

REVISTA ENERGETICA

6/83

Noviembre - Diciembre/83
November - December/83



Organización Latinoamericana de Energía
Latin American Energy Organization

EL POTENCIAL DE LAS ENERGIAS NUEVAS Y RENOVABLES EN EL ABASTECIMIENTO ENERGETICO EN AMERICA LATINA **olade** THE POTENTIAL OF NEW AND RENEWABLE ENERGY SOURCES IN LATIN AMERICA'S ENERGY SUPPLY **olade** USO RACIONAL DE ENERGIA EN LA INDUSTRIA TEXTIL "LA EXPERIENCIA DE COLOMBIA" **olade** RATIONAL USE OF ENERGY IN THE TEXTILES INDUSTRY: THE COLOMBIAN EXPERIENCE" **olade** MARCO LEGAL PARA LA EXPLOTACION UNIFICADA DE YACIMIENTOS PETROLIFEROS A NIVEL NACIONAL E INTERNACIONAL **olade** THE LEGAL FRAMEWORK FOR UNITIZATION OF PETROLEUM DEPOSITS AT THE NATIONAL AND INTERNATIONAL LEVELS **olade** USO RACIONAL DE LA ENERGIA EN LA PRODUCCION DE ELECTRICIDAD "LA EXPERIENCIA DE EL SALVADOR" **olade** RATIONAL USE OF ENERGY IN ELECTRICITY PRODUCTION: THE EXPERIENCE OF EL SALVADOR **olade** LA BIOENERGIA EN EL BALANCE ENERGETICO DE AMERICA LATINA **olade** BIOENERGY IN THE ENERGY BALANCE OF LATIN AMERICA **olade** RACIONALIZACION EN EL CONSUMO DE ENERGIA EN LA REFINERIA DE ZINC DE CAJAMARQUILLA **olade** RATIONALIZATION OF ENERGY CONSUMPTION IN MINERO PERU'S CAJAMARQUILLA ZINC REFINERY.

MARCO LEGAL PARA LA EXPLOTACION UNIFICADA DE YACIMIENTOS PETROLIFEROS A NIVEL NACIONAL E INTERNACIONAL

Luis Enrique Duque Corredor

CONSULTOR JURIDICO INTEPEV
CENTRO DE INVESTIGACION Y DESARROLLO
FILIAL DE PETROLEOS DE VENEZUELA S.A.

CONSIDERACIONES GENERALES

Tradicionalmente las minas se miden en la superficie, en su extensión horizontal, por puntos fijos y líneas rectas delimitando figuras geométricas y, en profundidad, por planos verticales indefinidos.

De esta manera se consagra lo que se ha llamado el "Concepto Físico Geométrico de las Minas", conforme al cual éstas revisten la forma de una pirámide invertida que llegaría a un punto cero del centro de la tierra; pero como la labor del explotador no podría llegar hasta allí la mina resulta en definitiva una "Pirámide Invertida Truncada" dentro de la cual puede el explotador ejercer el derecho de explotación que le ha sido concedido. Es claro que esto es perfectamente posible en las minas metalíferas, dada su naturaleza sólida y definida, especialmente cuando se trata de una mina de veta o manto.

No sucede igual cosa con los yacimientos petrolíferos, ya que dada la naturaleza líquida o gaseosa de los hidrocarburos, éstos se encuentran sometidos a migraciones dentro de los estratos que los contienen, con lo cual, aún cuando las arenas en cuyos intersticios se mueven los petróleos pudieran ser objeto de esta determinación, no sería posible extraer el petróleo de esa "Pirámide", pues mientras los minerales metalíferos como el hierro, etc., no se moverían dentro de dicha figura geométrica, en cambio, los hidrocarburos si lo harían, a consecuencia de las presiones a las cuales están sometidos, y a la pirámide que fuera determinada migrarían petróleos de otras pirámides, o, a la inversa, de ésta escaparían a otras vecinas.

Tal circunstancia hace que los explotadores al evidenciarse que sus parcelas de explotación cubren a un mismo yacimiento, a los fines de evitar que cualquiera de ellas mediante la producción que obtenga esté "drenando" parte de los hidrocarburos que se encuentren bajo el área otorgada al otro explotador, ocurren a la "explotación unificada del yacimiento común", a objeto de tratarlo como unidad natural que es, y de esta forma reglamentan la producción del mismo de manera de distribuir los hidrocarburos que se producen, entre los que tienen derecho a su aprovechamiento.

Debemos aclarar que no nos referimos al "drenaje" intencional obtenido mediante cualquier mecanismo de "perforación direccional", sino a la migración de fluidos de una parte a otra del yacimiento, a fin de recuperar el equilibrio energético que se ha perdido por la extracción del fluido en alguna parte del mismo.

De lo expuesto se infiere la magnitud de los problemas de orden legal que supone reducir a términos contractuales los dictados de la técnica industrial, tanto más cuanto que, en dicha explotación están envueltos aspectos, no solo de ejercicio de derechos, sino de conservación y racional aprovechamiento de recursos naturales. Principios estos que, sin duda alguna, cobrarán mayor trascendencia cuando se vayan a aplicar a las situaciones que generará la explotación de yacimientos petrolíferos que se encuentren en zonas limítrofes entre países, por la eventualidad de estar envueltos en tal circunstancia aspectos de soberanía.



En este sentido, el objetivo del presente trabajo no es otro que el tratar de exponer de una forma sencilla la problemática de "la explotación unificada" a través de la revisión de los términos contractuales normalmente utilizados, teniendo siempre presente que, por participar la mayoría de los países latinoamericanos del concepto fundamental según el cual los hidrocarburos contenidos en el subsuelo pertenecen al Estado, habremos de distinguir, cuando sea necesario, las diversas hipótesis que se pueden presentar cuando una de las partes del convenio de explotación es el propio Estado actuando directamente, o, a través de una empresa de su propiedad; o si, por el contrario se trata de un acuerdo concluido entre partes en ejercicio del derecho que les ha sido concedido.

CONSERVACION DE HIDROCARBUROS

La conservación del petróleo y del gas, entendida como la actividad encaminada hacia el mejor aprovechamiento de los yacimientos descubiertos y en explotación, ha sido tesis de obligado estudio y controversia en la industria petrolera, por lo que ha logrado imponerse a través del tiempo, a base de métodos prácticos que demuestren la certeza de los principios técnicos y económicos en que se apoya. En este sentido la mayoría de las empresas petroleras que operan en el mundo, han orientado sus esfuerzos a obtener el máximo aprovechamiento de los yacimientos, mediante la extracción del crudo en una forma ordenada que permita que el yacimiento como "unidad natural", sea manejado bajo una misma actividad de explotación, evitándose así la superproducción y el desperdicio que como consecuencia de la competencia desleal, en razón del carácter migratorio de los hidrocarburos, se traduce en el agotamiento prematuro del yacimiento.

Las ideas conservacionistas datan de 1924 cuando Henry L. Doherty, llamado el padre de la conservación de los Estados Unidos de Norteamérica Director del American Petroleum Institute (API), envía al Presidente Coolidge, el 11 de Agosto de 1924, un documento sobre el tema en referencia, manifestando su alarma por la rapidez con que se agotan las reservas de un país; señalando como causante del hecho, la circuns-

tancia de que las Leyes Norteamericanas permiten que al descubrirse un yacimiento, cada propietario de tierras o arrendatario de ellas se crea con derecho a extraer todo el petróleo que pueda y siempre existe una carrera desenfrenada para traer el petróleo a la superficie antes que otro se lo apropie; solicitando finalmente la abolición del sistema de propiedad de los hidrocarburos según el cual el petróleo pertenece a la persona que pueda extraerlo, y abogando por el establecimiento de un sistema que permita ordenar la producción que se obtenga de los yacimientos.

La idea de la explotación unificada si bien fue expuesta públicamente al gobierno norteamericano en 1924 por Henry L. Doherty, como antes se indicó, no era absolutamente nueva ya que su uso había sido considerado antes de 1924. Así vemos que en 1916 William Mc Murray y James Lewis habían recomendado la explotación unificada obligatoria como medio de detener el desperdicio resultante de la perforación y producción desordenada de los yacimientos.

En 1918 Chester Gilbert y Joseph Pague abogan por "La explotación unificada de las tierras petroleras", al menos para que cada unidad geológica quedase bajo un idéntico plan de explotación, evitándose así la superproducción y el desperdicio".

Todos los planteamientos mencionados surgen como medida para contrarrestar la llamada "Ley de Captura" que propiciaba la producción desordenada de los yacimientos, con el objeto de aprovecharse de los hidrocarburos antes de que fueran apropiados por otros.

En efecto en virtud de la "Ley de Captura", el titular de una posesión adquiriría título sobre el petróleo y el gas que proviniera de los pozos perforados en ella, aún cuando pudiera probarse que parte del petróleo y gas producido provinieran de posesiones vecinas.

La referida Ley tuvo origen en una decisión judicial dictada en 1889, por la Corte Suprema del Estado de Pensilvania, en el juicio "Westmoreland & Cambria Natural Gas Co. contra De Witt". La referida decisión



dejó establecido que "Los hidrocarburos, a semejanza de los animales salvajes y a diferencia de otros minerales tienen la tendencia y el poder de escapar, contra la voluntad del dueño, de su propiedad y continuar siendo de su pertenencia, mientras se hallen en el área sometida a su control; pero cuando emigran a otros terrenos o caen bajo control de otra persona, el título del dueño anterior desaparece. Por lo tanto, la posesión de la tierra no involucra necesariamente la posesión de los hidrocarburos. Si al taladrar sus tierras se llega al yacimiento común de manera que los hidrocarburos de la parcela vecina son producidos por estos pozos, el petróleo y el gas pasan a ser propiedad del que los produjo".

La Ley de Captura consagró en esa forma la no responsabilidad por causa de las migraciones de petróleo y gas a través de los linderos de las concesiones, con lo cual un concesionario podía perforar varios pozos en su parcela a su arbitrio, sin responder a sus vecinos por el drenaje que causaba e inclusive por medio de compresión o vaciado de bombas podría incrementar su producción, aunque el resultado fuese el drenaje de la propiedad adyacente.

Los efectos de la aplicación de la Ley fueron tan nefastos, que propiciaron la competencia desleal por la extracción de la mayor cantidad de hidrocarburos, lo que se tradujo en el desperdicio y agotamiento de los yacimientos, sin que fuera posible la obtención de volúmenes adicionales por métodos secundarios de recuperación. A tales extremos condujo la aplicación de esta Ley, que cuando un explotador reclamaba su derecho era respondido con la frase "Go and do likewise".

Las divergencias a favor y en contra de la Unificación se mantienen hasta el año 1943, cuando la mayoría de los Estados productores, aprueban estatutos de conservación e inician programas de regulación y restricción; siendo esta política ratificada por las Cortes y atribuida a las Oficinas Reguladoras del Estado, la facultad para fijar la producción autorizada y señalar la cuota de producción que corresponde a cada productor.

Por lo que respecta a la Legislación Federal, no había hasta 1930 ningún instrumento que permitiera la ex-

plotación unificada de tierras baldías. En ese mismo año el Congreso Norteamericano, aprobó una Ley de emergencia que apenas duró seis meses y permitió la unificación de un solo campo. En 1931 se publicó una nueva Ley que aceptaba la unificación en tierras federales, se modificó dos veces y sirvió de base a la actualmente en vigencia.

En este sentido actualmente puede procederse a la adopción de la unificación mediante dos vías:

- a) Voluntariamente, sin que surjan grandes dificultades, en razón del concepto Romanista de la propiedad del suelo.
- b) Compulsoriamente, a través de los mandatos de los organismos facultados por los Estados para exigir la unificación, a fin de aplicar normas conservacionistas y proteger los derechos correlativos de los explotadores.

DENOMINACION - CONCEPTO

"Unificación", es la palabra castellana usada para traducir su equivalente inglesa, "Unitización", término éste, que deriva del sustantivo "Unity" que significa unidad o unión; "Unificación" no es otra cosa que la acción o efecto de unificarse, lo que implica la idea de hacer muchas cosas, una o un todo, uniéndolas, mezclándolas, reduciéndolas a una misma especie.

Resulta difícil precisar un criterio uniforme de lo que debe entenderse por Unificación. Tal dificultad estriba, no sólo en las distintas modalidades que la misma presenta en el campo práctico, lo que hace que cada autor al definirla destaque las características que a sus fines le interese, sino también, por lo relativo al régimen de propiedad de los hidrocarburos, que obliga a cada autor a estudiarla encuadrándola dentro de los lineamientos legales respectivos. A este respecto, es conveniente recordar que el subsuelo pertenece al propietario del suelo o superficie, mediante el sistema de la acesión; al primer descubridor o al ocupante en el sistema de la "res nullius; o al Estado, mediante los sistemas regalistas o de otorgamiento forzoso de la concesión, o dominial o de otorgamiento facultativo de las concesiones.

En tal sentido las definiciones que a continuación copiamos, si bien son las clásicas y más aceptadas, por ser sus autores norteamericanos, lógicamente reflejan el sistema de propiedad, característico del país del Norte. Así tenemos que para la Mid-Continent Oil and Gas Association es: "La práctica de consolidar los derechos individuales de propiedad y control existentes sobre un yacimiento petrolífero o gasífero, repartiendo el área en unidades inseparables del todo, cuyos propietarios se obligan mediante las estipulaciones del caso a desarrollar y operar por medio de un Agente, Apoderado o Comité que representa a todos los propietarios del interés único e indivisible así creado".

Darwin Kirk considera que, "los convenios de unificación tienen por objeto llevar a cabo el desarrollo y operación de las numerosas propiedades o concesiones separadas que cubren a un mismo yacimiento, como si éstas fueran una propiedad o concesión única que cubriese el yacimiento en cuestión". Como característica de la presente definición se puede señalar la idea del tratamiento del yacimiento como unidad indivisible, base de toda la Unificación y el ejercicio de los derechos de propiedad bajo un operador único.

David Searls participa de la idea de que no siempre es necesario transferir los derechos de propiedad al ente formado por los co-propietarios, sino que cada quien retiene sus títulos, acordándose las partes en cuanto a un plan común de desarrollo del yacimiento. En este sentido define la Unificación como: "El desarrollo mancomunado o cooperativo de un yacimiento o de una gran parte de él tomado como una unidad, objetivo que se logra por medio de la asignación de unidades inseparables del área que cubre el yacimiento, o bien por la aceptación de un porcentaje dado de la producción total de éste".

Todas las anteriores definiciones tienen en común el hecho de atribuir a los participantes la propiedad del yacimiento; circunstancia esta explicable, ya que por tratarse de definiciones encuadradas en la Legislación Norteamericana, se basan en el concepto Romanista de la propiedad del subsuelo.

Por lo que hace a Latinoamérica, creemos que por

participar la mayoría de nuestros países del concepto Napoleónico de atribuir la propiedad del subsuelo al Estado, toda definición debe contener como premisa fundamental la consideración del Estado como propietario del yacimiento.

En el sentido antes anotado es definida por González Berti, como "el desarrollo y operación de un yacimiento que se extiende bajo concesiones pertenecientes a diversos titulares, a objeto de explotarlo como si se tratase de una unidad integral, con miras a un máximo de recuperación y aprovechamiento de los hidrocarburos en el contenido, mediante la económica aplicación de métodos técnicos eficientes.

Acosta Hermoso la define, como "el método o procedimiento por medio del cual se explotaría un yacimiento común a varios concesionarios, tratándolo como una unidad natural y haciendo abstracción de los límites de concesiones en la superficie y teniendo en cuenta, en los planes de desarrollo y producción del yacimiento, las circunstancias técnico-económicas que procuran la mayor suma de beneficios para la colectividad.

Las anteriores definiciones, por ser de autores venezolanos, lógicamente, como antes vimos, presentan como rasgo común la atribución de la propiedad del yacimiento al Estado, encontrándose ambas dominadas por la idea conservacionista del tratamiento del yacimiento como unidad natural o integral. González Berti destaca la circunstancia de que la concesión no llega a salir de manos de los concesionarios, manteniendo siempre cada uno, su responsabilidad frente al Estado. Acosta Hermoso, por su parte, vuelve sobre la misma idea cuando considera que no existe la obligación de transferir los derechos de explotación, aunque si deben ser condicionados en beneficio del bien colectivo.

En tal orden de ideas entendemos por Unificación, la práctica necesaria para la explotación de un yacimiento común en forma unitaria, manteniendo quienes están facultados para explotarlos sus derechos de explotación; pero respondiendo frente al Estado que es propietario, por su conservación y racional aprovechamiento equitativo, mediante la determinación del volumen de hidrocarburos que hubiere sido extraído

hasta la oportunidad de la Unificación y la proporción que sobre la producción del yacimiento, corresponde a cada uno de los participantes.

Las ideas antes anotadas creemos que resumen los postulados y objetivos fundamentales perseguidos por la Unificación los cuales nos limitaremos simplemente a enunciar así: Práctica necesaria (obligatoriedad); tratamiento del yacimiento como una unidad natural (medida conservacionista); ejercicio del derecho de explotación y límites (situación de los explotadores frente al Estado-Propietario); determinación de la producción previa a la Unificación (fecha efectiva); determinación de las equidades (objetivo).

CARACTERISTICAS Y DIFERENCIAS CON OTRAS FIGURAS APLICABLES EN LA INDUSTRIA PETROLERA. OPERACIONES MANCOMUNADAS

Se ha señalado como característica de la Unificación el hecho de que la misma puede asumir diversas modalidades, en razón de su adaptabilidad, no sólo a factores de orden técnico-económico, sino también por las variantes que puede ofrecer, en razón de que la estipulación de sus términos y condiciones, quedan a voluntad de las partes, a excepción del principio rector de la propiedad dominial del yacimiento y la reserva de la propiedad exclusiva de sus respectivos derechos de explotación. Esta situación lleva a considerar que "hay tantas modalidades como convenios se han celebrado".

La circunstancia arriba anotada, si bien se deriva de la puesta en práctica de la Unificación, creemos que, antes que caracterizarla, podría hacer que se confundiera con otras formas de contratación aplicables en la industria petrolera.

La Unificación responde a características determinantes que la singularizan y distinguen; así que tenemos que:

a) Sólo tiene aplicación en la fase de explotación de los hidrocarburos. Lógicamente siendo su principal objetivo la solución del problema del drenaje, no puede tener lugar sino en la fase de la actividad petrolera, en la cual tal eventualidad ocurre.

b) Como consecuencia de lo anterior, es aplicable solamente cuando se trate de la explotación de un yacimiento común, sobre el cual dos o más concesionarios tengan derechos de explotación.

c) Cuantifica los derechos de explotación que corresponden a cada uno de los participantes. En tal sentido, permite medir o determinar en cifras porcentuales los respectivos derechos de explotación; y

d) Reglamenta la producción del yacimiento común, de manera de distribuir equitativamente los hidrocarburos entre quienes tienen derecho a su aprovechamiento.

No obstante responder a características determinadas y determinantes, en la práctica la Unificación suele ser confundida con otras figuras propias de la industria petrolera. Con frecuencia se habla de "Unificación" u "Operaciones Mancomunadas". La razón de la confusión, creemos, estriba en el hecho de que ambas instituciones están motivadas por los mismos factores técnicos y económicos; empero, si bien se originan por idénticos factores, el fin perseguido permite diferenciarlas, de tal forma que la Unificación, apoyándose en factores técnicos tiene un objetivo más profundo, el cual es, como medida conservacionista, el interés público; en tanto que las operaciones mancomunadas envuelven únicamente los factores económicos, lo que se traduce en la idea de beneficio común a varios concesionarios.

Sentado el criterio fundamental de distinción entre "Unificación y Operaciones Mancomunadas", nos resta señalar, a continuación, en forma breve y a manera de ilustración, algunas de las usuales clases de operaciones mancomunadas que en la práctica suelen ser confundidas con la Unificación.

POOLING

El término "Pooling" es indistintamente usado en lugar o unido a la palabra "Unificación", sin embargo, en su correcta aplicación se emplea para denominar la unión de pequeñas parcelas de forma tal, que juntas constituyan un área suficiente que permita la perfo-

ración bajo las reglas aplicables de espaciamento de pozos. En tal sentido su objetivo es la prevención de la perforación de pozos innecesarios y antieconómicos que conducen al despilfarro físico y económico.

Lo antes expuesto establece claramente la característica distintiva del "Pooling": Su campo de aplicación está circunscrito a la superficie del suelo, a los fines de permitir la aplicación del "espaciamento de pozos"

El objetivo señalado hace que la figura en cuestión sea de difundida aplicación en los EE.UU., en razón del sistema de propiedad del subsuelo que favorece la existencia de propietarios de pequeñas parcelas con derecho a explotar, pero que por si solas no pueden ser objeto de explotación.

CONVENIOS DE OPERACION CONJUNTA (joint operating agreements) Y DE EXPLORACION CONJUNTA (joint exploration agreements)

Los primeros, son aquellos convenios mediante los cuales los propietarios de parcelas adyacentes acuerdan que sus derechos sean manejados por una sola administración, sin tomar en cuenta que las parcelas en esta forma unidas cubran distintos yacimientos. A tal efecto, los participantes convienen en dividir los gastos operativos causados por el proceso de desarrollo del campo, pero siempre dejando a salvo la propiedad o el dominio de los minerales o hidrocarburos que corresponden a cada titular. Para algunos, la Unificación es un "Joint operating agreement" y en muchos aspectos similar a éstos, sin embargo el hecho de que no siempre se trate de la unión para la explotación de un yacimiento común basta para diferenciar ambos convenios.

Los "Joint Exploration Agreements", constituyen una típica operación mancomunada que, sin lugar a dudas no puede ser confundida en ningún momento con la Unificación. El hecho de que se refieran a la exploración de superficies colindantes, colige necesariamente su campo de aplicación y su finalidad económica, criterio éste suficiente para distinguirla de la Unificación.

ASPECTOS BASICOS DE LA UNIFICACION

La naturaleza de los yacimientos de hidrocarburos es

tal, que la mayor recuperación de petróleo o gas no se obtiene necesariamente de los pozos situados en cada parcela de explotación. Muchas veces es necesario permitir la migración del petróleo o el gas, a cuyo efecto la dirección y el grado de migración son dictadas por la propia estructura del yacimiento. Así pues, en muchos yacimientos los métodos de conservación pueden necesitar que el petróleo o el gas sean deliberadamente obligados a emigrar de una propiedad a otra, para lo cual los titulares de derechos de explotación deben convenir sobre la explotación del yacimiento común para obtener la máxima recuperación final, determinando la forma de adjudicar los volúmenes extraídos en base a criterios equitativos satisfactorios, creando de esta forma las bases de la Unificación.

