP y de ANII.

Área Cuchilla del Queguay

Por Resolución del Poder Ejecutivo N° 748/13, adoptada el 12 de noviembre de 2013, se designa un área ubicada al Sur del departamento de Salto y centro del departamento de Paysandú para que ANCAP desarrolle actividades de exploración de hidrocarburos, por un período de 5 años.

El programa de trabajo exploratorio para dicha área incluye: a) reprocesamiento de la información gravimétrica disponible (sector norte del área solicitada) y adquisición de datos de gravimetría terrestre en áreas sin cobertura, b) reprocesamiento de la información magnetométrica disponible (sector norte del área solicitada), c) realización de sondeos AMT – MT (audio-magnetotelúricos y magnetotelúricos), d) cartografía geológica y estructural, e) perforación de uno o más pozos verticales de estudio o alternativamente, adquisición de sísmica 2D y f) análisis geoquímicos, petrofísicos y palinológicos.

Al presente se ha iniciado el reprocesamiento de la información gravimétrica y se han realizado dos transectas AMT – MT con orientación Norte-Sur, de cuya interpretación se desprende que en el tercio inferior del Área ocurre una falla de orientación NW que determina la profundización de la cuenca hacia el centro de la misma, superando los 1.100 metros.

Área Clara

Por Resolución del Poder Ejecutivo N° 817/13, adoptada el 6 de diciembre de 2013, se designa un área ubicada en la región central y Sur del departamento de Tacuarembó y Noroeste del departamento de Durazno para que ANCAP desarrolle actividades de exploración de hidrocarburos, por un período de 5 años.

El programa de trabajo exploratorio para dicha área incluye: a) adquisición de datos de gravimetría en áreas sin cobertura y probablemente magnetometría terrestre, b) realización de sondeos AMT – MT (audio-magnetotelúricos y magnetotelúricos), d) cartografía geológica y estructural, e) geoquímica superficial y f) perforación de uno o más pozos verticales de estudio o alternativamente adquisición de sísmica 2D.

Al presente se ha iniciado la recopilación de la información existente en el área.

En resumen, todas las empresas mencionadas, incluyendo ANCAP, utilizan los mismos métodos exploratorios que se aplican en el resto del mundo. Éstos métodos incluyen: a)

estudios geológicos (ej. geología de superficie, geología estructural, etc), b) estudios geofísicos (ej: magnetometría, gravimetría, sísmicos, audio-magnetotélúricos y magnetotélúricos, etc.), c) estudios geoquímicos (ej. elementos traza, isotópicos, TOC, pirólisis Rock-Eval, reflectancia de la vitrinita etc.), d) estudios paleontológicos (ej. palinología, paleoambiente, paleoclimatología, etc) y e) perforaciones.

Cabe mencionar que en ninguna de las perforaciones realizadas hasta el presente, sea por empresas petroleras o por ANCAP, se ha efectuado ninguna intervención, ni estimulación, ya sea por fractura convencional o hidráulica (“*fracking*”), tratándose de perforaciones estratigráficas, de estudio, con extracción continua de testigos de roca.

Respecto a los métodos a ser utilizados en una potencial fase de explotación cabe destacar que éstos aún no han sido definidos, ya que los mismos dependen de las características propias de cada yacimiento y aún no se ha producido en el Uruguay ningún descubrimiento, comercialmente explotable o no. En caso de producirse el descubrimiento de yacimientos comercialmente explotables de hidrocarburos, el Contratista deberá elaborar un programa de desarrollo y explotación apropiado para el mismo, el cual queda supeditado, por Contrato, a la imprescindible aprobación de ANCAP. Adicionalmente a la aprobación de ANCAP, el Contratista deberá contar con todos los permisos y autorizaciones exigidas por las autoridades competentes antes de iniciar cualquier actividad minera, en particular DINAMA.

2 - Posición del organismo en relación al tema².

Como se desprende de los trabajos comprometidos en cada uno de los Contratos y detallados en el ítem anterior, ni ANCAP, ni ninguna empresa petrolera con contratos vigentes firmados con ANCAP, tiene previsto utilizar técnicas de fracturamiento hidráulico en la etapa de exploración en la que se encuentran actualmente, ya que los operadores se encuentran enfocados en la identificación de la presencia y potencialidad de las rocas generadoras (punto de partida de cualquier sistema petrolero) y ANCAP en entender la configuración tectónica y estratigráfica de la Cuenca Norte (como insumo para comprender los potenciales sistemas petroleros).