De lo expuesto se colige que cualquier intento de Unificación, implica la consideración de una serie de factores generales propios del yacimiento, que lo hacen proclive a la Unificación.

Así tenemos que deberán estudiarse previamente:

- a) La existencia del yacimiento común a dos o más concesionarios y, en consecuencia, la posibilidad de recuperación de volúmenes de hidrocarburos "in situ", a objeto de cuantificar los derechos de explotación; para lo cual, entonces, mediante los estudios de prospección sísmica, deben definirse en base tridimensional los límites del yacimiento, y por lo tanto la extensión del mismo, bajo la superficie que corresponda a cada lote de explotación.
- b) Posibilidad de proyectos futuros de desarrollos del yacimiento y programas de recuperación secundaria.

El análisis de los factores antes mencionados obliga a su consideración desde dos puntos de vista: Técnico y Económico.

Desde el punto de vista técnico, su consideración está vinculada directamente con la formación geológica del yacimiento, con miras a la necesidad de llevar a cabo la explotación unificada, tales como la realidad de la continuidad del yacimiento, participación en la



reserva que se estime contenida, el espaciamiento básico, programas de perforación.

Los factores de orden económico son aquellos que se traducen en ventajas económicas para la operación de desarrollo y producción del yacimiento, los cuales pueden resumirse así:

- a) Evitar la duplicidad de información necesaria (geología, topografía, legal).
- b) Adopción de un programa de perforación único (evitando la perforación innecesaria).
- c) Estandarización de equipo (costo de mantenimiento menor).
- d) Servicios comunes (carreteras, vías de acceso, luz, gas, etc.).
- e) Financiamiento económico.

DERECHO DE EXPLOTACION Y DETERMINACION DE LAS PARTICIPACIONES

Anteriormente señalamos que uno de los objetivos fundamentales, sino el principal, perseguido por la Unificación es la cuantificación de los derechos de explotación que corresponden a cada uno de los participantes en el convenio. En tal sentido, la Unificación permite medir o determinar en cifras porcentuales, los respectivos derechos de explotación y de esta forma, reglamentar la producción del yacimiento común de manera de distribuir equitativamente los hidrocarburos producidos entre quienes tienen derecho a su aprovechamiento. De ahí que en los convenios de Unificación, se determine el volumen de hidrocarburos que se estime contenido bajo la superficie sobre la cual uno de los explotadores tiene derecho a producir y dentro de los planos hipotéticos que atraviesan las respectivas parcelas de explotación, el volumen de hidrocarburos que hubiesen sido extraídos del yacimiento común, hasta la oportunidad de la Unificación y la proporción o participación que corresponde a cada parte sobre la producción de dicho yacimiento; lo que en definitiva, no es otra cosa que la medida, en cifras porcentuales, de los respectivos derechos de explotación.

De consiguiente, los volúmenes de hidrocarburos que debe recibir cada una de las partes por tal concepto, constituyen la cuantificación de su derecho de explotación sobre el yacimiento común; vale decir, son la expresión misma del derecho de explotación que le ha concedido.

De lo expuesto claramente, se infiere que la determinación de las participaciones es uno de los objetivos más difíciles de satisfacer y donde más tropiezos se ha experimentado, llevando, incluso, al fracaso total de las negociaciones. Por ello, en el establecimiento de las fórmulas para determinar las participaciones deben necesariamente estudiarse todos los factores que de una manera u otra, contribuyen a una mejor determinación del criterio de equidad que debe aplicarse. En razón de esto, es difícil partir de parámetros pre-establecidos que determinen la forma de repartir la producción, ya que dependiendo su aplicación en sumo grado de las condiciones del yacimiento, podrían; afectarse intereses de los explotadores.

La fórmula que se aplique, debe tratar de atribuir a cada uno de los participantes el mayor volumen de hidrocarburos, pero sin que apoye en la recuperación que cada uno obtendría de no unificar el yacimiento, ya que sería reconocer la Ley de Captura; ni sobre la base de explotación competitiva, pues de esta forma no se estarían protegiendo los derechos correlativos de los explotadores.

La determinación de la fórmula de participación aplicable, si bien depende del estado del desarrollo del yacimiento, obedece a factores tales como: producción, número de pozos, área productiva y volumen de formación productora; conceptos éstos que veremos a continuación, a título ilustrativo y en forma breve, para lo cual nos guiaremos por lo que al respecto establece el Dr. Hugo Velarde en su libro "Unificación de Yacimientos Petrolíferos en Venezuela".

Así tenemos que "la producción", es factor de gran significación en los campos que han alcanzado un máximo desarrollo y están en vías de agotamiento, pero es difícil de aceptar como representativa de equidad sino se dispone de datos estadísticos bien lleva-

dos. El "número de pozos" se usa en la mayoría de las fórmulas por que, por lo general, representa la magnitud de la inversión y la idea del efecto promediante del volumen por unidad del área de producción, pero es factor de simple compromiso, que es aceptado por las partes para lograr cierto ajuste en las participaciones. El "área productiva", es un índice determinante en campos petrolíferos apenas en desarrollo, donde el conocimiento es relativo con respecto al tipo y extensión del yacimiento y se presuponen volúmenes de hidrocarburos potencialmente recuperables.

Por lo que respecta al "volumen de formación productora", que es el factor preponderante usado en las fórmulas de participación, por que representa la cantidad de hidrocarburos "in situ", es utilizado de tres maneras: como "volumen neto", "volumen bruto" o "volumen ajustado", dependiendo de la posibilidad de diferenciar el yacimiento y de la exactitud de estimación de estos parámetros, en base a la información disponible.

Establecida la fórmula de participación aplicable, de acuerdo con los criterios transcritos, las partes calcularán la producción acumulada del yacimiento unificado para la fecha de la firma del convenio y los respectivos atrasos y deficiencias, los cuales serán recuperables según el procedimiento que al efecto se prevea en el Convenio. Atraso significa la cantidad de sustancias unificadas que le corresponden a cualquiera de las partes y que dicha parte no hubiera tomado para la firma de Convenio. "Deficiencia": significa que las cantidades de sustancias unificadas, recibidas por una parte después de la firma del Convenio, son menores que su participación para este momento, en comparación con el total de las cantidades recibidas por todas las partes entre la fecha de la firma del Convenio y ese momento.

Determinadas las participaciones que corresponden a cada una de las partes se procede, en consecuencia, a determinar la "Rata de producción diaria del Yacimiento" y a fijar las correspondientes cuotas de producción, de acuerdo con los siguientes conceptos:

a) CUOTA DE PRODUCCION PRIMARIA: la porción de pro-

ducción mensual de sustancias unificadas que le corresponde a cada parte en base a su "Participación".

- b) CUOTA DE PRODUCCION SUPLEMENTARIA: con respecto a cada parte en cualquier momento dado, la porción de la producción mensual de sustancias unificadas que le corresponde a dicha parte por concepto de atraso o deficiencia.
- c) CUOTA DE PRODUCCION BASICA: la porción de producción mensual de petróleo unificado que cada parte tendría derecho a recibir, por concepto de su "Cuota de Producción Primaria" y su "Cuota de Producción Suplementaria".
- d) CUOTA DE PRODUCCION NO REQUERIDA: la porción de la "Cuota Básica" de sustancias unificadas no tomadas por una parte.
- e) CUOTA DE PRODUCCION ADICIONAL: la porción de producción mensual de sustancias unificadas a la cual tiene opción una parte por concepto de las "Cuotas de Producción no Requeridas" por las otras partes.
- f) CUOTA DE PRODUCCION TOTAL: la porción de producción mensual de Petróleo Unificado que cada parte tendría derecho a recibir por concepto de su "Cuota de Producción Básica" más su "Cuota de Producción o menos su "Cuota de Producción no Requerida".

En la práctica las cuotas de producción se aplican conforme a las siguientes reglas:

1. Cada Parte con atraso tendrá derecho a recibir de la (s) parte (s) adelantada (s), con el fin de eliminar su atraso, una Cuota de Producción Suplementaria.
2. Cada Parte Deficiente tendrá derecho a recibir de la (s) parte (s) adelantada (s) con el fin de eliminar su Deficiencia, una Cuota de Producción Suplementaria, fijada en un porcentaje, de la participación de la Parte Deficiente.
3. Cada "Parte Incapacitada", con el fin de eliminar



su incapacidad, tendrá derecho a recibir de las otras Partes un volumen de petróleo unificado suficiente para completar su "Cuota de Producción Básica" en cada oportunidad que demuestre dicha incapacidad.

4. Cuando una Parte no requiera una porción o el total de su Cuota de Producción Básica, las otras Partes tendrán derecho a recibir Cuotas Adicionales, cuya suma será igual a la Cuota no requerida. Cuando dos Partes requieran Cuotas Adicionales éstas les serán asignadas en proporción a su Cuota de Producción Básica. Para el caso de que una de tales Partes no requiera el total de su Cuota Adicional, el remanente será agregado a la Cuota Adicional de la otra Parte, si esta otra Parte lo desea y hasta la cantidad que desee.
5. La cuota de producción total de una Parte puede ser expresada en base a porcentaje del total de la producción mensual de petróleo Unificado, como resultada de dividir la Cuota de Producción total de esa Parte por la Cuota de Producción Total de todas las Partes.
6. Con el objeto de evitar que una Parte se convierta en deficiencia por no tener mercado para su Cuota de Producción, cualquier otra de las Partes que tuviese mercado, la compartirá con dicha Parte.
7. Si una Parte prevé que tendrá una Cuota no Requerida durante cierto período, podrá notificar a las Partes de la probable duración de tal período, en el entendido que dicha Parte tendrá derecho a recibir el total de sus Cuotas desde cualquier mes mes dado dentro del período mediante notificación por escrito con quince (15) días, por lo menos de anticipación, a la Parte o Partes que estén haciendo uso de tal Cuota.

FECHA EFECTIVA

Por "Fecha Efectiva", de la Unificación, se entiende la fecha a partir de la cual deben comenzar a contarse los efectos del convenio de Unificación por lo que respecta a los volúmenes de hidrocarburos que se "hubieren producido con anterioridad a la firma

del convenio". Vale decir que la fecha efectiva es la fecha más antigua, a partir de la cual puede cualquier explotador hacer la respectiva reclamación por pérdida, en la facultad de explotar volúmenes de hidrocarburos del yacimiento común.

La determinación de la fecha efectiva adquiere capital importancia si se toma en cuenta que la misma, se establece en función del ajuste retroactivo, por volúmenes de hidrocarburos producidos del yacimiento común, a que se tiene derecho a partir de la fecha en que compruebe el explotador su acceso al yacimiento común.

En este sentido, la mayoría de los convenios de Unificación suscritos por los explotadores fijan su fecha efectiva, a partir de aquella en que ambas Partes han producido del yacimiento común, con lo que cualquier ajuste retroactivo se haría hasta esa fecha y no más allá, pues el derecho de producir del mismo yacimiento sólo viene a quedar demostrado por su contacto con el yacimiento común, mediante la perforación y subsiguiente producción.

La anterior manera de determinar la fecha efectiva de la Unificación, si bien nos parece correcta por lo que respecta a la forma de establecer el punto de partida para calcular los volúmenes de hidrocarburos que corresponden al explotador que hubiere sido drenado, nada dice sobre los volúmenes de hidrocarburos que se hubieren obtenido por medio del drenaje desde el comienzo de la explotación, hasta la oportunidad en que se procedió a unificar el yacimiento común y se fijó su fecha efectiva; con lo cual, aparentemente, se estaría atribuyendo al explotador más antiguo la propiedad sobre esos volúmenes respecto de los cuales habría ejercido el "derecho de captura", lo que resulta inadmisibles a la luz de nuestras legislaciones, ya que, por ser la Nación propietaria de los yacimientos y por tener el explotador un derecho de explotación limitado a los volúmenes que se estimen contenidos dentro de su parcela de explotación, sería en definitiva, ésta, quien tendría el derecho a reclamar el ajuste retroactivo por los volúmenes obtenidos en forma adicional por la acción del drenaje del explotador.

En efecto, en nuestra opinión creemos que a falta de norma legal expresa, la delimitación física de la parcela viene impuesta por los respectivos derechos de explotación, ya que el derecho consagrado a favor de los explotadores es "un derecho exclusivo" y, como tal no puede ejercerse de manera que colida con el también "derecho exclusivo" de su vecino, ni con los derechos de propiedad por demás excluyentes, de la Nación, con lo cual debe aceptarse que es el daño causado al derecho ajeno, de la Nación o de los particulares, lo que en definitiva viene a delimitar el derecho de explotación, por lo que respecta a la cabida de la parcela de explotación y que le impide, consecuentemente, hacer suyos los volúmenes adicionales que por efecto del drenaje fluyan a su parcela de explotación.

De tal forma pensamos que puede sostenerse, como principio general, que quien hubiere obtenido por medio de drenaje volúmenes de hidrocarburos adicionales, a los que le corresponden en el correcto ejercicio de su derecho de explotación, estará obligado siempre a reintegrarlos al vecino y a la Nación.

En efecto, como en la práctica es difícil que a dos o más explotadores les sea otorgado a un mismo tiempo sus derechos de explotación y comiencen a explotar y a producir simultáneamente del yacimiento, debemos partir de la hipótesis de que el yacimiento se hace común, por el advenimiento de otro explotador. En este caso, el nuevo explotador sólo podrá exigir que le reintegren los volúmenes que hubieran sido drenados desde la fecha a partir de la cual demuestre, mediante la correspondiente perforación y producción, su acceso al yacimiento común; vale decir que no podrá alegar perjuicios, sino a partir de la fecha según la cual, de acuerdo a su acción, demostrativa, le haya sido menoscabado su derecho de explotación; ya que el ámbito de aplicación de su derecho de explotación está circunscrito y le fue otorgado sobre el volumen de las reservas de yacimientos ya disminuidas, por el efecto del drenaje del vecino.

Debemos aclarar, que nos referimos al drenaje producido por el hecho mismo de la explotación, o sea aquel que se produce inevitablemente con la acción

de la explotación como consecuencia de la inercia y el carácter migratorio de los hidrocarburos, con lo cual no se configura el abuso en el ejercicio del derecho de explotación ya que el drenaje producido no es la consecuencia del exceso en el uso de la facultad, potestad o atribución, cuando es ejercido con intención de dañar a otro, vale decir que no se trata de la acción intencional y deliberada del explotador ya que entonces, por configurarse un hecho ilícito, estaría regulado y sometido a un régimen distinto.

Acorde con lo expuesto sostenemos, en consecuencia que los volúmenes que hubieren sido drenados con anterioridad a la fecha que se señala como efectiva en los convenios de Unificación, no corresponden al antiguo explotador sino que se le adeudan y deben ser reintegrados a la Nación, quien como propietaria de los yacimientos, sería en definitiva la que habría sufrido los perjuicios causados por la acción involuntaria del explotador. No podría aceptarse una conclusión en contrario, porque ello sería permitir un enriquecimiento sin causa, ya que se obtendrían beneficios por el petróleo extraído de las áreas drenadas, sin tener derecho a esos beneficios por carecer del título respecto a dichas áreas.

Criterio similar debe sostenerse en aquellos convenios en los cuales es parte la Nación, concretamente en los que es parte conjuntamente con más de un explotador. En efecto, de señalar como fecha efectiva al último día de las condiciones originales del yacimiento si bien se sostiene y aplica el principio según el cual la Nación es la propietaria de los yacimientos, se estaría reconociendo, al menos a uno de los explotadores, participación sobre volúmenes de hidrocarburos a los cuales no tiene derecho por haber sido drenados con anterioridad a la fecha, a partir de la cual tuvo acceso al yacimiento común; con lo cual no se habría producido el perjuicio al derecho ajeno, que en nuestro concepto, es lo que origina el derecho al reintegro de los volúmenes de hidrocarburos; ya que debemos partir de la hipótesis de que ambos explotadores no comenzaron a producir simultáneamente, de manera que para cada uno su derecho nace, a partir de la fecha en que se demuestra su acceso al yacimiento común.



En oposición a este planteamiento, se ha sostenido que sería injusto obligar a los explotadores a pagar el equivalente de los volúmenes de los hidrocarburos extraídos en exceso del yacimiento común, cuando la cantidad de petróleo aprovechado por el explotador no sobrepase al volumen que le hubiera correspondido al mismo, durante la vigencia del derecho de explotación.

De aceptar tal posición, tendríamos que convenir que estamos frente a una clara atribución de la propiedad de yacimiento y por ende de las reservas a los particulares, y podría resumirse en la frase "quien paga es el yacimiento"; lo que indudablemente nos luce totalmente el margen de los principios fundamentales, que rigen la materia.

A este respecto, cabría observar que los hidrocarburos contenidos en el subsuelo pertenecen a la Nación, que en ningún modo, el derecho de explotación le otorga derecho de propiedad alguno a los particulares sobre los yacimientos por que su derecho se circunscribe, a extraer los hidrocarburos correspondientes a la parcela concedida y a aprovecharse de ellos una vez extraídos. Esto significa que el explotador sólo puede asumir la propiedad sobre el petróleo efectivamente extraído del yacimiento, y que en ningún caso, puede alegar derechos de propiedad sobre las reservas, porque los hidrocarburos contenidos en el subsuelo continúan siendo en todo momento propiedad de la Nación.

En este sentido, en los convenios de unificación se estipulan en cifras porcentuales los respectivos derechos de explotación para distribuir equitativamente los hidrocarburos producidos del yacimiento común entre quienes tienen derecho a su aprovechamiento. A los fines de establecer dichos porcentajes, se determina el volumen de hidrocarburos que se estime contenido bajo la superficie sobre la cual cada uno de los titulares de derechos de explotación, puede producir y dentro de los planos hipotéticos que atraviesan las respectivas parcelas de explotación. Por tanto, se computan estos volúmenes a objeto de establecer la proporción correspondiente a cada parte, sobre cada barril de petróleo extraído, y es sólo una vez hecha la extracción que las Partes, podrán repartirse el petróleo en

la proporción convenida porque la estimación de los referidos volúmenes no lleva en ningún caso a atribuirle a los explotadores propiedad sobre los hidrocarburos cuantificados en el yacimiento; ello reñiría con el enunciado principio de orden público según el cual, la propiedad del subsuelo es de la Nación, en forma absoluta y por demás excluyente.

Queda de esta forma entendido que la atribución de la propiedad, en base a los porcentajes convenidos, es sobre los hidrocarburos que se produzcan; de allí que de producirse la totalidad de los volúmenes contenidos en un yacimiento, matemáticamente cada uno de los explotadores habrá obtenido un porcentaje de las reservas que se estimaron en el yacimiento, pero ello fue posible porque fueron extraídas, no porque se atribuyó a cada explotador un porcentaje sobre las mismas "in situ"; vale decir, porque se cumplió el supuesto de hecho necesario para que se diera la aplicación de la consecuencia jurídica prevista por la norma, en este caso, la atribución de la propiedad por cuanto esos hidrocarburos fueron producidos.

Admitir que un explotador no estaría obligado a devolver el petróleo extraído en exceso de su participación establecida en el respectivo convenio, cuando esa cantidad no sobrepasare el volumen que le hubiere podido corresponder al mismo durante la vigencia del derecho, no será otra cosa, que permitir compensar dicha obligación de reintegrar a la Nación, con la expectativa del explotador de extraer determinados volúmenes del yacimiento; compensación que bajo ningún supuesto, podría ser oponible a la Nación, y que en este caso, tampoco podría admitirse porque significaría otorgarle al explotador derechos de propiedad sobre los volúmenes de petróleo que esperaba extraer del yacimiento, en abierta contradicción con el principio fundamental de que los hidrocarburos contenidos en el subsuelo, son propiedad exclusiva de la Nación.

El expresado planteamiento fue sostenido en nuestro país, por la Corporación Venezolana del Petróleo, y aplicado por primera vez en el convenio suscrito para la explotación del campo "Lamar", en el cual se incorporó el concepto "deficiencia", para expresar, a par-

tir de la fecha "efectiva" del convenio, la cantidad en la que el volumen de petróleo unificado recibido por una parte, es menor que su participación total de petróleo acumulado, producido por el yacimiento hasta ese mismo momento por todas las demás partes; vale decir, que las cantidades de hidrocarburos recibidos por una parte, en un momento dado, son menores que su participación para ese momento, en comparación con el total de las cantidades recibidas por todas las partes para la oportunidad que se fije con el objeto de determinarla.

Así vemos como el contrato se suscribe el 25 de Junio de 1969 y se señala como fecha efectiva el 1° de Mayo de 1961; ello, con el objeto de retrotraer los efectos del convenio hasta la oportunidad en que se comenzó la explotación del referido campo, y de esta forma participaría el Estado, a través de la Corporación Venezolana del Petróleo, en el aprovechamiento del yacimiento desde sus condiciones originales.

Posteriormente, dicha tesis obtiene consagración legal cuando al nacionalizarse nuestra industria petrolera, en el artículo 15, literal B), de la "Ley que reserva al Estado, la Industria y el Comercio de los hidrocarburos", se estableció que, del monto de la indemnización debida a los concesionarios, se deduciría:

"El valor del petróleo extraído por los concesionarios expropiados fuera de los límites de sus concesiones, de acuerdo con los volúmenes establecidos en los convenios de explotación unificada de yacimientos, celebrados con la Corporación Venezolana del Petróleo. Cuando no se hubieren celebrado dichos convenios el Ejecutivo Nacional determinará las cantidades a deducir por este concepto".

En esa oportunidad sostuvimos que en el referido artículo no solamente se estaba dando consagración legal, al concepto de "deficiencia" como modalidad determinante en las cuotas de producción, incorporado en los convenios por la Corporación Venezolana del Petróleo, sino también, se estaba estableciendo la

"delimitación jurídica de las respectivas parcelas de explotación" pues la frase... "petróleo extraído fuera de los límites de sus concesiones"... debía ser entendida" como volúmenes de petróleo extraídos en exceso del que tenían derecho a producir del área hipotética delimitada por los derechos de explotación de su vecino concesionario o de la propia nación, y no como petróleo extraído fuera de los límites físicos de la concesión, ya que esta delimitación además de ser físicamente imposible de efectuar implica el que los volúmenes adicionales se hubieran obtenido por la acción directa sobre la parcela del vecino, lo que en nuestro país, en virtud de las normas técnicas y legales aplicables a la producción resultaba en cierta forma difícil".

CONTENIDO DE LOS CONVENIOS

Es un hecho evidente, que naciendo la explotación unificada en los EE.UU., llegue a Latinoamérica como parte de la tecnología propia de la industria petrolera y siguiendo las bases y estructura de sus similares de Norteamérica. Sin embargo, es de hacer notar, que la acción del Estado cada vez mayor, en su empeño por manejar los propios recursos de hidrocarburos, ha hecho que los referidos convenios comiencen a adquirir características propias, mediante la incorporación de principios, términos y definiciones tendientes a hacer valer y respetar los derechos de la nación, frente a los particulares contratantes y, condicionando los derechos de éstos, en beneficio de los participantes.

En este sentido, pueden indicarse como principios que informan la explotación unificada de yacimientos en Latinoamérica, los siguientes:

1. Consideración de la intransferibilidad de los derechos de explotación y condicionamiento de los mismos, tanto en beneficio de la Nación como de los particulares.
2. Determinación de los porcentajes de participación en base al volumen de roca saturada que se estime contenida bajo el área correspondiente a cada asignación o concesión.
3. Pago del drenaje causado antes o después de sus-



crito el convenio, mediante la incorporación de los conceptos: deficiencia e incapacidad.

4. Distribución de la producción de manera que cada uno de los participantes reciba su cuota en base a la proporción, deficiencia e incapacidad a que tenga derecho.
5. Señalamiento del día del comienzo de la explotación, como fecha efectiva de la explotación unificada.
6. Vigencia del convenio por todo el tiempo de los derechos.

Por lo que respecta a la estructura general, los convenios de explotación unificada se dividen en capítulos contentivos de cláusulas y anexos que contemplan los siguientes aspectos:

1. Preámbulo: contiene las declaraciones de las partes de considerar el yacimiento común a sus parcelas de exploración y el acuerdo de llevar a cabo operaciones que sobre bases sanas, se consideren idóneas para impedir el desperdicio y obtener la máxima recuperación, asegurando de esta forma una justa participación a cada uno de ellos.
2. Definiciones: fija y precisa los conceptos e interpretaciones que debe darse a los términos y vocablos usados en el convenio.
3. Comité Supervisor: determina el procedimiento para su designación, atribuciones, facultades que corresponden al Comité, bajo cuya dirección se desarrolla y opera la unidad constituida por el convenio.
4. Explotación del yacimiento unificado: relativo a determinar el procedimiento y las operaciones que, de conformidad con el contrato, deben efectuarse para la explotación del yacimiento.
5. Participaciones y ajustes: determina las equidades que han sido convenidas por las partes, así como el procedimiento para hacerlas efectivas y

para efectuar los ajustes necesarios cada vez que se modifiquen los límites o el volumen de arena neta petrolífera del yacimiento unificado.

6. Control y distribución de producción: relativo a la fijación de la rata de producción diaria del yacimiento, así como al procedimiento para hacer efectivo el reparto de las proporciones convenidas.
7. Gas unificado: determina los propósitos de su uso como materia unificable y su distribución en base igualmente a la proporción convenida.
8. Recuperación inducida: relativo a los programas requeridos para aumentar o mantener la energía de yacimiento, con el objeto de incrementar la recuperación económica adicional de volúmenes de hidrocarburos sobre lo obtenible por métodos primarios.
9. Uso de pozos e instalaciones: determinación de los pozos e instalaciones que cada parte debe dedicar, a los fines de la explotación unificada.
10. Gastos y Contabilidad: determinación de los gastos que deberán corresponder a cada uno de los participantes, así como los que deberán ser sufragados por la cuenta común.
11. Impuestos, multas y Responsabilidad Civil: determinación de los impuestos que corresponden a cada participante, así como la fijación de la responsabilidad que por daños a propiedades o daños personales, debe asumir cada uno de ellos.
12. Arbitraje Legal y Técnico: determinación del procedimiento a seguir por interpretaciones o divergencias que puedan surgir entre las partes, con motivo del convenio.

LA EXPLOTACION UNIFICADA Y LA DETERMINACION DE LIMITES TERRITORIALES ENTRE ESTADOS

El ejercicio por los particulares de las actividades propias de la industria petrolera bajo el postulado fundamental según el cual, "los hidrocarburos contenidos

en el subsuelo pertenecen al Estado", expresado en la frase: El Estado es el propietario de los yacimientos y sólo concede a los particulares un derecho temporal para explotarlos y aprovecharse de las sustancias sustraídas", no es otra cosa, que una exteriorización más del poder del Estado para imponer las normas de su ordenamiento jurídico, aún coactivamente, en relación con las personas y cosas que están en un territorio y en la facultad de usar de éste para fines de interés colectivo.

Dicha manifestación de soberanía territorial, se hace igualmente presente en las relaciones externas con los otros Estados igualmente dotados de ordenamientos autónomos, y se evidencia, principalmente, como derecho del Estado a no ser impedido o entorpecido en el ejercicio de sus poderes en el propio territorio y a no ser, en consecuencia, despojado de éste. Es por ello, que la determinación del espacio del área territorial o marítima de un Estado, ha sido considerado "el acto jurídico-político de mayor trascendencia en relación a la existencia de un Estado".

Determinado el territorio de un Estado, resulta entonces evidente que la explotación de yacimientos petrolíferos que se encuentran ubicados en zonas limítrofes no escapa a la problemática planteada en el presente trabajo: se trata de evitar que cualquiera de los Estados limítrofes se pueda perjudicar con motivo de la explotación, por el otro Estado, de un campo o estructura que se extiende a través de la línea de delimitación.

Hasta ahora la práctica internacional ha sido la de consagrar convencionalmente, en una cláusula, la hipótesis de una "misma estructura geológica o campo mineral de hidrocarburos o de gas natural que se extiende a través de la línea de delimitación, y, que pudiese ser explotado total o parcialmente desde el otro lado, en cuyo caso, las partes harán esfuerzos para lograr un acuerdo sobre la forma de explotación más efectiva y la manera de repartir los costos y beneficios relativos a dichas actividades".

Los términos en que está planteada la hipótesis antes referida, requieren los comentarios siguientes:

- a) Se "utiliza estructura o campo" y no "el pozo o yacimiento", precisamente por su carácter genérico, toda vez que, en caso de cualquier duda, se aplicará el principio establecido, evitándole perjuicios a las partes. El criterio más restringido hubiese sido más controversial y hubiere dado lugar a abusos, los cuales se evitan con la actual precisión normativa.
- b) Se deja para ser regulado mediante un "convenio adicional" todo lo pertinente a: forma de explotación, método de distribución, repartición de costos, etc.

Tal ha sido la metodología seguida por los Estados en los últimos quince años, pudiéndose encontrar cláusulas similares, por ejemplo, en los tratados suscritos entre: Iran - Qatar (20.2.69); Malasia - Indonesia (27.10.69); Alemania Dinamarca - Holanda (28.1.71); Gran Bretaña - Dinamarca (25.11.71); Australia - Indonesia (9.10.72); Canadá - Dinamarca (7.12.73); Japón - Corea (30.1.74).

El tratado del Río de la Plata se aparta de la tendencia seguida en los tratados antes indicados y, al referirse a la explotación de yacimientos comunes establece que: "...el yacimiento o depósito que se extiende a uno y otro lado de la línea establecida en el artículo 41, será explotado en forma tal que la distribución de los volúmenes del recurso que se extraiga de dicho yacimiento o depósito sea proporcional al volumen del mismo que se encuentra a cada lado de dicha línea".

A nuestra manera de ver, en el mencionado tratado encontraría consagración, el principio fundamental que informa la explotación unificada, según el cual, la distribución de la producción se hace en proporción al volumen que se estime contenido bajo la parcela de explotación, lo que en definitiva, no es otra cosa, que la cuantificación del derecho de explotación que le ha sido concedido; tanto más cuanto que, en este caso estaríamos frente a Estados en ejercicio de derechos soberanos, y quedaría para ser objeto de negociaciones en un convenio adicional la participación en lo que se produzca y no el concepto mismo.

Por lo que respecta a nuestro país, en el tratado de delimitación suscrito con el Reino de Los Países Bajos, el día 31 de marzo de 1978, en sus artículos 6, 7 y 8 se establece la hipótesis y el procedimiento que debe ser cumplido por las partes para la explotación de estructura geológica o campo ubicado en la zona limítrofe. A estos efectos se establece un proceso escalonado que comprende:

- a) Realización de consultas técnicas con el objeto de diagnosticar la situación planteada; lo que comprende: la identificación de la estructura geológica o campo mineral de hidrocarburos o gas, y su extensión a través de la línea de delimitación; y
- b) La designación de expertos, quienes deberán determinar las reservas "in situ" y los volúmenes que corresponden a cada Estado en proporción con el volumen total.

De no arribarse a un acuerdo entre las partes para la designación de los expertos, como mecanismo supletorio se recomienda al Secretario General de las Naciones Unidas escoger uno (1) y hasta dos (2) miembros de la Comisión. La Comisión determinará sus propios procedimientos y decidirá por mayoría de votos siendo sus decisiones obligatorias para las partes.

Por otra, afin de mantener a ambos estados en pleno conocimiento de las actividades del país limítrofe, se establece el deber de notificar a la contraparte de toda perforación para la explotación o exploración dentro de una (1) milla náutica de la línea de delimitación; se trata en todo caso de una seguridad o prevención adicional que no menoscaba el principio de la explotación unificada.

Las partes se obligan a establecer de común acuerdo la ubicación de la instalación y otro artefacto o el punto de extracción del pozo, en relación a la línea limítrofe. En todo caso, si las partes no llegasen a un acuerdo en cuanto a los puntos señalados, se resolverá la diferencia mediante una experticia técnica.

Otros países como por ejemplo, Noruega, Gran Bretaña, Irlanda del Norte, han optado por un procedi-

miento distinto en el cual, inclusive, tienen participación activa los explotadores, ya que para la explotación unificada requiere no solamente que los Estados suscriban un "Convenio Adicional" al "tratado sobre delimitación territorial, sino que los explotadores, por su parte, celebren un "convenio para la operación de la unidad constituida".

El procedimiento seguido por los referidos países comprende los siguientes pasos:

1. Se suscribe el correspondiente "tratado para la delimitación territorial, previendo la posibilidad de la explotación unificada de los yacimientos que resultaren comunes a sus territorios, en cuyo caso, los Estados "en consulta con los explotadores, si los hubiere", tratarán de celebrar un convenio para la explotación más eficiente del yacimiento.
2. Demostrando que el yacimiento es común por extenderse en el territorio de los Estados, se procede a suscribirse, en ejecución de las previsiones del "tratado de delimitación", el correspondiente convenio adicional para la explotación del campo.

En dicho convenio adicional se toman las siguientes previsiones:

- El campo se explota como una "unidad"
- Cada estado requiere a sus explotadores la celebración de un convenio, con los explotadores del otro Estado, para regular la operación del campo. Este convenio requiere la aprobación de ambos Estados y debe contener cláusulas que aseguren que, en caso de conflicto entre sus disposiciones y las del convenio de explotación suscrito por los Estados, éstas prevalecerán.
- El campo será operado y manejado por un solo explotador, designado de entre ellos, y en todo caso, aprobado por los Estados.

Se cuantifica el volumen de reservas "in situ" y se atribuyen a los Estados en proporción al volumen que se estime contenido en un territorio, para lo cual se toma en cuenta la extensión del yacimiento en di-



cho territorio. Los explotadores o concesionarios explotan el yacimiento y hacen suyas las reservas de acuerdo con su correspondiente título de explotación.

El expresado mecanismo "tratado de delimitación territorial" - "convenio adicional" - "convenio de operación", nos parece sumamente útil para su aplicación en Latinoamérica en aquellos casos en los cuales el yacimiento común a los Estados no está siendo explotado por el propio Estado a través de empresas de su propiedad, sino por particulares, porque de esta manera se obvia la problemática legal que supondría la entrega de volúmenes de hidrocarburos por un Estado a un particular explotador de otro Estado.

La tendencia en los últimos 15 años, tal como antes se indicó, ha sido la de consagrar en los "tratados internacionales sobre límites" la hipótesis de que un yacimiento se extienda a través de la línea de delimitación, en cuyo caso, los Estados contratantes a los fines de la explotación del yacimiento común suscribirán un "Convenio Adicional" en el cual se prescribirá todo lo relativo, entre otros aspectos de la explotación: Cuotas de producción, manejo de la unidad, costos beneficios, operación de la unidad y programas de perforación.

La ejecución de las previsiones del "Convenio Adicional" no ofrecerá mayor problema cuando la explotación del yacimiento común va a ser efectuada directamente por el Estado contratante, o, a través de entes de su propiedad cualquiera sea la figura Jurídica en virtud de la cual se hubiesen constituido; ello en razón de que siendo el Estado el propietario de los yacimientos estaría, en todo caso, ejerciendo los atributos que conforman su derecho de propiedad por medio de entidades el mismo ha creado a tales fines, lo que no sería otra cosa que una manifestación del ejercicio de su soberanía externa frente al otro Estado.

Tratándose de particulares en ejercicio de un derecho de explotación concedido con anterioridad a la vigencia del correspondiente "tratado", tendríamos que determinar la medida en que los efectos del tratado, destinado a surtir efectos en principio, entre

Estados, podría incidir en una situación jurídica preexistente.

A este respecto consideramos que, a falta de disposición legal expresa, la adecuación de las situaciones jurídicas previas, a la nueva situación creada por el tratado, viene dada no solamente por la consideración de la "propiedad del yacimiento" y la noción de "utilidad pública" que dominan la actividad petrolera, sino también por la naturaleza del derecho que se le ha concedido al explotador.

En efecto, siendo los yacimientos de la propiedad del Estado, al particular no se le confiere la propiedad de los yacimientos, sino el derecho real de explorar e área concedida y de explotar, por tiempo determinado, los yacimientos que se encuentren en ella de acuerdo con la Ley. De esta forma queda definida y precisada la naturaleza del derecho otorgado al explotador, cual es la de ser un "derecho real".

Pero como quiera que los yacimientos son del dominio público de la nación y su uso está regulado por la Ley, ese derecho real resulta una limitación de ese dominio y propiedad, pero sólo en la medida y contenido señalados por la Ley, con lo cual en definitiva es un derecho real limitado sobre cosa ajena que vendría a ser un bien demanial.

Por lo que respecta al contenido propio del derecho de explotación, vale decir en cuanto a los intereses privados que protege, se reduce al derecho de "extraer", dentro de los límites de la correspondiente parcela de explotación, las sustancias concedidas y de "aprovecharlas" una vez extraídas. Es, en consecuencia un derecho real limitado a la extracción de las sustancias concedidas y al aprovechamiento de las extraídas.

Entre el interés del Estado y el del explotador no existe ni puede existir una oposición de fines y propósitos. Ambos intereses actúan en función solidaria, de manera que se integran y complementan recíprocamente; sin embargo, el interés del Estado tiene, dentro del ordenamiento jurídico, una jerarquía superior reconocida por la Constitución y las Leyes. La preponderancia de ese interés viene dada por la "uti-

lidad pública" de que está revestida toda esa materia, con lo cual todas las actividades y operaciones que realice el explotador, se efectúan en función del interés público que ellas procuran a la Nación y, en segundo lugar, del interés del explotador.

En concepto formal de utilidad pública, además de tener naturaleza programática, encierra igualmente un principio que le imprime sentido obligatorio y específico a la explotación, de forma tal, que el interés privado del explotador en cuanto a lo que ese interés público se refiere, está supeditado al del Estado.

A nuestra manera de ver, en el otorgamiento de nuevos derechos de explotación en zonas limítrofes debe tenerse en cuenta, entre otros factores, la circunstancia de que el yacimiento que se explote se extienda al territorio de otro Estado, en cuyo caso, en una legislación petrolera bien definida debe tomarse la previsión pertinente de manera que, no quede a la interpretación de las partes la obligación para el explotador de proceder a la "explotación unificada del yacimiento" con sujeción a los términos y condiciones que convengan los Estados mediante el correspondiente tratado que suscriban.

Tal previsión ha sido consagrada en algunas legislaciones Latinoamericanas, como por ejemplo en la vigente en la República de Guatemala en la cual se toma la mencionada previsión tanto para su aplicación en el Derecho Interno como en el Derecho Internacional. Así encontramos que en los Artículos 144 y 147 del "Reglamento de Exploración y Explotación de Hidrocarburos" la obligación a cargo de los contratistas y titulares de derechos petroleros de celebrar convenios de explotación unificada cuando se demuestre que el yacimiento es común en dos o más de ellos.

Por lo que respecta al Derecho Internacional, en el Artículo 14 del citado Reglamento se prevé la posibilidad de que la explotación pueda ser objeto de un convenio internacional, celebrado con las formalidades de Ley, a fin de explotar el yacimiento en forma común con el país vecino.

De manera que, una vez suscrito el convenio por los Estados interesados la referida obligación por dis-

ponerlo así el Artículo 4º pasa a formar parte de las disposiciones aplicables a los contratos de operaciones de exploración y explotación aprobados conforme a la Ley.

Todo lo antes expuesto creemos que resume, a grandes rasgos, los postulados básicos y principios que, en nuestra opinión deben orientar, acorde con la realidad Jurídica Latinoamericana, cualquier intento de "explotación unificada de yacimientos petrolíferos", tanto en el orden Nacional como en el orden Internacional. Principios y postulados, estos, que a manera de conclusiones nos limitamos a enunciar así:

1. Obligatoriedad de recurrir a la explotación unificada de yacimientos petrolíferos en aquellos casos en los cuales este resulte común a dos o más explotadores, dentro de un Estado.
2. En los "tratados sobre delimitación territorial", prever la posibilidad de recurrir a la explotación unificada en el caso de yacimientos ubicados en zonas limítrofes.
3. Inaplicabilidad de la llamada "Ley de Captura" ya que se consagraría el derecho del explotador a apropiarse de todo el petróleo que extraiga aún cuando pudiese probarse que el mismo procede de la parcela de explotación contigua a la suya, lo que reñiría con el sistema de propiedad del subsuelo.
4. Reparto de la producción en proporción a los derechos concedidos a los explotadores concedidos a cada explotador, de manera que la cuota que se asigne resulte la medida o cuantificación de su derecho de explotación.
5. Señalar como fecha efectiva de la explotación unificada, las condiciones originales del yacimiento cuando en la exploración concurre la nación conjuntamente con un particular explotador.

Las expresadas consideraciones no pretenden agotar las principales conclusiones a que pueda llegar-se en esta materia, estoy seguro que ustedes sabrán deducir otras de mayor significación que las aquí señaladas, con lo cual se lograría uno de los propósitos que perseguimos con el presente trabajo.