Vale la pena reiterar que, como se mencionara previamente, los métodos a ser utilizados en una potencial fase de explotación aún no han sido definidos, ya que los mismos dependen de las características propias de cada yacimiento y aún no se ha producido ningún descubrimiento en el Uruguay, existiendo la posibilidad, a la luz de los conocimientos actuales, de encontrarse tanto yacimientos convencionales como no convencionales. También como se expresara previamente, es importante resaltar que cualquier concepto de

² Al respecto de ésta consulta se informa que por la palabra “tema” se entiende “procedimiento de fractura hidráulica”.

desarrollo y explotación propuesto por el Contratista queda supeditado, por contrato, a la aprobación de ANCAP y a la de las diferentes autoridades competentes en la materia.

Por otra parte, aún en el caso hipotético de descubrir un yacimiento no convencional de hidrocarburos, su explotación (incluyendo el fracturamiento hidráulico), desde el punto de vista técnico, sería factible sólo si se dan simultáneamente un conjunto de condiciones que a la fecha aún no han sido comprobadas.

ANEXO 1 – Definiciones de interés

Yacimientos convencionales: acumulaciones de hidrocarburos en reservorios típicamente porosos y permeables (areniscas, conglomerados, calizas), que migraron desde las rocas generadoras. El reservorio presenta una configuración particular denominada trampa, y debe poseer una roca impermeable por encima (roca sello). El reservorio puede contener gas, petróleo o ambos.

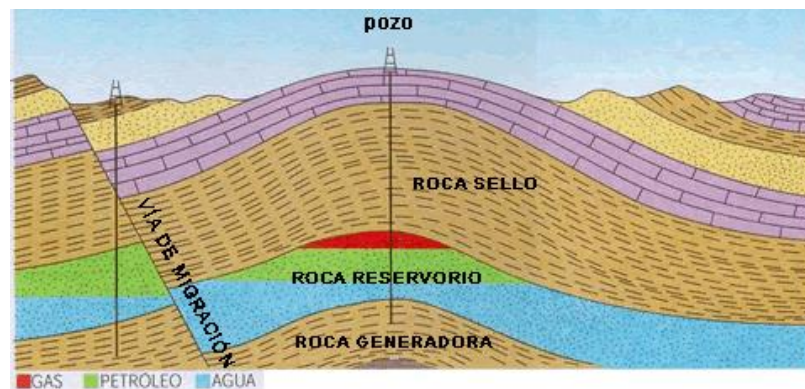


Figura 1. Dibujo esquemático de dos reservorios convencionales (izq., petróleo; der, gas y petróleo).

Yacimientos no convencionales: acumulaciones de hidrocarburos en reservorios atípicos, como areniscas compactadas (permeabilidad reducida), lutitas (permeabilidad muy baja) y capas de carbón. En caso de que este tipo de roca contenga disperso en su espacio poral hidrocarburos, mediante técnicas de estimulación apropiadas es posible extraerlos. A nivel de la industria se identifica este tipo de yacimientos como:

- En caso de que se trate de areniscas compactadas, se habla de tight gas o tight oil;
- En caso de que se trate de lutitas, se habla de shale gas (gas de lutitas) o shale oil (petróleo de lutitas)

- En el caso de que se trate de carbón, se habla de coal-bed gas o coal-bed methane (gas de carbón)

En cuanto a la generación de gas o petróleo, según muestra la figura 2, dependerá de las condiciones de temperatura y presión a las que la roca generadora haya sido sometida (profundidades mayores son más favorables para la generación de gas).