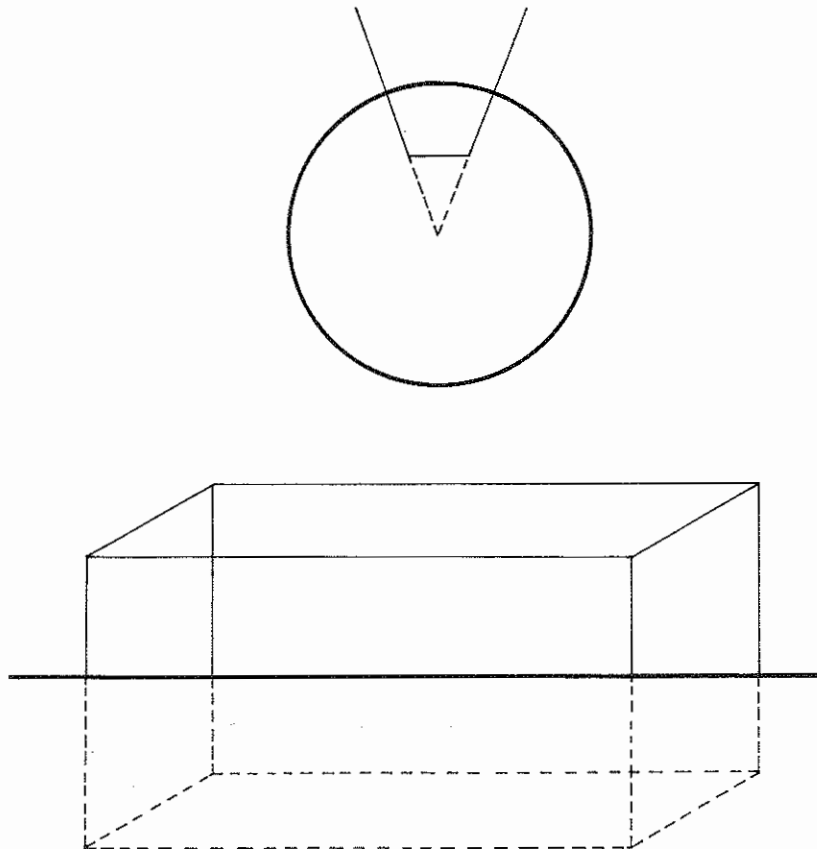
REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

- ACOSTA HERMOSO, Eduardo "Este Petróleo es Venezolano"
Editorial Arte. Caracas - Venezuela
1964.
- DUQUE CORREDOR, Luis Enrique "Aspectos Legales de la Explotación Unificada de Yacimientos Petrolíferos".
Corporación Venezolana del Petróleo
Caracas - Venezuela.
1975.
- DÚQUE SANCHEZ, José Roman "El Derecho de la Nacionalización Petrolera".
Editorial Jurídica Venezolana
Caracas - Venezuela
1978.
- DUQUE SANCHEZ, José Román "El Concepto Físico - Geométrico de las minas en función del derecho de Explotación".
Biblioteca de la Academia de Ciencias Políticas y Sociales. Serie Estudios.
Caracas - Venezuela
1982.
- GONZALEZ BERTI, Luis "Compendio de Derecho Minero Venezolano".
Volumen II - Colección Justicia Et Jus
Mérida - Venezuela
1970.
- HARDWICKE, Robert E. "Unitization Statutes: Voluntary or Compulsion"
Rocky M.T.
- MID - CONTINENT OIL, And Gas "Hand Book on Unitization of Oil Pool"
- MORALES PAUL, Isidro "La delimitación de áreas marinas y submarinas al Norte de Venezuela"
Biblioteca de la Academia de Ciencias Políticas y Sociales. Serie Estudios N° 9
Caracas - Venezuela
1983.
- MEYERS, Raymond "The Law of Pooling and Unitization"
Banks and Company. Albany
New York
1958.
- SEARLS, David "Antitrust and Other Statutory Restrictions of Unit Agreements."
1952.
- Velarde, Hugo "Unificación de Yacimientos petrolíferos"
Corporación Venezolana del Petróleo
Caracas - Venezuela
1974.
- Williams & MEYER Manual of Oil and Gas Terms.
Banks and Company.
Albany, New York
1957.
- WILIAMS - MAX well - MEYER "Cases and Material on the Law of Oil and Gas"
The foundation Press
New York
1956

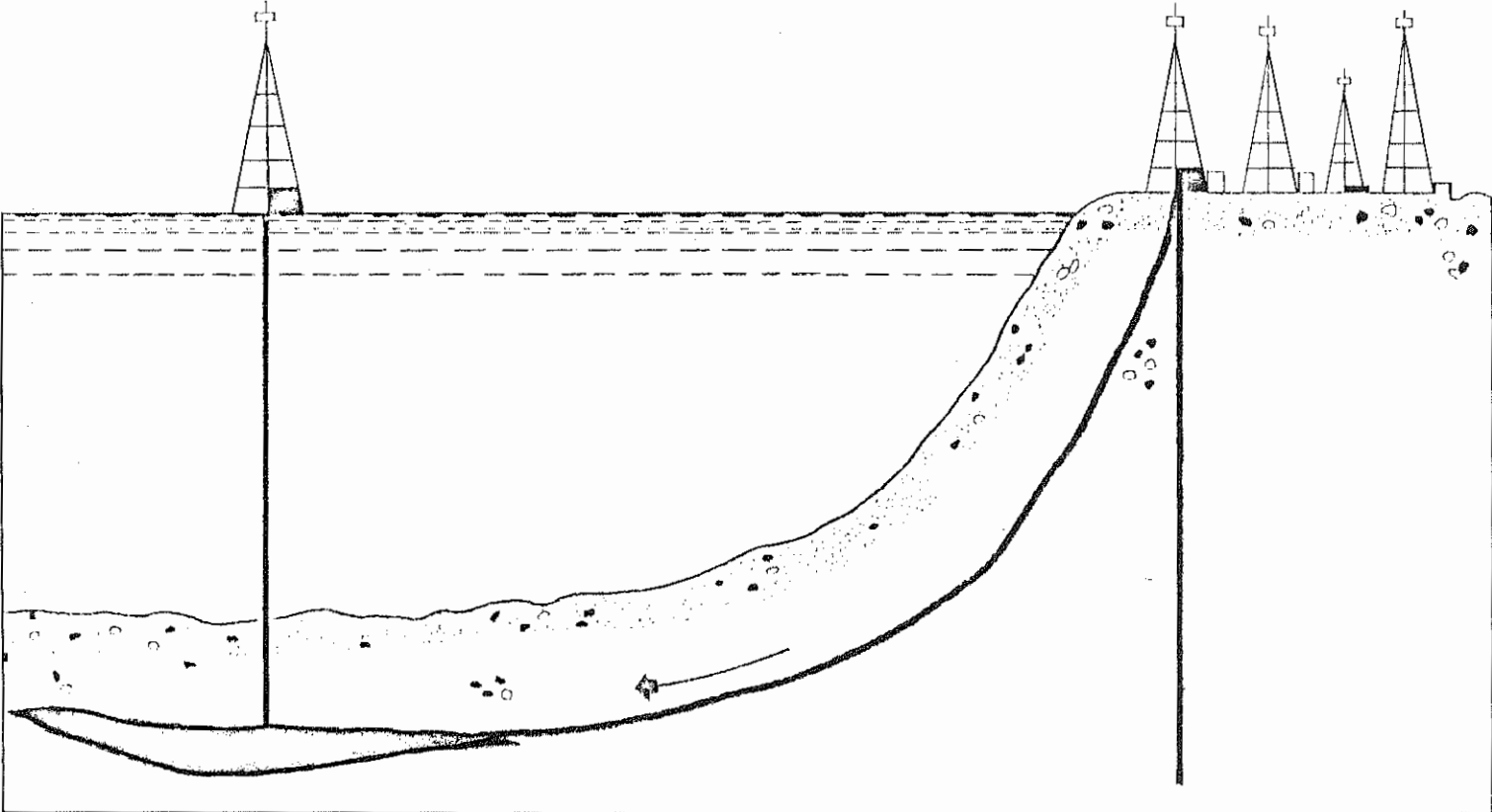
LISTA DE FIGURAS

- Nº
1. CONCEPTO FISICO - GEOMETRICO DE LAS MINAS
 2. PERFORACION DIRECCIONAL
 3. YACIMIENTO COMUN
 4. ESPACIAMIENTO DE POZOS - REJILLA PRIMARIA
 5. ESPACIAMIENTO DE POZOS - REJILLA SECUNDARIA
 6. ESPACIAMIENTO DE POZOS - FORMULA DE STAUTH
 7. CALCULO DE DEFICIENCIA
 - 7.1 PAGO DE DEFICIENCIAS (METODO I)
 - 7.2 PAGO DE DEFICIENCIAS (METODO II)
 8. CUOTAS DE PRODUCCION
 9. FECHA EFECTIVA
 10. PLANIFICACION A NIVEL NACIONAL
 11. TERMINOLOGIA DE LOS CONVENIOS
 12. CONSAGRACION A NIVEL INTERNACIONAL
 13. PLANIFICACION A NIVEL INTERNACIONAL
 14. PARTICIPACIONES A NIVEL INTERNACIONAL

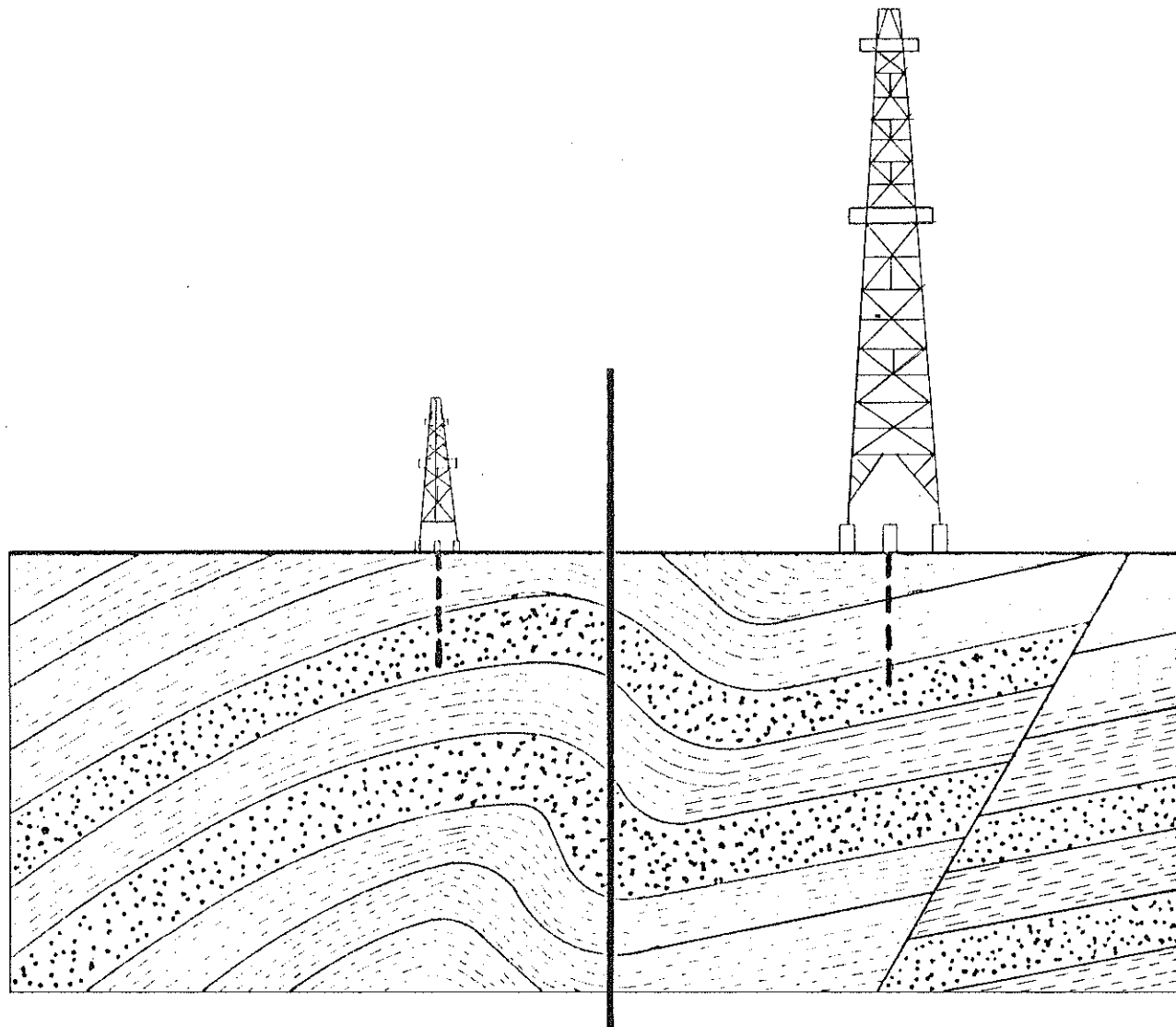
CONCEPTO FISICO - GEOMETRICO DE LAS MINAS



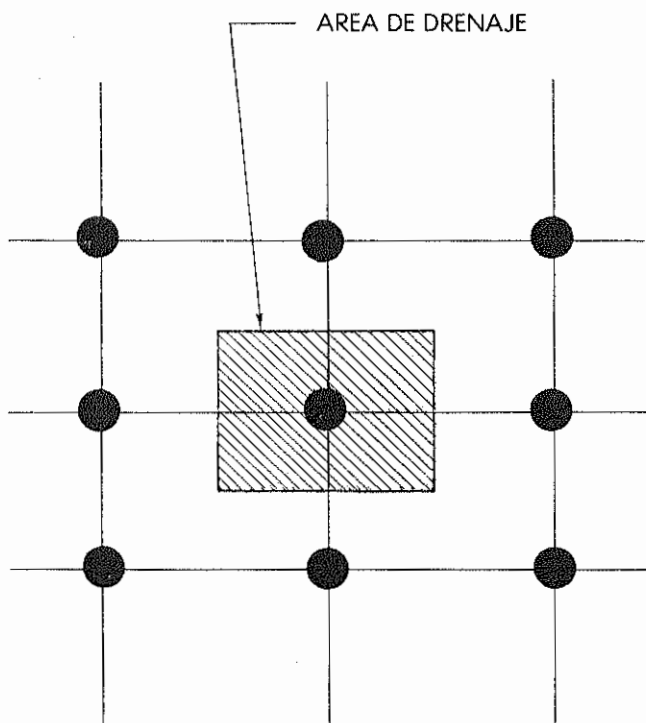
PERFORACION DIRECCIONAL



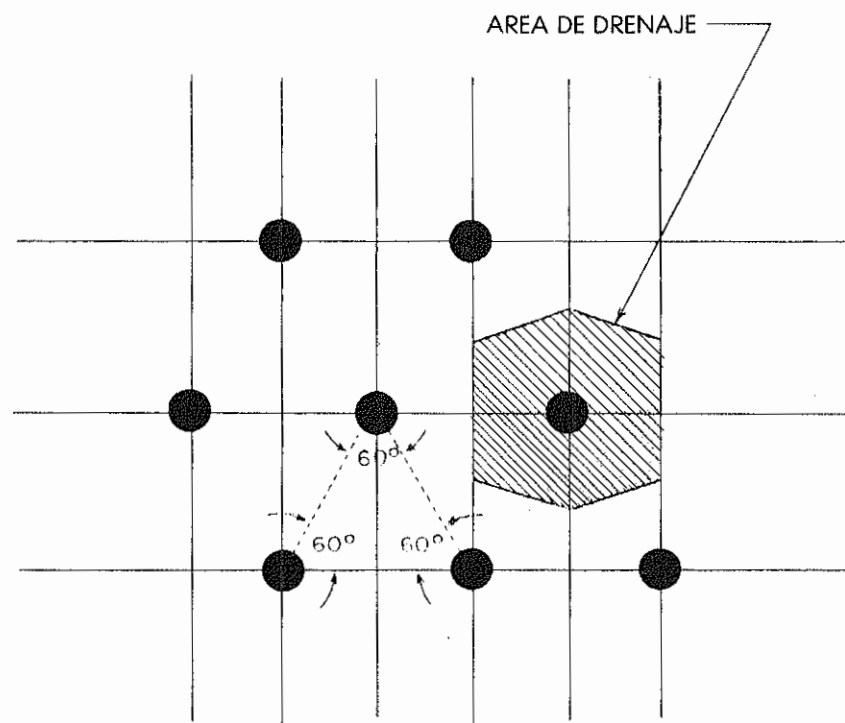
YACIMIENTO COMUN



REJILLA DE ESPACIAMIENTO PRIMARIO Y SECUNDARIO



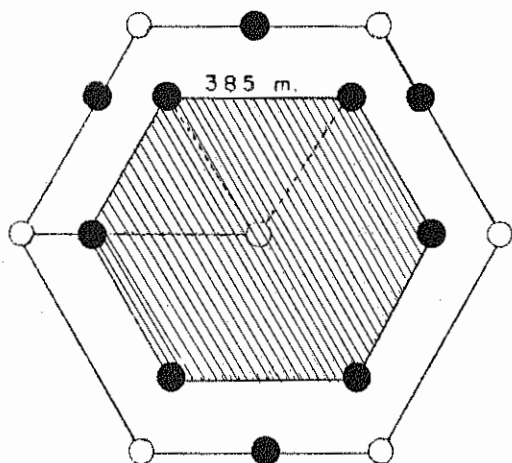
PLANILLA RECTANGULAR



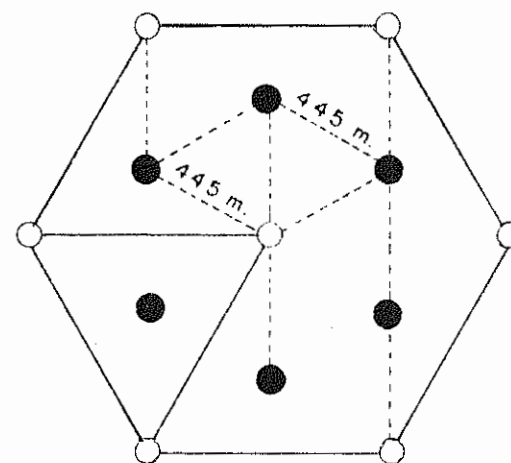
PLANILLA TRIANGULAR

● POZOS

REJILLA DE ESPACIAMIENTO PRIMARIO Y SECUNDARIO



REJILLA SECUNDARIA
(ESPACIAMIENTO DE 385 M.)



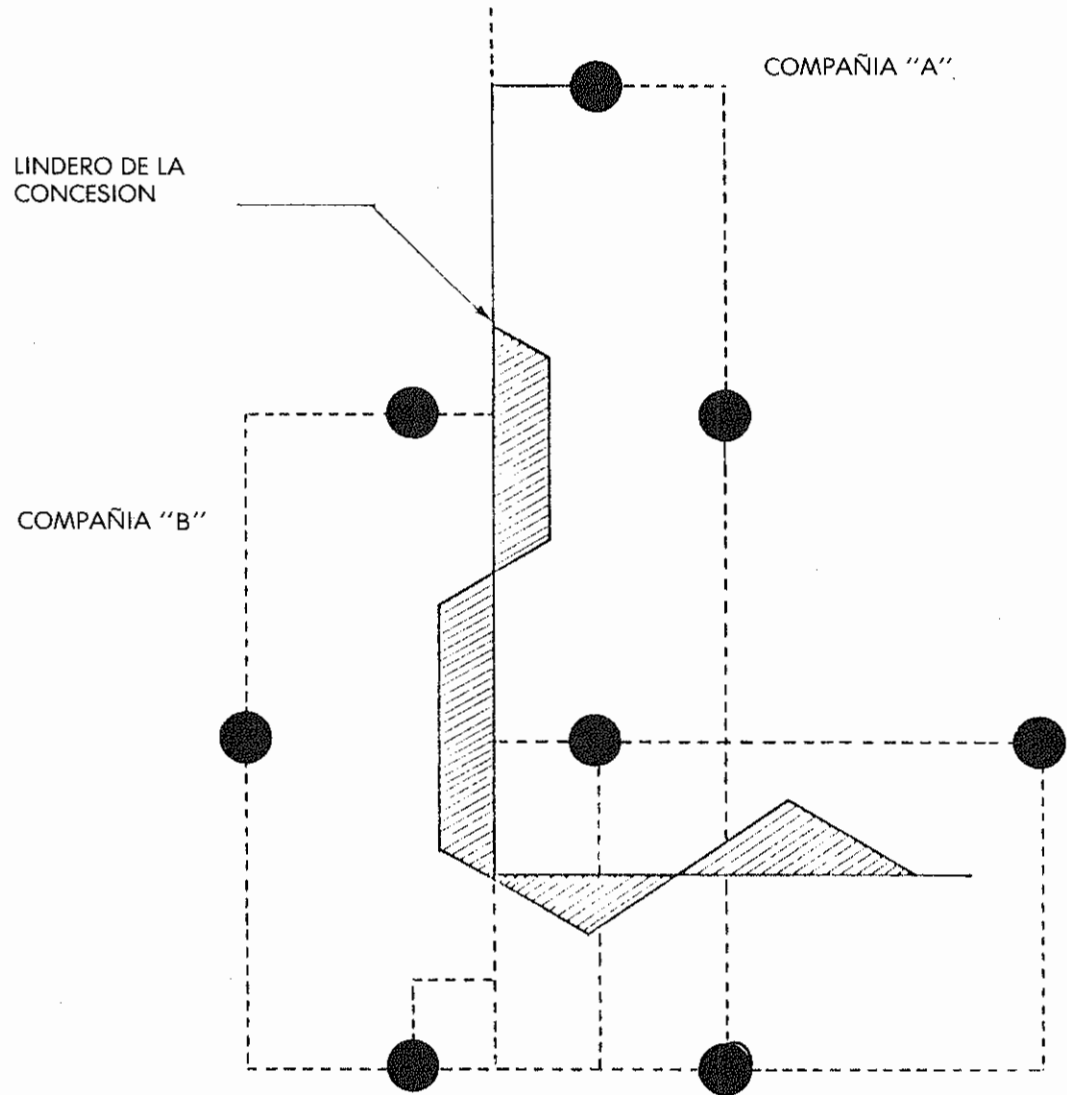
REJILLA SECUNDARIA
(ESPACIAMIENTO DE 445 M.)

ESPACIAMIENTO PRIMARIO = 127 M.

○ LOCALIZACION PRIMARIA

● LOCALIZACION SECUNDARIA

ESPACIAMIENTO DE POZOS - FORMULA DE STAUTH



LAS SECCIONES RAYADAS INDICAN AREAS DE DRENAJE DE CADA EXPLOTADOR

CALCULO DE DEFICIENCIAS

EL VOLUMEN RECIBIDO POR UNA PARTE, DEL TOTAL ACUMULADO PRODUCIDO POR EL YACIMIENTO, ES MENOR EN COMPARACION CON EL TOTAL RECIBIDO POR LAS OTRAS PARTES (PAGO DEL DRENAJE)

A = ADELANTO O DEFICIENCIA

P A = PRODUCCION ACUMULADA DE LA EMPRESA

E A = PARTICIPACION DE LA EMPRESA (%)

P T = PRODUCCION ACUMULADA DEL YACIMIENTO

$$A = P A - E A \times P T$$

	<u>EA</u>	<u>PT</u>	<u>PA</u>
EMPRESA A	20%	120	30

$$A = 30 - 0.20 \times 120$$
$$30 - 24 = 6 \text{ (ADELANTO)}$$

	<u>EA</u>	<u>PT</u>	<u>PA</u>
EMPRESA A	20%	200	30

$$A = 30 - 0.20 \times 200$$
$$30 - 40 = -10 \text{ (DEFICIENCIA)}$$



PAGO DE DEFICIENCIAS M E T O D O I

DE LA PRODUCCION DEL YACIMIENTO SE DESTINA UNA CANTIDAD PARA EL PAGO DE LAS DEFICIENCIAS DE LAS PARTES.

PRODUCCION DEL YACIMIENTO	6.000 B/D
VOLUMEN DESTINADO PAGO	<u>1.000 B/D</u>
PRODUCCION A SER REPARTIDA	5.000 B/D

EMPRESA	PORCENTAJE	ADELANTO	DEFICIENCIA
A	50%	1500	
B	45%		900
C	5%		600

CUOTAS POR DEFICIENCIA:

$$\text{EMPRESA B} = \frac{1000 \times 900}{1500} = 600$$

$$\text{EMPRESA C} = \frac{1000 \times 600}{1500} = 400$$

DISTRIBUCION DE LA PRODUCCION

EMPRESA	CUOTA PRIMARIA	CUOTA DEFICIENCIA	CUOTA TOTAL
A	2500		2500
B	2250	600	2850
C	250	400	<u>650</u>
			6000

PAGO DE DEFICIENCIAS

M E T O D O II

SE DEDUCE UN PORCENTAJE DE LA PRODUCCION DE LA PARTE ADELANTADA PARA EL PAGO DE LAS DEFICIENCIAS.

PRODUCCION DEL YACIMIENTO: 6000 B/D

EMPRESA	EQUIDAD	CUOTA PRODUCCION	ADELANTO	DEFICIENCIA	CUOTA DESTINADA (20%)
A	50%	3000	1500		600
B	45%	2700		900	
C	5%	300		600	

CUOTAS POR DEFICIENCIA:

$$\text{EMPRESA B} = \frac{600 \times 900}{1500} = 360$$

$$\text{EMPRESA C} = \frac{600 \times 600}{1500} = 240$$

DISTRIBUCION DE LA PRODUCCION

EMPRESA	CUOTA PRIMARIA	CUOTA DESTINADA	CUOTA DEFICIENCIA	CUOTA TOTAL
A	3000	- 600		2400
B	2700			3060
C	300			540
				<u>6000</u>

CPP

CPS

CPB

CPNR

CPT

$$\text{CPP} + \text{CPS} = \text{CPB}$$

CPNR

$$\text{CPT} = \text{CPB}$$

$$\text{CPT} = \text{CPB} + \text{CPNR}$$

$$\text{CPT} = \text{CPB} - \text{CPNR}$$

CUOTAS DE PRODUCCION

FECHA EFECTIVA

ESTADO

EXPLORADOR "B"

EXPLORADOR "A"

1971

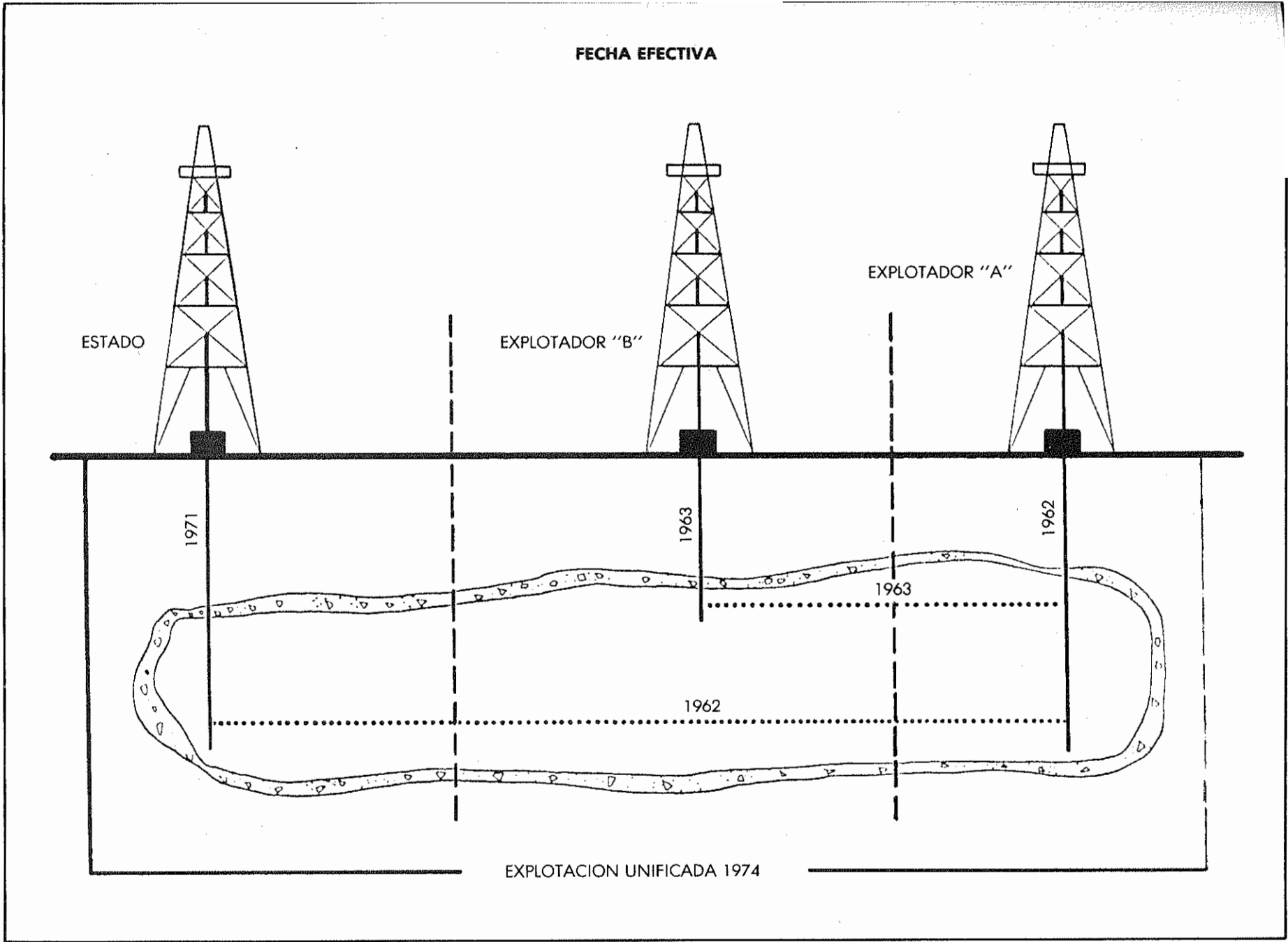
1963

1962

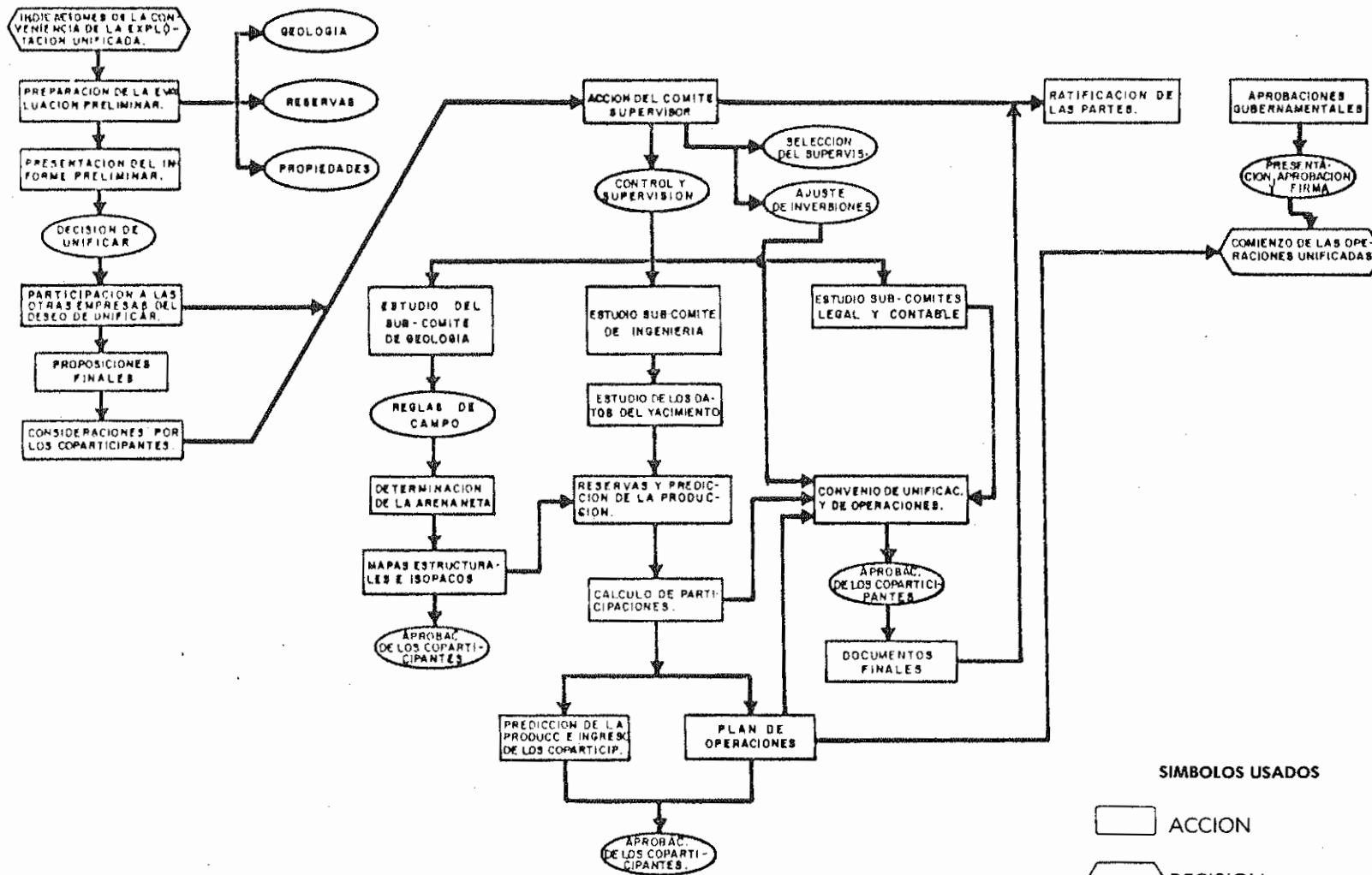
1963

1962

EXPLORACION UNIFICADA 1974



PLANIFICACION PARA UN PROYECTO DE EXPLOTACION UNIFICADA



SIMBOLOS USADOS

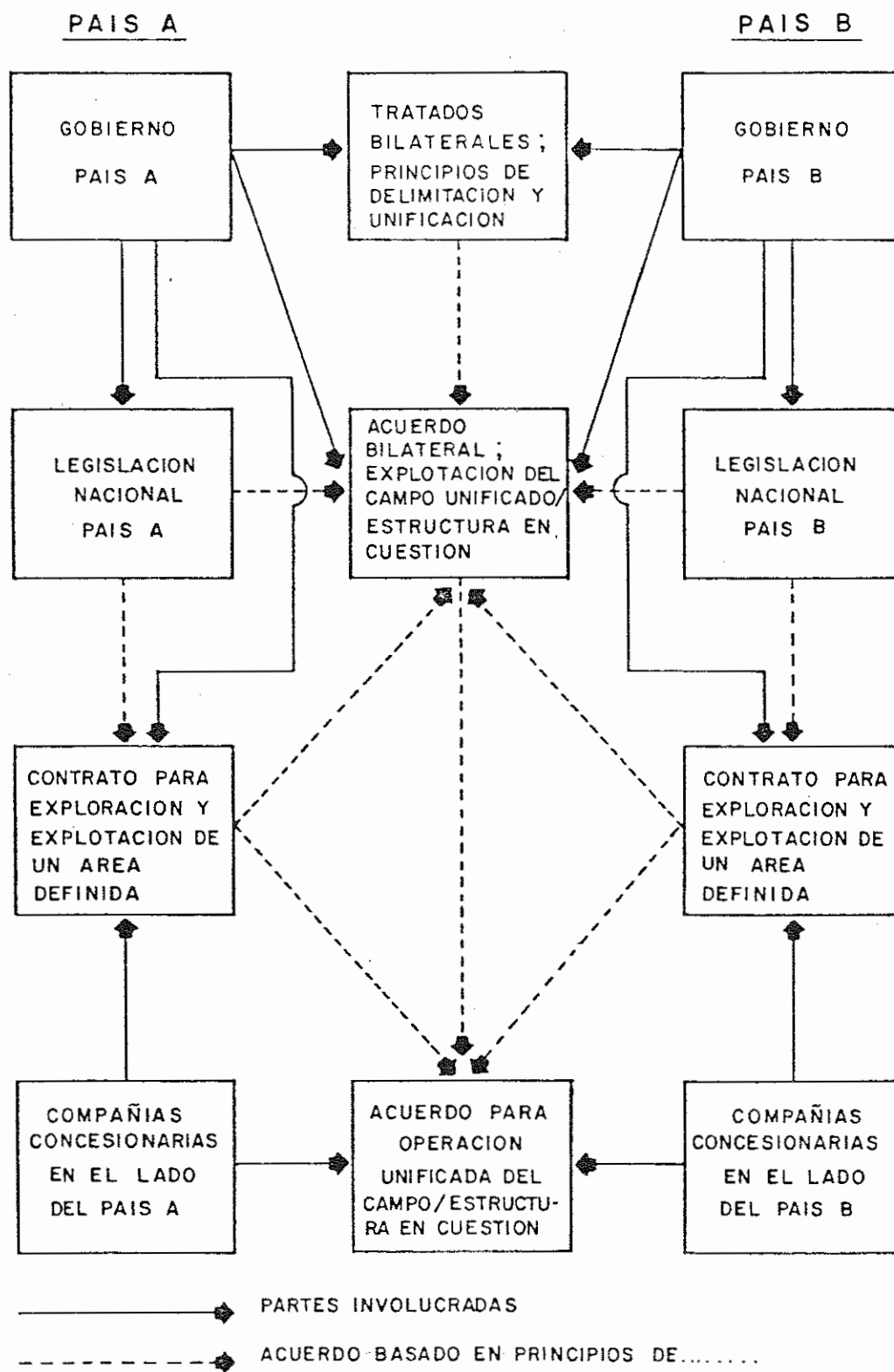
- ACCION
- DECISION
- CONSIDERACION
- SECUENCIA DE OPERACION

TERMINOLOGIA

1. HIDROCARBUROS
2. GAS NATURAL
3. PETROLEO
4. YACIMIENTO DE HIDROCARBUROS
5. CONDICIONES ATMOSFERICAS BASICAS
6. BARRIL
7. YACIMIENTO UNIFICADO
8. AREA UNIFICADA
9. HIDROCARBUROS UNIFICADOS
10. PARTE
11. BIENES DEDICADOS
12. BIENES COMUNES
13. BIENES UNIFICADOS
14. OPERADOR
15. OPERADOR DE LA UNIDAD
16. CUENTA COMUN
17. PRODUCCION BRUTA
18. TASA DE PRODUCCION DIARIA
19. DERECHO DE EXPLOTACION
20. CUOTA DE PRODUCCION BASICA
21. CUOTA DE PRODUCCION NO REQUERIDA
22. CUOTA DE PRODUCCION ADICIONAL
23. CUOTA DE PRODUCCION TOTAL
24. PARTE SOBRE PRODUCTORA
25. PARTE SUB PRODUCTORA
26. PARTE SUMINISTRADORA
27. PARTE DEFICIENTE
28. PARTE INCAPACITADA
29. ATRASO
30. PARTE ADELANTADA
31. PARTE ATRASADA
32. PROGRAMA DE RECUPERACION INDUCIDA
33. RESERVAS RECUPERABLES
34. RESERVAS REMANENTES

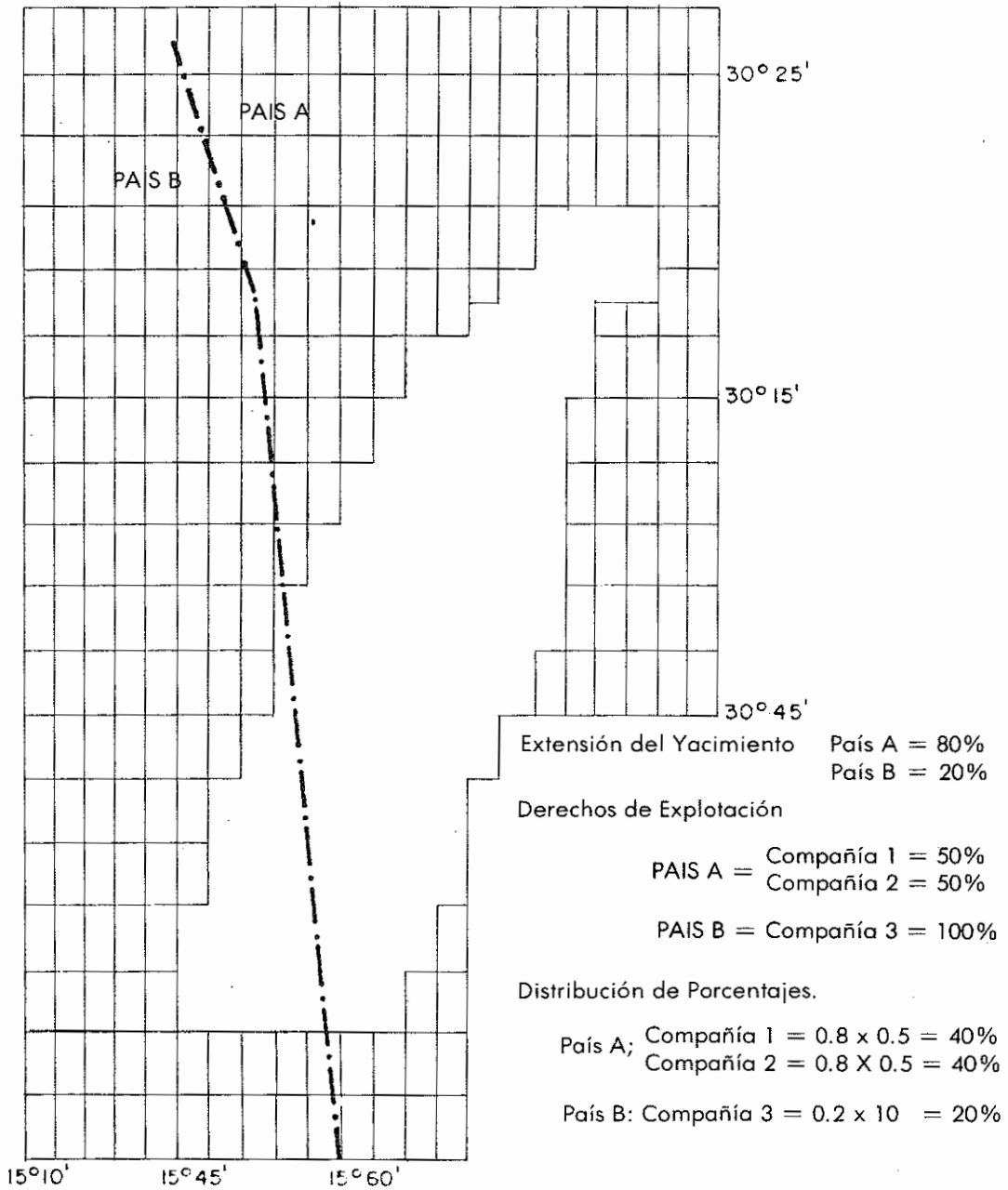
CONSAGRACION A NIVEL INTERNACIONAL

1. "Si una misma estructura geológica o campo mineral, de hidrocarburos o de gas natural se extendiere a través de la línea de delimitación y parte de esa estructura o campo pudiere ser explotado total o parcialmente desde el otro lado de la línea de delimitación, las partes contratantes, después de celebrar consultas técnicas apropiadas, harán esfuerzos para lograr un acuerdo sobre la forma de explotación más efectiva de dicha estructura o campo y sobre la manera en que se repartirán los costos y beneficios relativos a dichas actividades".
2. En caso de que cualquiera de las partes contratantes decida realizar o permitir actividades de perforación para la exploración o explotación, ubicadas dentro de una (1) milla náutica de distancia de la línea de delimitación, deberá notificar dichas actividades a la otra parte.
3. El yacimiento o depósito que se extiende a uno y otro lado de la línea de delimitación, será explotado en forma tal que la distribución de volúmenes del recurso que se extraiga de dicho yacimiento o depósito sea proporcional al volumen del mismo que se encuentra a cada lado de dicha línea.
4. Si una estructura geológica o campo de petróleo o de cualquier otro mineral se extiende a través de la línea divisoria, las partes contratantes, de acuerdo con los explotadores tratarán de celebrar un convenio para la explotación más eficiente del campo y la manera en la cual será repartida la producción.



UNIFICACION A NIVEL INTERNACIONAL

EXTENSION DEL YACIMIENTO Y CUOTAS DE PARTICIPACION A NIVEL INTERNACIONAL



THE LEGAL FRAMEWORK FOR UNITIZATION OF PETROLEUM DEPOSITS AT THE NATIONAL AND INTERNATIONAL LEVELS

Luis Enrique Duque Corredor

LEGAL CONSULTANT, INTEVEP/CENTER OF RESEARCH AND DEVELOPMENT/AFFILIATE OF VENEZUELAN STATE OIL COMPANY (PDVSA)

GENERAL CONSIDERATIONS

Traditionally, mines are measured on the surface, in their horizontal dimension, by fixed points and straight lines describing geometrical figures, and at depth by undefined vertical planes.

This practice gives rise to what has been called the "physical-geometric concept of mines", according to which a mine takes the shape of an inverted pyramid with its tip reaching a zero-point at the center of the earth; however, as the mine could never be worked so deep, it becomes a "truncated inverted pyramid" within which the mining rights are granted and exercised. Clearly, this is perfectly feasible in metal-bearing mines, which are solid and well-defined, especially in the case of a vein or mantle mines.

The situation is different with petroleum deposits, which, being liquid or gaseous, can migrate within the petroleum-bearing strata. Although the sands through whose interstices the petroleum moves could be demarcated, the petroleum could not be extracted from such a "pyramid". Whereas such minerals as iron ore and others metals would not shift around within that geometric figure, petroleum does move, due to the pressure to which it is subjected, and any given pyramid could be infiltrated by petroleum from other pyramids or could lose petroleum to neighboring pyramids.

As a result, when it appears that various exploitation tracts cover one single deposit, the producers

attempt to avoid that any one of them would "drain" the petroleum from the area granted to others by resorting to the "unitization of the shared deposit", in order to treat it as the natural unit that it is, and thereby regulate its production in such a way as to equitably distribute the petroleum produced among those who have a right to exploit it.

We should clarify that we are not referring to intentional "drainage" resulting from any sort of "directional drilling", but rather to the migration of fluids from one part of the reservoir to another, in order to recover energy equilibrium after the disruption caused by the extraction of fluid from some part of the deposit.

This explanation gives an inkling of the magnitude of the legal problems involved in expressing the dictates of industrial technique in contractual terms, all the more because such exploitation entails not only aspects related to exercise of rights but also to conservation and rational use of natural resources. These principles undoubtedly acquire even greater transcendancy in the event of their application to situations growing out of the exploitation of petroleum deposits near national boundaries, which could bring up the question of sovereignty.

Thus, the aim of this paper is none other than to attempt to present, in simple form, the ramifications of "unitization", through a review of commonly-used contractual terms and always bearing in mind that, as most Latin American countries share the fundamental

concept that holds underground petroleum to be the property of the State, we shall distinguish, whenever necessary, the various hypotheses that may arise when one of the parties to an exploitation contract is the State itself, acting directly or through a government-owned company, as opposed to an agreement among parties exercising the rights that have been granted them.