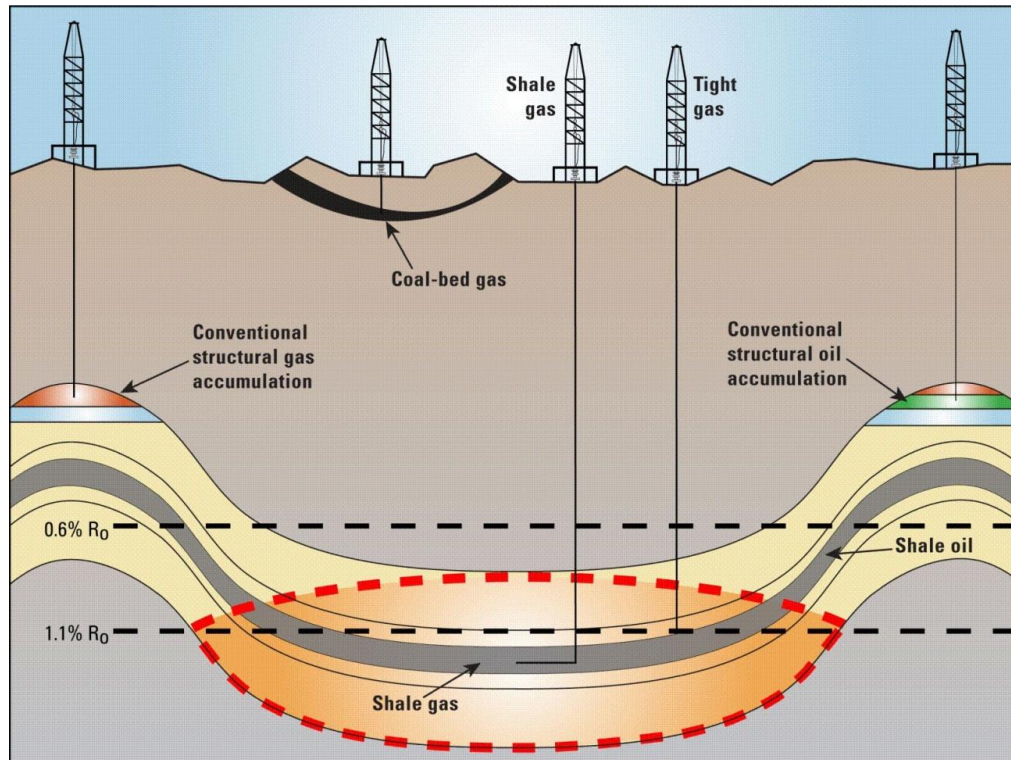


Figura 2. Comparación de acumulaciones convencionales y no convencionales de hidrocarburos. Fuente: USGS.

Dentro de los yacimientos no convencionales, el Gas de lutita (en inglés shale gas, erróneamente llamado “gas de esquisto”) es gas almacenado en la propia roca generadora, dado que no fue expulsado hacia un reservorio convencional. Este recurso no convencional es el que ha tenido mayor desarrollo en la última década. Es ampliamente explotado en EEUU dadas las enormes reservas que posee ese país (estimadas en 862 trillones de pies cúbicos), mayores a las de los recursos convencionales.

La extracción del gas de lutita data de muchos años atrás, pero sólo hace pocos años comenzó a ser económicamente rentable como resultado de la combinación y adecuación de dos técnicas previamente empleadas por la industria petrolera para explotar recursos convencionales: perforación horizontal y fractura hidráulica.

Perforación horizontal: técnica consistente en desviar la trayectoria de una perforación de manera que atraviese el mayor volumen de reservorio posible para optimizar la producción. Esta tecnología posibilita el drenaje de iguales volúmenes de hidrocarburos mediante la realización de un número inferior de perforaciones, con respecto a las perforaciones verticales, ya que presentan una mayor área de drenaje, tienen mayor productividad y una mayor producción acumulada por pozo que los verticales. Resultando en consecuencia en un impacto ambiental menor. Las perforaciones horizontales se han empleado de manera creciente desde la década de 1980 en producción de recursos convencionales y no convencionales.