CONSERVATION OF PETROLEUM

Conservation of oil and gas, understood as the efforts made toward the best use of deposits discovered and under exploitation, has been an obligatory subject of study and controversy in the petroleum industry, and with time has come to be generally accepted, on the basis of practical methods that demonstrate the soundness of the technical and economic principles that support it. Consequently, most oil companies throughout the world have oriented their efforts toward obtaining the greatest possible yield from petroleum deposits by extracting crude oil in an orderly fashion, to allow the deposit as a "natural unit" to be handled within one same exploitation activity and thereby preventing overproduction and waste motivated by unfair competition, which, in light of petroleum's migratory nature, can lead to a premature depletion of the reservoir.

The idea of conservation dates back to 1924, when on August 11th of that year, Henry L. Doherty, known as the "father of conservation" in the United States of America, and director of the American Petroleum Institute (API), sent President Coolidge a report on the subject, expressing his alarm at the speed with which a country's reserves could dwindle, and pointing to the cause: U.S. laws allowed each landowner or tenant on whose land deposits were discovered to feel free to extract all the petroleum he could, creating an unbridled race to bring the oil to the surface before someone else could beat him to it. Doherty called for the abolition of the systems of ownership under which petroleum belonged to anyone who could extract it, and for the establishment of a system that would provide for regulating the production from petroleum deposits.

The idea of unitization, while publicly suggested to the U.S. government in 1924 by Henry L. Doherty, as stated above, was not a completely new idea, because it had been considered before that time. For example, in 1916 William McMurray and James Lewis recommended obligatory unitization as a way to prevent the waste resulting from the disorderly drilling and production of petroleum deposits.

In 1918, Chester Gilbert and Joseph Pogue advocated the "unitization of oil-bearing lands", at least so that one single exploitation plan would correspond to each geological unit and thereby aid in preventing over-production and waste.

All of these proposals were a reaction against the so-called "Capture Law", which encouraged the unmeted production of deposits, for the purpose of extracting the petroleum before others could appropriate it.

In fact, by virtue of said law, the title-holder of a given area also owned the oil and gas extracted from wells within that area even though it could be proven that part of the oil and gas produced had originated in neighboring holdings.

This law stemmed from an 1889 ruling by the Supreme Court of the State of Pennsylvania, in "Westmoreland & Cambria Natural Gas Co. vs. Wilt". Where the verdict established that "Petroleum, like wild animals and unlike other minerals, tends to, and is able to, escape, against the owner's wishes, from his property, but still belongs to him while remaining in the area under his control; however, when it moves onto other pieces of land or falls under the control of another party, the title of the previous owner ceases. Therefore, the ownership of the land does not necessarily imply the ownership of the petroleum. If by drilling on one's property, one reaches the shared deposit in such a way that petroleum from the neighboring tract is produced from one's own wells, the oil and gas becomes the property of the party that produced them".

Thus the capture law consecrated non-liability for oil and gas movement across property lines, allowing any producer to drill various wells on his tract as he saw fit, regardless of whether he drained his neighbors' deposits, or even increased his production by compression or vacuum pumping which might cause drainage from adjacent property.

The effects of the application of that law were so unfortunate that they encouraged unfair competition for the extraction of the greatest quantity of petroleum, which translated into the waste and depletion of reservoirs, without any possible further extraction by secondary-recovery methods. The application of this law reached such extremes that when an operator complained of the encroachment on his rights, he was told in reply to "Go and do likewise".

Controversy regarding unitization prevailed until 1943, when most oil-producing States passed conservation laws and began programs of regulation and restriction. This policy was ratified by the courts, and State regulating offices were empowered to set the authorized production and fix the production quota assigned to each producer.

With regard to federal legislation, before 1930 there had been no provision for unitization of public lands. In that year the U.S. Congress passed an emergency act which allowed the unitization of a single field, but which lasted for a mere six months. A new law was issued in 1931, accepting unitization of federal lands; it suffered two subsequent amendments and provided the basis for the present-day law.

Therefore, there are currently two approaches to the adoption of unitization:

- a) Voluntarily, with no great difficulties, by virtue of the Romanist concept of ownership of the soil.
- b) Compulsorily, pursuant to the mandates of the State agencies empowered to demand unitization in order to apply conservation standards and protect the respective rights of the producers.

THE TERM AND THE CONCEPT

"Unitization" comes from the noun "unity"; it means precisely the action or effect of unifying and implies the idea of making a single whole of many things by uniting, mixing, or homogenizing them.

It is difficult to pinpoint a uniform criterion regarding the definition of unitization. This difficulty derives not only from the various practical approaches to its application -which lead each author to define it by stressing the characteristics pertaining to his particular angle and interests- but also from the system of petroleum ownership, which obliges each author to study it within the pertinent legal context. In this regard, it may be recalled that subsoil can belong to the owner of the soil or surface according to the accession system; to the first discoverer or occupant under the "res nullis" system; or to the State, under the system of royalties or obligatory granting of concessions, or proprietary or optional granting of concessions.

Therefore, the definitions given below -while they are classical definitions and generally accepted- are nevertheless those of U.S. authors and logically reflect the system of property ownership characterizing that country. Thus, the Mid-Continent Oil and Gas Association defines unitization as: "The practice of consolidating individual rights of ownership and control existing over an oil or gas deposit, by dividing the area into units inseparable from the whole, the owners of which are obliged by the corresponding stipulations to develop and operate through an Agent, Proxy, or Committee that represents all the owners of the single indivisible interest thus created".

Darwin Kirk considers that "unitization contracts are aimed at carrying out the development and operation of the numerous separate properties or concessions covering the reservoir in question". As a characteristic of this definition, we may underline the idea of the treatment of the deposit as an indivisible unit, which is the basis for all unitization, and the exercise of property rights under one single operator.

David Searls feels that it is not always necessary to transfer property rights to the entity formed by the

co-owners, but rather that each can keep his respective title, while the parties agree upon a common plan for the development of the deposit. He defines unitization as: "The joint or cooperative development of a deposit, or of a large part thereof, as a unit, achieved by assigning inseparable units of the area covering the deposit or by accepting a given percentage of its total production".

All the above definitions have in common the fact that they attribute ownership of the deposit to private parties, which is explicable since they are based on U.S. laws, which in turn are based on the Roman-Law concept of ownership of the subsoil.

Therefore, we believe that since most of our Latin American countries share the Napoleonic concept attributing subsoil ownership to the State, all definitions should include the fundamental premise that the government is the owner of the deposit.

In this sense, Gonzalez Berti defines unitization as "the development and operation of a deposit underlying concessions belonging to various titleholders, in order to exploit it as if it were an integral unit, with a view to maximum recovery and utilization of the petroleum it contains through the economical application of efficient technical methods".

Acosta Hermoso defines it as "The method or procedure by means of which a deposit shared by various licensees would be exploited by treating it as natural unit, making an abstraction of the boundaries of the concessions of the surface, and taking into account, in plans for the development and production of the deposit, the technical-economic circumstances that will procure the greatest total benefit for the collectivity".

These last definitions, by Venezuelan authors, logically present, as already discussed, the common feature of attributing ownership of the deposit to the State, and also share the conservationist idea of treating the deposit as a natural or integral unit. Gonzalez Berti stresses that the concession never leaves the hands of the licensees, each of whom maintains his res-

pensibility to the State. Acosta Hermoso agrees considering that there is no obligation to transfer exploitation rights, although they should be conditioned to benefit the common good.

In this context we understand unitization as the practice necessary for the exploitation of a shared deposit, as one sole unit, preserving the exploitation rights of those who enjoy such rights, but who must answer to the government, which owns the deposit, for its equitable and rational unitization and conservation, by determining the volume of petroleum extracted before unitization and the proportion of the production of the deposit that rightly belongs to each of the participants.

We feel that the above ideas summarize the fundamental postulates and objectives of unitization, which we shall limit ourselves to simply listing as follows: Necessary practice (obligation); treatment of the deposit as a natural unit (a conservation measure); exercise of the rights of exploitation and boundaries (the situation of producers in relation to the State-Proprietor); determination of production (prior to unitization effective date); and determination of equities, shares or tract participation (the objective,

CHARACTERISTICS AND DIFFERENCES FROM OTHER MODALITIES APPLICABLE TO THE PETROLEUM INDUSTRY. JOINT OPERATIONS

The fact that unitization may assume various forms has been pointed to as one of its characteristics, not only due to its adaptability to technical-economic factors, but also because of the variations that it offers since its terms and conditions are stipulated by the parties thereto, with the exception of the guiding principle of the ownership of the deposit and the reservation of such property rights irrespective of exploitation rights. This situation leads one to conclude that "there are as many different modalities as there are contracts that have been signed"

This characteristic, while it is the result of the implementation of the principle of unitization, may lead, we feel, to its confusion with other forms of contracting that are applicable to the petroleum industry.

Unitization is particularized and distinguished by several determining characteristics:

- a) It is only applicable to the petroleum exploitation phase. Logically, as its principal aim is that of solving the problem of drainage, it cannot take place except during the phase of petroleum activity in which that phenomenon occurs.
- b) As a consequence of the above, it is applicable only in the event of the exploitation of a shared deposit, over which two or more licensees have exploitation rights.
- c) It quantifies the exploitation rights that pertain to each of the participants. In this sense, it allows their respective exploitation rights to be measured or determined as percentage figures.
- d) It regulates the production of the shared deposit, in order to equitably distribute the petroleum among those who have a right to utilize it.

Despite these particular determining characteristics, in practice unitization is often confused with other petroleum industry modalities. The terms "unitization" and "joint operations" are frequently bandied about interchangeably. We feel that the reason for this confusion lies in the fact that these two approaches are both motivated by the same technical and economic factors; nevertheless, although they grow out of identical factors, they may be differentiated by purpose: on the basis of technical factors and as a conservation measure, unitization is geared to the more far-reaching aim of acting in the public interest, whereas joint operations involve only economic factors, i.e., the common benefit of various licensees.

Having stated this fundamental criterion to distinguish between "unitization" and "joint operations", for the sake of illustration, we will proceed to briefly outline some common types of joint operations that in practice are often confused with unitization.

POOLING

The term "pooling" is employed indiscriminately

either with, or in place of, the word "unitization", but it should actually be applied to the union of small holdings in such a way that the whole constitutes a large enough area to allow for drilling under the applicable standards for spacing between wells. Its aim, then, is to avoid drilling unnecessary and anti-economical wells that would entail physical and financial waste.

This clearly establishes the distinctive nature of "pooling": its field of application is limited to the earth's surface, in order to permit the application of "spacing between wells".

This objective makes such a procedure widespread in the U.S.A. due to the system of ownership of the subsoil, which favors the existence of owners of small holdings, who although they have the right to exploit underlying deposits, could not do so individually.

JOINT OPERATING AGREEMENTS AND JOINT EXPLORATION AGREEMENTS

The former are those contracts by which owners of adjacent tracts agree to allow a single administration to manage their rights, although these united properties may cover different deposits. The participants share the operating costs of the process of developing the field, but always reserve the ownership of the ore or petroleum corresponding to each.

For some, unitization is a joint operating agreement, and it is similar in many respects; but the fact that the latter does not necessarily refer to the exploitation of a shared deposit is sufficient to differentiate between the two types of agreement.

Joint exploration agreements constitute a typical joint operation which can certainly never be confused with unitization. The fact that they refer to the exploration of neighboring surfaces must necessarily determine its field of application and its economic aim, which are clearly distinguishable from that of unitization.

BASIC FEATURES OF UNITIZATION

Due to the very nature of petroleum deposits, the greatest possible recovery of oil or gas is not necessarily obtainable through individual wells operating independently on each separate tract. It is often necessary to allow the oil or gas to migrate in the direction, and to the degree, determined by the structure of the reservoir itself. This implies that in many deposits conservation methods may make it necessary to deliberately force the oil or gas to migrate from one piece of property to another, requiring the holders of exploitation rights to agree upon the exploitation of the shared deposit in order to obtain the maximum final recovery, deciding the way that the extracted volumes will be divided on the basis of satisfactory, equitable criteria and thereby creating the groundwork for unitization.

Thus we may conclude that for any attempts at unitization, a series of general factors regarding the deposit itself must be considered to see whether it lends itself to unitization.

The following must first of all be studied:

- a) the existence of a deposit shared by two or more licensees, and the possibility of recovering amounts of petroleum **in situ**, in order to quantify exploitation rights; for which the seismic surveys must define the three-dimensional boundaries of the deposit -and therefore its size- under the surface pertaining to each tract.
- b) The possibility of future projects for developing the deposit and programs of secondary recovery.

The above factors must be considered and analyzed from both the technical and economic standpoints.

From the technical point of view, the geological formation of the deposit must be examined in light of the need to unitize, including such question as continuity of the deposit, participation in the reserves that it is estimated to contain, basic spacing, and drilling programs.

The economic factors are those that result in economic advantages for the development and production operations in the deposit, which may be summarized as follows:

- a) Avoidance of duplication of the necessary information (geological, topographical and legal information)
- b) Adoption of a single drilling program (avoiding unnecessary drilling).
- c) Standardization of equipment (reduced maintenance costs).
- d) Shared services (roadways, access roads, electricity, gas, etc).
- e) Funding.

EXPLOITATION RIGHTS AND DETERMINATION OF SHARES

As stated above, one of the fundamental objectives, if not the main objective, of unitization, is the quantification of the exploitation rights corresponding to each party to the agreement. To this end, unitization allows the measurement or determination, in percentages, of the respective exploitation rights and makes it possible to regulate the production of the shared deposit in such a way as to equitably distribute the petroleum produced among those who have a right to its utilization. Therefore, unitization agreements determine the volume of petroleum that is estimated to be contained under the surface over which each party has production rights, as well as the volume of petroleum that would have been extracted from the shared deposit up to the moment of the unitization, within the hypothetical planes cutting the tracts; and they assign to each party its corresponding share of the production of that deposit. This is clearly nothing more than the measurement, percentage-wise, of the respective exploitation rights.

Consequently, the amounts of petroleum that each party is entitled to constitute the quantification of his exploitation rights over the shared deposit, or in



other words, the expression of the exploitation rights that he has been granted.

It may easily be inferred that this determination of proportions is one of the thorniest problems to resolve, and where the most obstacles have been encountered, sometimes even leading to the total failure of the negotiations. For this reason, during the establishment of formulas to determine the proportions, all the factors that in one way or another will contribute to a more accurate determination of the criterion of equity to be applied must necessarily be studied. This makes it difficult to apply pre-established parameters to determine the way to divide the production, as their application greatly depends on the conditions of the deposit and could therefore affect the interest of the producers.

The formula to be applied must attempt to assign each shareholder the greatest possible volume of petroleum, but without reference to the production that each would have had without unifying the deposit, as this would be tantamount to recognizing the validity of the capture law; nor can reference be made to the projected results of competitive exploitation, as this would not protect the parties' correlative rights.

The determination of the applicable participation formula, although depending on the state of development of the deposit, also responds to such factors as: production, number of wells, productive area, and volume of the producing formation. We will address these concepts below, briefly illustrating them with the guidance of Doctor Hugo Velarde's book on *Unitization of Petroleum Deposits in Venezuela*.

So we see that "production", such a significant factor for fields that have reached their maximum development and are on the way to depletion, nonetheless is difficult to accept as representative of equity in the absence of well-kept statistical data. The "number of wells" is included in most formulas because it generally reflects the magnitude of the investment and the idea of the average effect of volume per unit of production area, but it is a factor employed simply by mutual agreement in order to achieve a certain

weighting in the distribution of shares. The "productive area" is a determining index in newly-developed oilfields, where there is relatively little knowledge of the type and size of the deposit and large volumes of potentially-recoverable petroleum are expected.

Regarding the total volume of petroleum in the formation, which is the preponderant factor used in participation formulas, as it reflects the amount of petroleum "in situ", it is utilized in three ways: as "net volume", "gross volume", or "adjusted volume", depending on the possibility of differentiating the deposit and the accuracy of estimates of these parameters, on the basis of the information available.

Once the applicable participation formula is established, according to the criteria described, the parties will calculate the cumulative production of the unified deposit as of the date of signing of the agreement, with the respective setbacks and underlifting, which will be compensated according to the procedure outlined in the agreement. "Setback" means the quantity of unitized substances, corresponding to any of the parties, that had not been received as of the signing of the agreement.

"Underlifting" means that the quantities of unified substances received by any party after the signing of the agreement are less than they should be at that point, as compared with the total of the quantities received by all the other parties between the date of the signing of the agreement and that subsequent time.

The shares that correspond to each party having been determined, the consequent "daily production rate from the deposit" is determined, and the corresponding production quotas are set, according to the following concepts:

a) PRIMARY PRODUCTION QUOTA

The portion of monthly production of unitized substances that corresponds to each on the basis of his "participation" (share).

b) SUPPLEMENTARY PRODUCTION QUOTA

In relation to each party at any given moment, the portion of the monthly production of unitized substances corresponding to that party in compensation for setbacks or underlifting.

c) BASIC PRODUCTION QUOTA

The portion of the monthly production of unified petroleum which each party would have the right to receive as his "Primary Production Quota" and "Supplementary Production Quota".

d) UNREQUIRED PRODUCTION QUOTA

The portion of the Basic Quota of unitized substances that a party does not take.

e) ADDITIONAL PRODUCTION QUOTA

The portion of monthly production of unitized substances to which any party has an option due to the other parties' Unrequired Production Quotas.

f) TOTAL PRODUCTION QUOTA

The portion of monthly production of unified petroleum that each party has the right to receive as his Basic Production Quota plus his Additional Production Quota, minus his Unrequired Production Quota.

In practice, production quotas are applied according to the following rules and regulations:

- 1) Each party with a Setback will have the right to receive a Supplementary Production Quota from the party/ies who are ahead of schedule in order to eliminate their lag.
- 2) Each Deficient Party will have the right to receive a Supplementary Production Quota, fixed as a percentage of the share of the Deficient Party, from the advanced party/ies, in order to eliminate its shortfall.

3) Each "Disabled Party", in order to eliminate his incapacity, will have the right to receive from the other parties a volume of unitized petroleum sufficient to complement his Basic Production Quota each time that such incapacity is demonstrated.

4) Whenever any party does not require any part or all of his Basic Production Quota, the other parties will have the right to receive additional quotas, the sum of which will equal the unrequired quota. When two parties require additional quotas, they will be assigned in proportion to their Basic Production Quota. Should one such party not require the whole of his additional quota, the remainder will be added to the additional quota of the other party, should the other party so desire, and up to the amount that he desires.

5) The total production quota of one party may be expressed as a percentage of the total monthly unitized oil production, calculated by dividing that party's Total Production Quota by the Total Production Quotas of all parties.

6) In order to avoid that one party become deficient because of the lack of market for its Production Quota, any of the other parties having a market would share it with said party.

7) Should one party foresee that he will have an unrequired quota during a certain period, it may notify the other parties as to the expected duration of that period, with the understanding that they will have the right to receive the totality of its quotas for any given months within the period, upon 15 days' written notice to the party or parties making use of that quota.

EFFECTIVE DATE

The "Effective Date" of the unitization is understood to be the date as of which the effects of the unitization agreement take force with regard to the volumes of petroleum that "had been produced prior to the signing of the agreement". It should be mentioned that the effective date is the earliest date as of which any party

may make claims for any losses with regard to the exploitation of volumes of petroleum from the shared deposit.

The determination of the effective date acquires prime importance since it is established for purposes of any retroactive adjustments for volumes of petroleum produced from the shared deposit, to which any party has a right as of the date on which his access to the shared deposit is proven.

For this reason, most unitization agreements establish an effective date, with reference to which both parties were producing from the shared deposit so that any retroactive adjustment will be made as of that date and no further back, since the right to produce from the deposit can only be demonstrated by contact with the shared deposit, through drilling and subsequent production.

The above approach to determining the effective date of the unitization, while it does seem reasonable in terms of the way of establishing a starting point for calculating the volumes of petroleum to which the "drained" party is entitled, it does not reflect the volumes of petroleum obtained by drainage since the beginning of the exploitation, up to the time that the shared deposit was unitized and its effective date was set; this would seemingly attribute the ownership of those volumes produced through the exercise of the law of capture to the first producer, which is of course inadmissible according to our laws, since the Nation, being the owner of the deposits, would be the one entitled to sue for retroactive restitution of the volumes obtained additionally by the draining actions of the first producer over and above his due rights, which are limited to the volumes estimated to be contained within his assigned tract.

In fact, we believe that in the absence of express legal norms, the physical bounds of the tract are imposed by the respective exploitation rights, since the rights granted to producers is an "exclusive right" and may not therefore be exercised so as to infringe on the equally exclusive rights of his neighbors, nor on the likewise exclusive property rights of the Nation,

which forces us to accept that it is definitely the damage caused to the rights of others, whether the Nation or private parties, that limits the rights of exploitation with regard to the extent of the concession, and that this consequently prevents producers from appropriating the extra volumes that flow as an effect of drainage to their own tracts.

We therefore believe that it can be asserted as a general principle that any producer who has obtained additional volumes of petroleum through drainage, over and above the amount to which he is entitled by the proper exercise of his exploitation rights, would always be obliged to repay them to his neighbors or to the Nation.

In fact, since it is unlikely in actual practice that two or more producers would be granted their exploitation rights at the same time and would begin to drill and produce simultaneously from one single deposit, we must operate under the assumption that the deposit comes to be shared upon the arrival of the second producer. In this case, the new operator could only claim the return of the volumes that had been drained after the date on which he could demonstrate his own access to the shared deposit through the corresponding drilling and production. It is worthwhile to mention that he cannot allege damages except as of the date on which, according to such demonstration, he can prove that his rights have been encroached upon given that the scope of the applications of said exploitation rights is circumscribed and granted in keeping with the drawn-down volume of deposit reserves resulting from the neighbor's drainage.

It should also be clarified that this drainage is produced by exploitation itself, produced inevitably by the exploitation activities as a consequence of inertia and the migratory nature of the hydrocarbons.

Thus, the picture does not refer to any abuse in the exercise of exploitation rights since the drainage is not produced as a result of excessive use of powers, rights and attributions in an attempt to infringe on the rights of others. It is not an intentional, deliberate action of the producer; but if it were, it would constitute

an illicit act and would be subject to and regulated by a different regime.

In line with the foregoing, then, any volumes that had been drained off prior to the effective date established in the unitization agreements would not belong to the previous producers; they would be owed to the Nation, which as title-holder over the reservoirs would be the one to have suffered the damages caused by the involuntary action of the producer. No other conclusion would be acceptable, because it would permit undue enrichment by allowing benefits to be obtained from the petroleum extracted from drained areas without the producer's having the respective right to these benefits since he was not the title-holder over the same.

A similar criterion must be upheld in those agreements to which the Nation is party, specifically those to which it is party in conjunction with more than one producer. In fact, if the effective date is taken as the last day on which the original conditions of the deposit existed, sustaining and applying the principle according to which the Nation is the title-holder over the reservoirs, then at least one of the producers would be recognized as having a share in hydrocarbon volumes to which he should have no right--volumes drained prior to the date on which he had gained access to the shared deposit. Thus no infringement on others' rights would have taken place, to our way of thinking, and thus no callback of hydrocarbon volumes would be justified, because one would work from the hypothesis that the two producers did not begin to produce simultaneously and so, for each one, his right commenced as of the date on which he demonstrated access to the shared deposit.

Contrary to this idea, it has been upheld that it would be unfair to oblige the producers to pay the equivalent of the value of the excess hydrocarbon extraction when the amount of petroleum made use of by the producer does not surpass the volume that would have corresponded to him during the time his exploitation rights were effective.

If this position is accepted, one would have to

agree that there was a clear attribution of private-party ownership of the deposit and therefore of the reserves; and this could be summarized in the phrase "the reservoir is the one that pays"-- and this undoubtedly seems totally marginal to the fundamental principles that govern this subject matter.

In this regard, it is worthwhile to note that the hydrocarbons contained in the subsurface pertain to the Nation, which in no way grants exploitation rights allowing private parties to own the deposits; the latter's rights are limited to extracting the hydrocarbons corresponding to the concessionary tract and to making use of these once they have been extracted. This means that the producer can only hold a title over the petroleum which has been effectively extracted from the reservoir and in no case can he allege ownership of the reserves because the hydrocarbons contained in the subsurface continue, at all times, to be the property of the State.

Thus, unitization agreements stimulate the respective exploitation rights percentage-wise in order to attain an equitable distribution of the hydrocarbons produced from the shared deposit among those who have a right to their utilization. In order to establish these percentages, the volume of hydrocarbons estimated to lie beneath the surface is determined and on that basis each one of the title-holders of exploitation rights may produce within the hypothetical planes that traverse their respective exploitation tracts. These volumes are computed, then, so as to establish each party's proportional share in each barrel produced; it is only once that the extraction is complete that the parties can divide the petroleum among themselves in the agree-upon proportions, because the estimated volumes do not in any instance grant the producers property rights over the quantified reservoir volumes. This would go against the enounced principle of public order according to which subsurface ownership falls to the Nation, absolutely and exclusively.

Thus it is understood that property rights based on the aforementioned percentages refer to the hydrocarbons produced; and if all of the volumes of a given reservoir are produced, mathematically speaking, each one of



the producers will obtain a percentage of the reserves estimated to exist within the deposit, this being possible because they were extracted not because each operator received a percentage of the *in situ* resource, i.e., because the necessary assumption held true so that the legal consequences foreseen within the principle were applied, in this case, ownership rights over the hydrocarbons produced.

To admit that a producer not be liable to returning the excess petroleum extracted over and above his share, as established in the respective agreement, when this amount does not exceed the volume that would have corresponded to him during the effective time of his rights, would be nothing more than to permit compensating the obligation to reimburse said amount to the Nation with the producer's expectation of extracting given volumes from the reservoir--compensation which, under no assumption, could be acceptable to the Nation and in this case could neither be admissible because it would mean granting to the producer property rights over the volumes of petroleum that he expected to extract from the deposit, in open contradiction to the fundamental principle that the hydrocarbons contained in the subsurface are the exclusive property of the Nation.

The idea set forth above was upheld in our country by the Venezuelan Petroleum Corporation, and applied for the first time ever in the agreement signed for the exploitation of the Lamar Field, wherein the concept of "deficiency" or "setback" was incorporated to express, as of the effective date of the agreement, the amount in which the volume of unitized oil received by one party is less than his total cumulative share in oil produced from the deposit by all the other parties up to that time. It should be noted that the amounts of hydrocarbons received by one party at a given moment are less than its share for that moment, as compared to the total amounts received by all the parties for the time set for the purpose of determining said shares.

Thus we see that the contract signed on June 25, 1969, indicated the effective date as of May 1, 1961, in order to make the agreement's effects retroactive

to the time at which the exploitation of that field had begun and in that way allow the State, through its Venezuelan Petroleum Corporation, to tap the deposit as of the time of its original conditions.

Later on, that thesis was consecrated legally when our petroleum industry was nationalized: in Article 15 point b) of the Law that Reserves for the State the Hydrocarbon Industry and Trade, which established that from the amount of the indemnization due to the concessionaires the following would be deducted:

"The value of the petroleum extracted by the expropriated licensees outside the boundaries of their concessions, in keeping with the volumes established in the unitization agreements signed by the Venezuelan Petroleum Corporation. In the event that such agreements have not been signed, the National Executive will determine the amounts to be deducted for this concept."

At that time we sustained that in the above-mentioned article the concept of "setback" was not only being granted legal consecration as a determining approach to production quotas incorporated in agreements by the Venezuelan Petroleum Corporation but that "legal delineations of the respective exploitation tracts" were also being established, since the phrase "petroleum extracted from outside the boundaries of their concessions" should be understood as volumes of petroleum extracted over and above those which they had a right to produce from the hypothetical area defined by the exploitation rights of neighboring licensees or the Nation itself, and not as the petroleum extracted outside the physical limits of the concession given that this delineation, in addition to being physically impossible to carry out, would imply that the additional volumes had been obtained through a direct action against the neighboring tract; and this, in our country, by virtue of the technical and legal principles applicable to production, would prove somewhat difficult.

AGREEMENT CONTENT

It is evident that since unitization was born in the United States, it arrived in Latin America as part of the

technology proper to the petroleum industry and that it followed the bases and structures of its North American counterparts. However, it should be noted that the action of the State, progressively more far-reaching in its efforts to handle its own hydrocarbon resources, has made the agreements in question take on certain characteristics through the incorporation of principles, terms and definitions geared to acknowledging and respecting the rights of the Nation, as opposed to the private-party contractors, and to conditioning the latter's rights to the benefit of the shareholders.

In this regard, the following principles can be cited for unitization in Latin America:

1. Exploitation rights are considered to be non-transferable and these are conditioned so as benefit both the nation as well as the private parties.
2. Shareholding percentages are determined on the basis of the volume of saturated rock estimated as contained beneath the area corresponding to each concession or tract.
3. Drainage caused before or after the agreement is signed is compensated through the incorporation of the concepts of deficiency (setback) and incapacity (disability).
4. Production is distributed so that each one of the participants receives its quota on the basis of the proportions, deficiencies and incapacities to which he has a right.
5. The start date of exploitation is set as the effective date for unitization.
6. The agreement is effective for the amount of time that the rights are in effect.

As for general structure, unitization agreements can be divided into chapters containing clauses and appendices contemplating the following aspects:

1. Preamble: This part contains the statements of the parties declaring that the deposit is shared by their

exploitation tracts and their agreement to carry out their operations on sound bases suitable for impeding waste and obtaining maximum recovery, while assuring a fair share for each one.

2. Definitions: This part sets forth and specifies the concepts and interpretations that the terms used in the agreement should have.
3. Supervisory Committee: This part determines the procedure for designating and empowering the Committee under whose direction the unit constituted by the agreement will be developed and operated.
4. Exploitation of the unitized deposit: This part refers to the determination of procedures and operations which, in keeping with the contract, should be undertaken for the exploitation of the unit.
5. Shareholding and adjustments: This part determines the shares agreed upon by the parties, as well as the procedures for making them effective and for making the necessary adjustment every time the boundaries or volumes of the oil-bearing unitized reservoir are modified.
6. Control and distribution of production: This part refers to the daily production rate set for the deposit, as well as to the procedures for implementing the distribution of the agreed-upon proportions.
7. Unitized gas: This part determines the purposes of its use as a unitizable material and its distribution on a basis equal to the agreed-upon proportions.
8. Induced recovery: This relates to the programs required to increase or maintain the energy of the deposit, so as to enhance additional economical recovery of hydrocarbon volumes above and beyond those obtainable through primary methods.
9. Use of wells and installations: This part determines the wells and installations that each party must donate to the unitization.

10. Expenses and accounting: This part determines the expenses that should correspond to each one of the shareholders, as well as those that must be handled through a joint account.
11. Taxes, fines and civil responsibility: This part determines the taxes that correspond to each shareholder, as well as each one's responsibility for property damage or personal injuries.
12. Legal and technical arbitration: This part determines the procedure to be followed in terms of interpretations and disputes that might arise among the parties with relation to the agreement.

UNITIZATION AND THE DETERMINATION OF TERRITORIAL BOUNDARIES AMONG STATES

The exercise of activities proper to the petroleum industry, by private parties, operates under the fundamental postulate that the hydrocarbons contained underground belong to the State. Thus, the State is the owner of the deposits and only grants to private parties temporary rights to exploit them and make use of the extracted substances. That is to say, the State externalizes its power to impose norms and principles from its legal order, although co-actively, with respect to persons and things that are in a territory and empowered to use these for the purposes of collective interests.

This manifestation of territorial sovereignty likewise makes itself felt in foreign relations with other States also endowed with an autonomous order; it is seen mainly as a right of the State not to be impeded or tripped up in the exercise of its powers within its own territory and, consequently, not to be dispossessed of the same. Thus it is that the determination of the space of the onshore or offshore areas of a State has been considered "the legal-political act of greatest transcendence with respect to the very existence of a State".

Once a State's territory has been determined, it then becomes evident that the exploitation of oil deposits located in border areas cannot fail to involve

the problems laid out in this paper: an attempt must be made to avoid impairments or losses by any of the neighboring States because of exploitation by any other in a field or structure that extends beyond the line of demarcation.

So far, the international practice has been to consecrate, in a conventional clause, the hypothesis that of "one same geological structure or mineral bed of hydrocarbons or natural gas which extends beyond the line of demarcation and which could be totally or partially exploited from the other side, in which case the parties will make an effort to reach an agreement as to the most effective form of exploitation and the way in which costs and benefits related to those activities will be shared."

The terms in which this hypothesis is laid out call for the following observations:

- a) The term "structure or field" is used rather than "well or deposit" precisely because of its generic nature; however, in the event of any doubt, the principle established will be applied so as to avoid jeopardizing any of the parties. The most restricted criterion would have been more controversial and would have left open the possibility of abuses which have been eluded through the current standard procedures.
- b) All that pertaining to the form of exploitation, method of distribution, sharing of costs, etc., is left to be regulated through an additional agreement.

Thus has been the methodology followed by the States over the last fifteen years; similar clauses can be found, for instance, in the treaties signed between Iran and Qatar (20-II-69); Malaysia and Indonesia (27 - X-69); Germany, Denmark and Holland(28-1-71); Great Britain and Denmark (25-XI-71); Australia and Indonesia (9-X-72); Canada and Denmark (7-XII-73); Japan and Korea (30-I-74).

The Rio de la Plata Treaty does not follow the trends of the above-mentioned agreements; and in referring to the exploitation of shared deposits, it

establishes that "...the reservoir or deposit that extends on both sides of the line established in Article 41 will be exploited in such a way that the distribution of the volumes of this resource that are extracted from said reservoir or deposit will be proportionate to the volume of the same as found on each side of that line."

In our opinion, the aforementioned treaty would consecrate the fundamental principle that underlies unitization, according to which the distribution of production is in proportion to the volume estimated to be contained below the exploitation tract; this is nothing more than a quantification of the exploitation rights granted, especially since in this case States would be exercising their sovereign rights and the shares in what is produced--not the concept itself-- would remain as an object of negotiation in still another agreement.

As for our country, in the demarcation treaty signed with the Low Countries on March 31, 1978, Articles 6, 7 and 8 set forth the hypothesis and procedure that must be fulfilled by the parties for the exploitation of a geological structure or field located in a border area. To that end, a step-by-step process was set up:

- a) Technical consultations geared to diagnosing the situation, including identification of the geological structure or mineral field of hydrocarbons or gas and its extension through the line of demarcation and
- b) Designation of experts who should determine the *in situ* reserves and the volumes corresponding to each State, in proportion to total volume.

If the parties do not reach an agreement in the designation of experts, as a back-up mechanism it is recommended that the Secretary General of the United Nations choose one or even two members of the Commission, which will determine its own procedures and make rulings with a majority vote, their decisions being binding for all parties.

Furthermore, in order to keep both States fully aware of the activities of the bordering country, it is necessary for each to notify the counterpart of any

wildcat or production drilling within one nautical mile of the line of demarcation. In any event, this constitutes an additional preventive or security measure that does not take away from the principle of unitization.

The parties are obligated to establish, by mutual agreement, the location of the facilities and installations or the point of well extraction with relation to the border. However, if the parties should not be able to reach an agreement on these points, the differences would be resolved by technical expertise.

Other countries, such as Norway, Great Britain, and Northern Ireland, have opted for a different procedure in which there is even an active participation by the producers since unitization does not require only that the States sign an additional agreement to the territorial demarcation treaty, but also that the producers, for their part, sign an agreement on the operation of the constituted unit.

The procedure followed by these countries includes the following steps:

1. The corresponding territorial demarcation treaty is signed, foreseeing the possibility of unitization of the deposits that should prove to be common to their territories, in which case the States, "in consultation with the producers, if these were to exist" will attempt to sign an agreement for the most efficient exploitation of the reservoir.
2. Once it has been demonstrated that the deposit is shared because it extends into the territory of more than one State, then, following the provisions of the demarcation treaty the corresponding additional agreement is signed for the exploitation of the field.

The following provisions should be included in said agreement:

- The field is to be exploited as a "unit".
- Each State requires its producers to sign an agreement with the producers from the other State in



order to regulate the field operations. This agreement calls for the approval of the two States, and it should contain clauses guaranteeing that, in the case of a conflict between its provisions and those of the exploitation agreement signed by the States, the latter will override the former.

- The field will be operated and managed by one sole producer, designated from among the group and approved by the States.

The volume of *in situ* reserves must be quantified and the States must be attributed to have that proportion of the volume that is estimated to be contained within their respective territories, taking into account the extension of the deposit in each. The producers or licensees exploit the deposit and take possession of the reserves according to their corresponding exploitation rights.

The mechanism of a territorial demarcation treaty with an additional agreement seems extremely useful for application in Latin America, in those cases in which the shared deposit is not being exploited by the State itself through State-owned and operated enterprises, but rather by private firms; because in this way the legal problems entailed in the delivery of hydrocarbon volumes by one State to a private producer in another State would be avoided.

The trend over the last 15 years, as indicated previously, has been to consecrate in international boundary treaties the hypothesis that a deposit extends through a demarcation line, in which case the contracting States, in order to exploit the shared reservoir, sign an additional agreement, which, among other aspects, provides for production quotas, unit management, costs, benefits, unit operation, and drilling programs.

The implementation of the provisions of the additional agreement does not represent a major problem when the exploitation of the shared deposit does not fall directly to the contracting State, or to entities of its property, no matter what the legal form by virtue of which they were constituted, since the State, being the owner of the deposits, would

at any rate be exercising the powers granted it within its property rights, through the firms it created for that purpose; and this would simply be a manifestation of the exercise of its external sovereignty before another State.

In dealing with private parties which exercise exploitation rights granted prior to the effectiveness of the corresponding treaty, we would have to determine the extent to which the effects of the treaty-- in principle aimed at yielding effects-- among States could have an impact on pre-existing legal situations.

In this regard, we consider that, given the lack of express legal provisions, the adaptation of prior legal situations to the new arrangement created by the treaty, is fitting not only by virtue of the title to the deposit and the notion of public utility which dominate petroleum activities, but also by virtue of the nature of the rights granted to the producers.

In fact, since the deposits are the property of the State, their ownership is not conferred on another; what is granted is a real right to explore the area and to exploit, within a given time period, the reservoirs found therein, in keeping with the law. Hence, the nature of the rights granted to the producer are specified as "real rights"; however, the reservoirs form part of the Nation's public domain and their use is regulated by Law. The real rights result from limitations to this domain and proprietorship, but only to the extent and in the form that the Law provides, so that they are definitely limited real rights over an alien thing, which would come to be a right of domain.

As for the contents of the exploitation rights, it is worth mentioning, with respect to the private interests they protect, that they are reduced to being extraction or production rights within the bounds of the corresponding exploitation tract, the substances granted, and their use once extracted. It is consequently a limited real right to the extraction of the substances granted and to their later use.

Between the interests of the State and those of the producer there is, and there can be, no opposition of

aims and purposes. The interests of both act in solidarity so as to integrate themselves and reciprocally complement each other; nevertheless, the interests of the State have, within the legal order, a higher ranking recognized in the Constitution and Law. The preponderance of these interests is based on the concept of public utility that runs throughout this subject matter. All of the activities and operations undertaken by the producer are a function of public interests to the benefit of the Nation, and secondly, to the benefit of the producer.

This formal concept of public utility, in addition to having a programmatic nature, likewise involves a principle which lends it an obligatory and specific meaning, so that the private interests of the producer are subject to the interests of the State, in terms of what is for the public good.

To our way of thinking, in granting new exploitation rights in border areas, among other factors, the extension of a reservoir into the territory of another State must be borne in mind; in that case, well-defined petroleum legislation must have the foresight to provide for such events so that the producers' obligation to proceed to unitization of the deposit will not be left open to interpretation but rather will be automatically subject to terms and conditions agreed upon by the States through the corresponding treaty.

Such foresight has been consecrated in some of the Latin American countries' legislation, as for example in that in force in the Republic of Guatemala wherein the above-mentioned provisions are included for application in domestic as well as international law. Thus we find in Articles 144 and 147 of the Hydrocarbon Exploration and Exploitation Regulations the obligation of the contractors and title-holders of petroleum rights to sign unitization agreements whenever it can be demonstrated that a deposit is shared by two or more parties.

With respect to International Law, Article 14 of the Regulations anticipates the possibility that exploitation can be the subject of an international agreement signed within legal formalities, in order to exploit the deposit jointly with the neighboring country.

Thus, once the agreement has been signed by the interested States, the obligations of Article 4 come to the exploration and exploitation operations contracts approved in keeping with the Law.

Broadly speaking, we believe that the aforesaid summarizes the basic postulates and principles which in our opinion should orient any attempt to unitize deposits, according to Latin American legal realities, both at the level of national as well as international legal orders. These postulates and principles can, in sum, be enumerated as follows:

1. It is compulsory to recur to the unitization of petroleum deposits in those cases in which they prove to be shared by two or more producers within a single State.
2. The territorial demarcation treaties should anticipate the possibility of recurring to unitization in the case of reservoirs running through border areas.
3. The so-called Capture Law is inapplicable since it consecrated the producers' rights to appropriate for themselves all of the petroleum they could extract, even though it could be proven that the oil was coming from a contiguous exploitation tract; this would clash with the system of subsurface ownership.
4. Production should be divided up in proportion to the rights conceded to each one of the producers, so that the quota assigned to each will be the measure or quantification of his exploitation rights.
5. The effective unitization date should be set as the time at which the original reservoir conditions existed, when the Nation produces jointly alongside a private producer.

The considerations set forth above are not intended as an exhaustive treatment of the major conclusions within this area. I am sure that others of greater significance than these could be discerned, and thereby one of the further aims of this paper could be achieved.