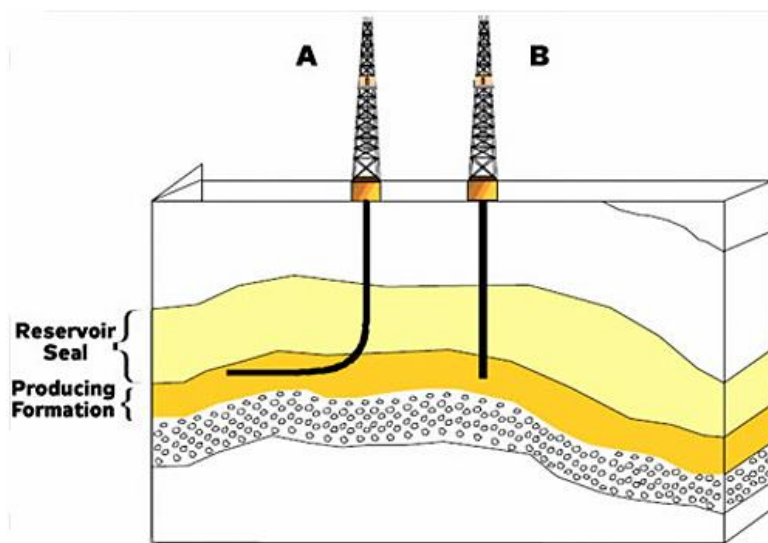


Figura 3. Comparación esquemática entre un pozo vertical (der.) y un pozo horizontal (izq.).

Fractura hidráulica (en inglés abreviado fracking): técnica de producción utilizada comúnmente desde los años '50 en yacimientos convencionales. Es el proceso de usar presión hidráulica para crear fracturas artificiales en un reservorio. Las fracturas crecen en longitud, altura y ancho mediante el bombeo de una mezcla de fluido hidráulico, arenas y agentes químicos a alta presión dentro del pozo. El propósito de la fractura es alterar el patrón de flujo en el reservorio para incrementar el flujo de gas y petróleo. Se estima que desde su origen ha sido empleado para estimular 1.000.000 de pozos de petróleo y gas.

A partir de la década de 1980 se emplea también en la producción de yacimientos no convencionales, en cuyo caso el procedimiento de fractura se realiza en etapas sucesivas, realizándose múltiples fracturas.

La diferencia más sustancial entre la aplicación de las fracturas hidráulicas para estimular la producción de reservorios convencionales y no convencionales, radica en que cuando se aplica en estos últimos, los cuales presentan características litológicas de muy baja

permeabilidad, el fracturamiento debe realizarse en forma masiva y reiterada. En los hechos, esto implica que se requieren grandes volúmenes de agua, como asimismo material de soporte (arena, cerámicas, etc.) y productos químicos.

La magnitud de esta inyección de agua y arena, determina que se dé un retorno importante de parte de la misma con el agregado de productos no constituyentes de la propia formación. La disposición adecuada de estas aguas de retorno constituye uno de los desafíos de la producción de este tipo de reservorios, lo cual está siendo abordado al presente.

Por otra parte, los fracturamientos son constantemente monitoreados utilizando técnicas de macrosísmica, lo cual permite determinar hasta donde las fracturas se propagan en el subsuelo. Cuando se realizan en las condiciones técnicas requeridas, a suficiente profundidad, y en un reservorio que está aislado por espesas capas impermeables no falladas, las fracturas quedan restringidas a la zona de interés y al sistema petrolero.

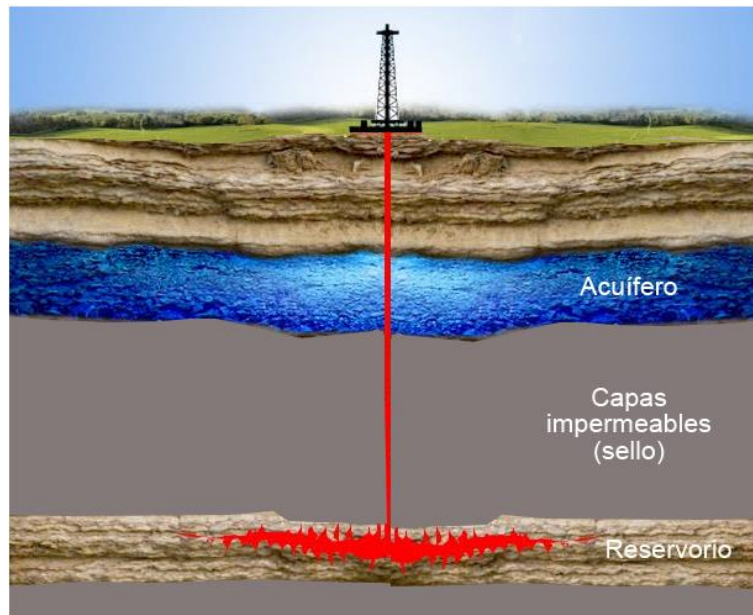


Figura 4. Fracturamiento hidráulico en pozo vertical.