BIBLIOGRAPHY

- ACOSTA HERMOSO Eduardo "Este Petróleo es Venezolano"
Editorial Arte. Caracas - Venezuela
1964.
- DUQUE CORREDOR, Luis Enrique "Aspectos Legales de la Explotación Unificada
de Yacimientos Petrolíferos".
Venezuelan Petroleum Corporation.
Caracas - Venezuela.
1975.
- DUQUE SANCHEZ Jose Roman. "El Derecho de la Nacionalización Petrolera".
Editorial Jurídica Venezolana
Caracas - Venezuela
1978.
- DUQUE SANCHEZ, Jose Roman "El Concepto Físico - Geométrico de las minas en
función del derecho de Explotación".
Library of the Academy of Political and
Social Sciences. Study Series.
Caracas - Venezuela
1982.
- GONZALEZ BERTI, Luis "Compendio de Derecho Minero Venezolano"
Volume II - Colección Justicia. Et. Jus.
Mérida - Venezuela
1970.
- HARDWICKE, Robert E. "Unitization Statutes: Voluntary or Compulsion"
Rocky M.T.
- MID - CONTINENT OIL, And Gas "Hand Book on Unitization of Oil Pool"
MORALES PAUL, Isidro "La delimitación de áreas marinas y submarinas al
Norte de Venezuela"
Library of the Academy of Political
and Social Sciences: Study Series. Nº 9
Caracas - Venezuela
1983.
- MEYERS, Raymond "The Law of Pooling and Unitization"
Banks and Company. Albany
New York
1958.
- SEARLS, David "Antitrust and Other Statutory Restrictions of Unit
Agreements."
1952.
- VELARDE, Hugo "Unificación de Yacimientos petrolíferos"
Venezuelan Petroleum Corporation,
Caracas - Venezuela
1974.
- WILLIAMS & MEYER Manual of Oil and Gas Terms.
Banks and Company.
Albany, New York
1957.
- WILIAMS - MAX well - MEYER "Cases and Material on the Law of Oil and Gas"
The Foundation Press
New York
1956

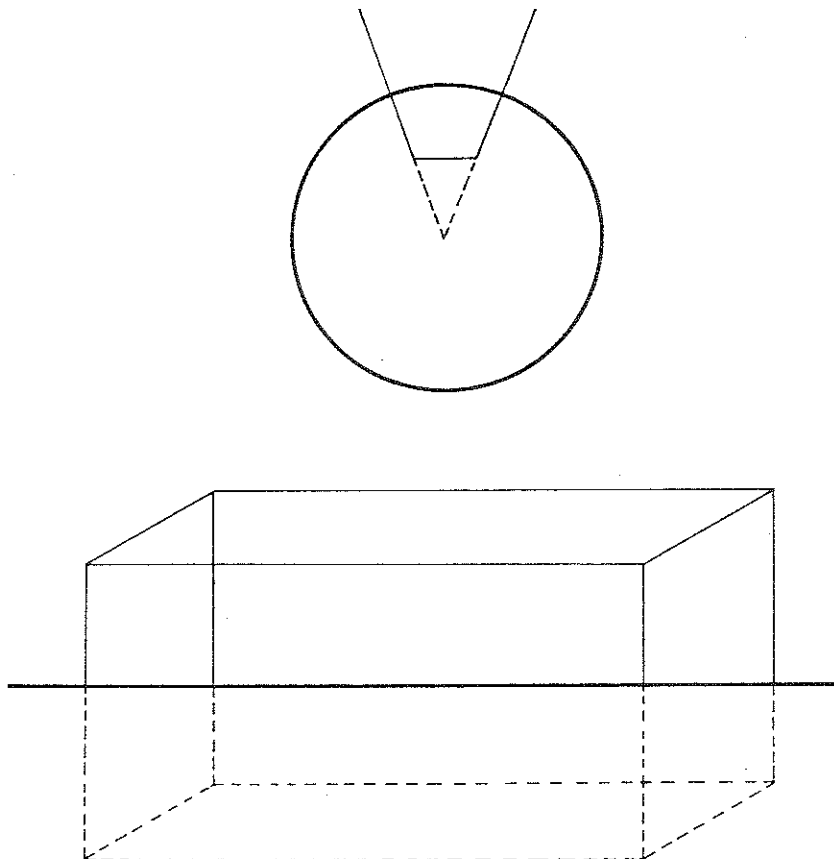


LIST OF FIGURES

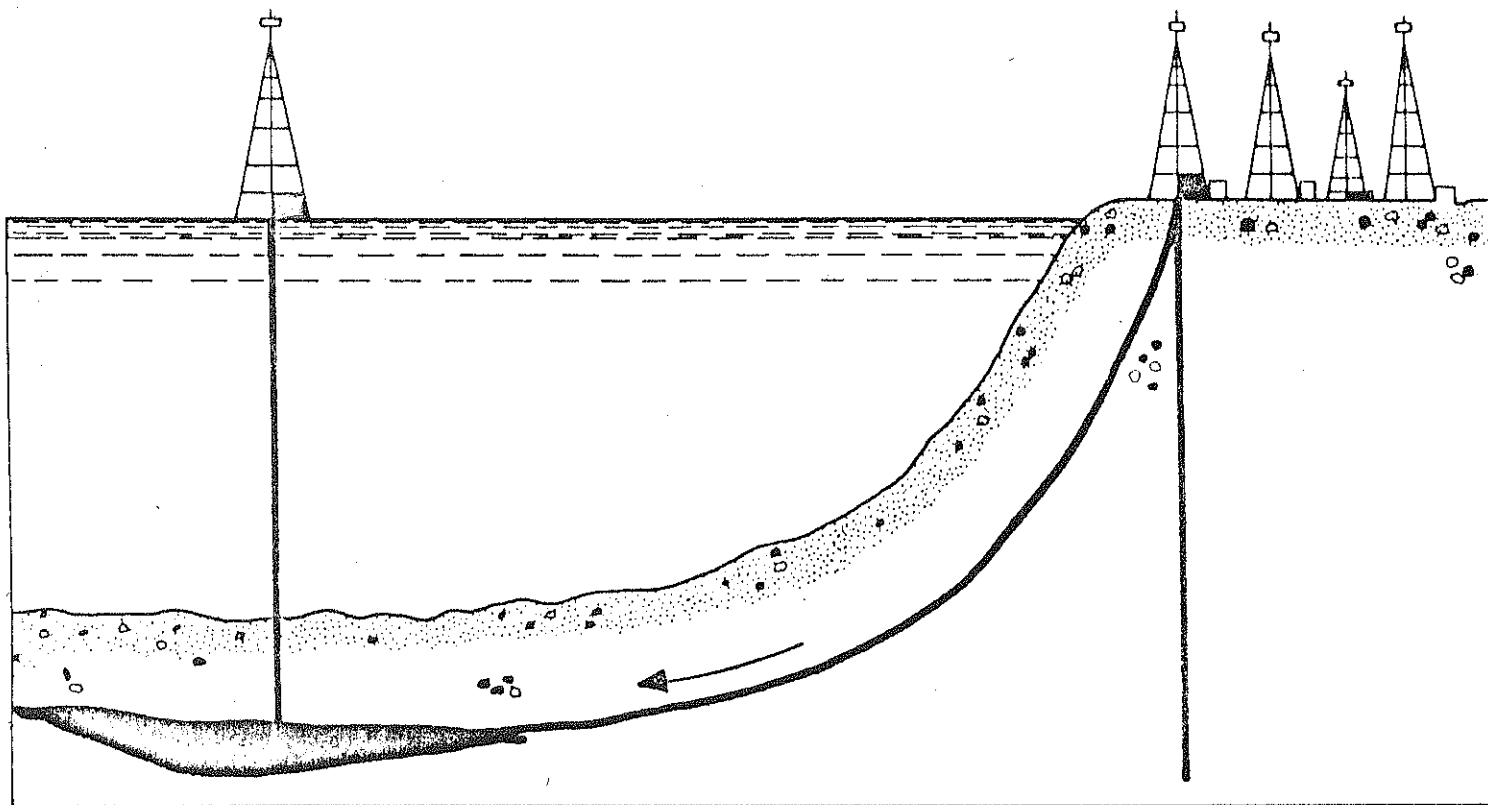
Nº

1. The Physical-Geometric Concept of Mines
2. Directional Drilling.
3. A Shared Deposit
4. Well Spacing: The Primary Grid
5. Well Spacing: The Secondary Grid
6. Well Spacing: The Stauth Formula
7. Calculation of Underlifting
 - 7.1 Compensation of Underlifting (Method I)
 - 7.2 Compensation of Underlifting (Method II)
8. Production Quotas
9. Effective Date
10. Planning at the National Level
11. Agreement Terminology
12. Approval at the National Level
13. Planning at the International Level
14. Tract Participation at the International Level

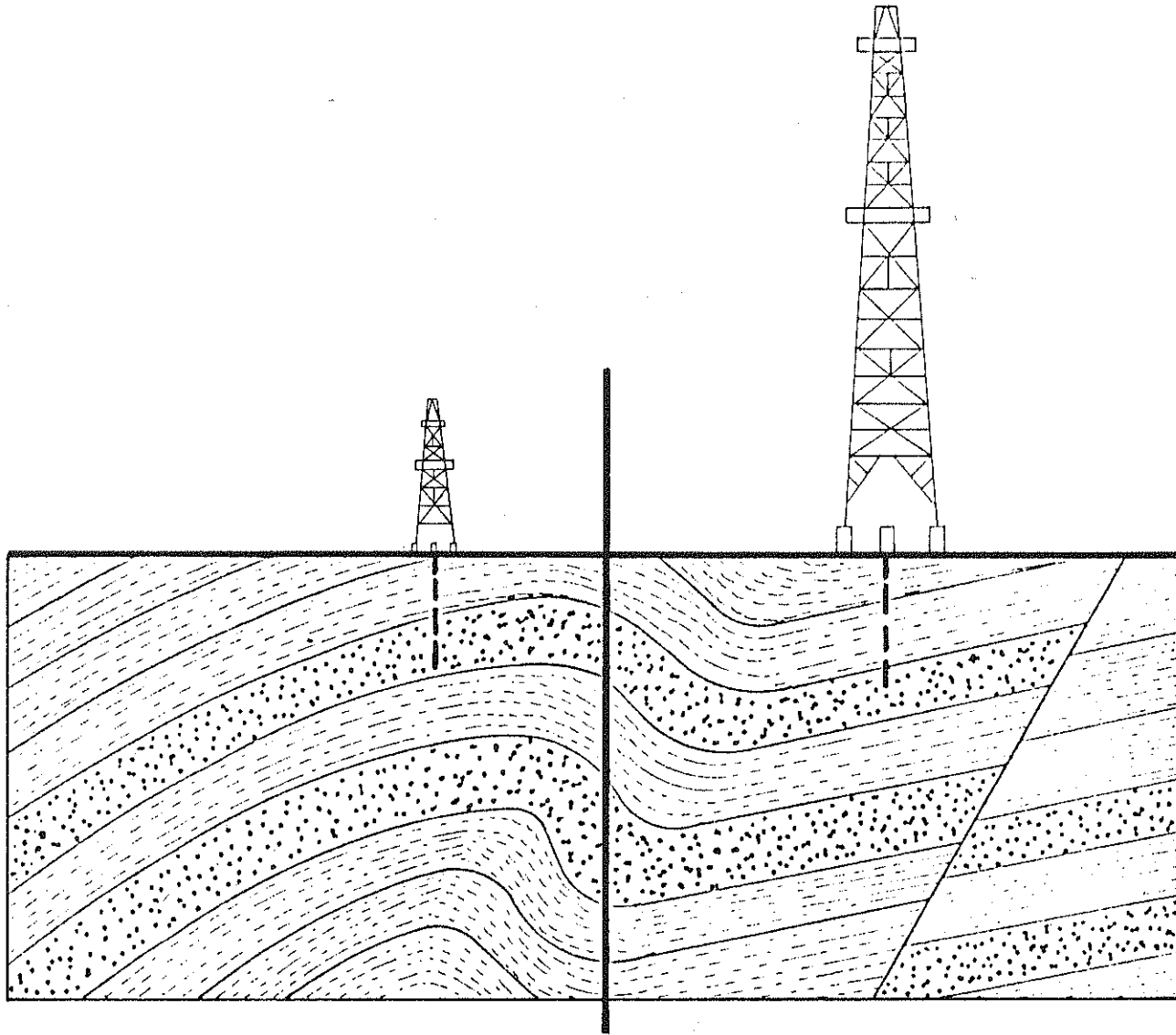
THE PHYSICAL - GEOMETRIC CONCEPT OF MINES



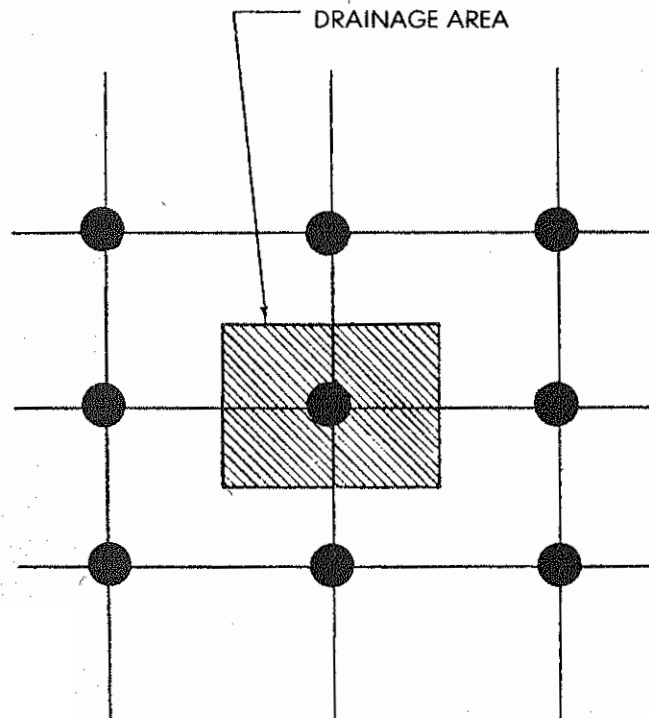
DIRECTIONAL DRILLING



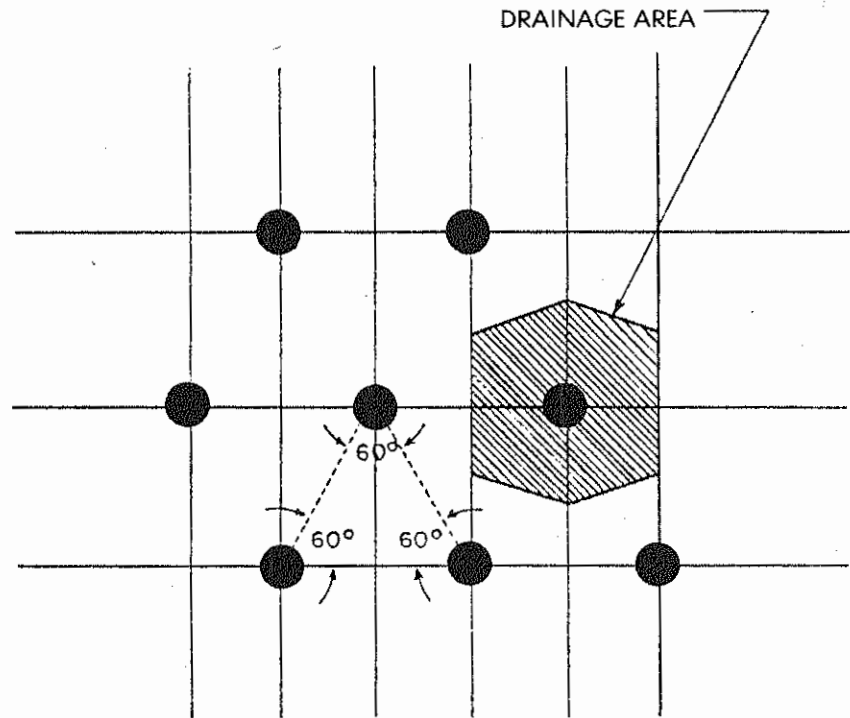
A SHARED DEPOSIT



PRIMARY AND SECONDARY GRID SPACING



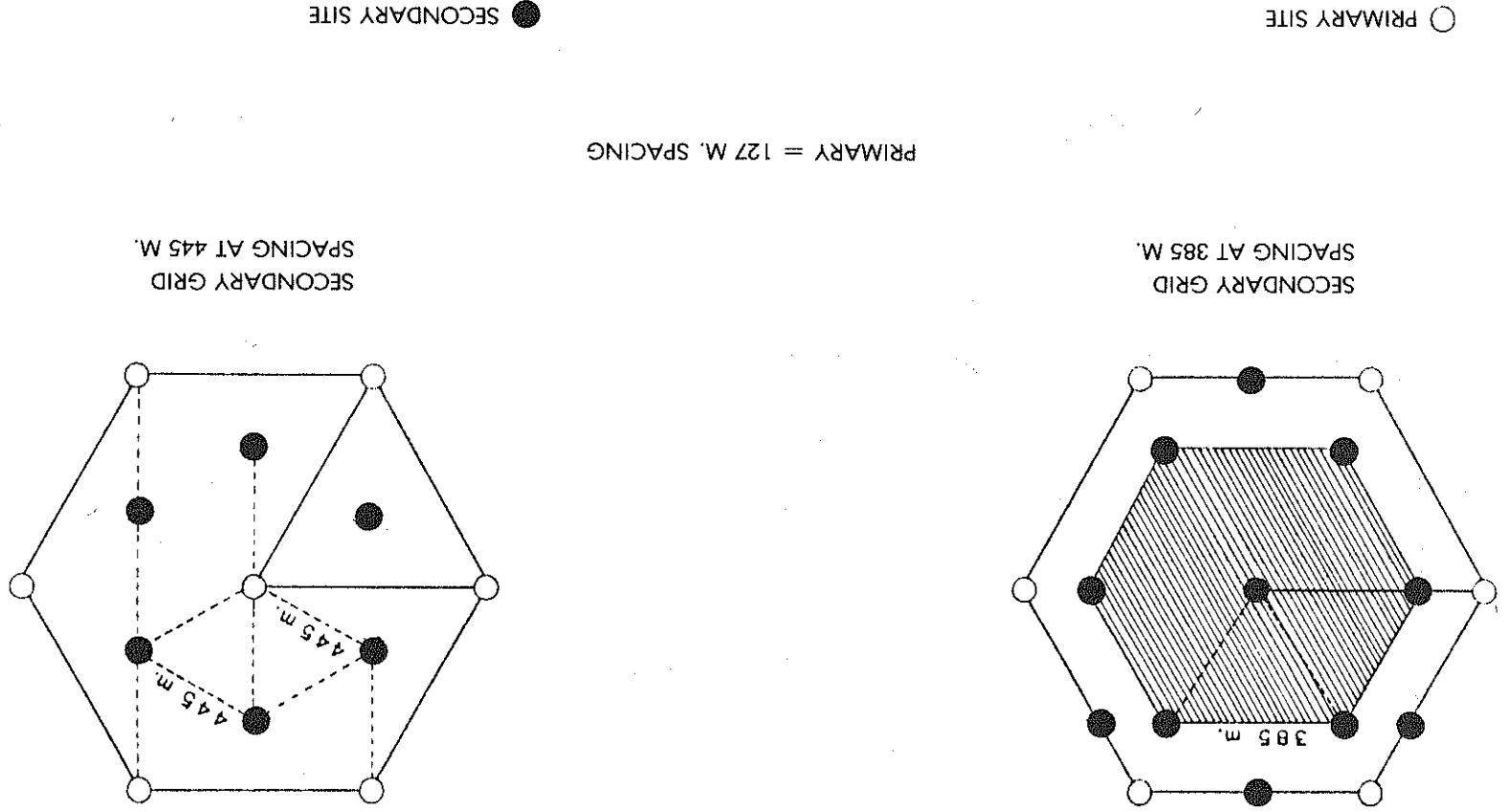
RECTANGULAR GRID



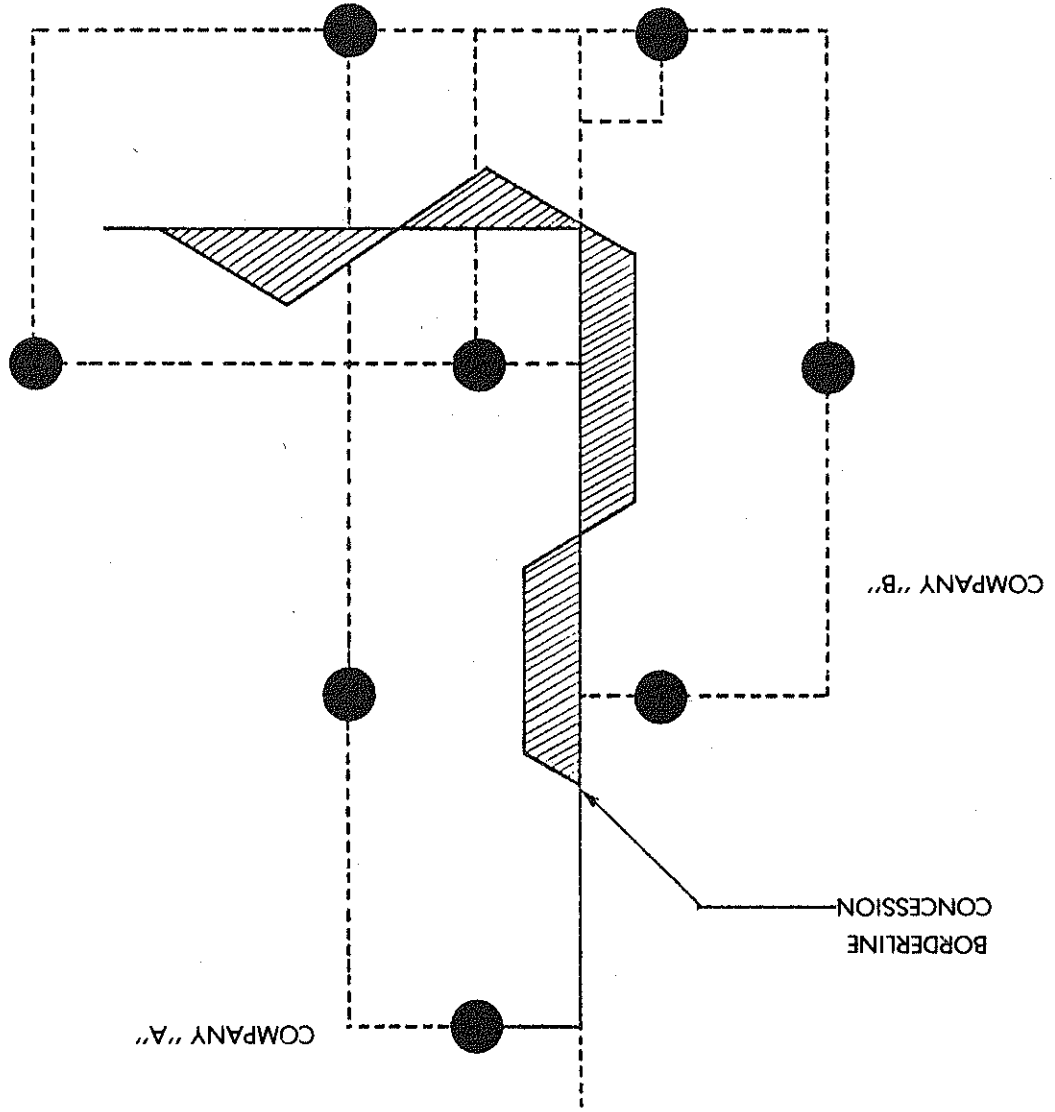
TRIANGULAR GRID

● WELLS

PRIMARY AND SECONDARY GRID SPACING



WELL SPACING: THE STAUH FORMULA



THE STRIPED SECTIONS INDICATE THE DRAINAGE AREAS OF EACH OPERATOR

COMPANY "B"

BORDERLINE
CONCESSION

COMPANY "A"

CALCULATION OF UNDERLIFTING

THE VOLUME RECEIVED BY ONE PARTY, OF THE CUMULATIVE TOTAL PRODUCED FROM THE RESERVOIR, IS LOW IN COMPARISON TO THE TOTAL RECEIVED BY THE OTHER PARTIES (COMPENSATION FOR DRAINAGE).

- A = OVERLIFTING OR UNDERLIFTING
- P_A = CUMULATIVE COMPANY PRODUCTION
- E_A = COMPANY PARTICIPATION (% SHARE)
- P_T = CUMULATIVE RESERVOIR PRODUCTION

$$A = P_A - E_A \times P_T$$

E_A	P_T	P_A
20%	120	30

COMPANY A

$$A = 30 - 0.20 \times 120$$

$$30 - 24 = 6 \text{ (OVERLIFTING)}$$

E_A	P_T	P_A
20%	120	30

COMPANY B

$$A = 30 - 0.20 \times 200$$

$$20 - 40 = -10 \text{ (UNDERLIFTING)}$$



COMPENSATION OF UNDERLIFTING

METHOD I

FROM THE DEPOSIT PRODUCTION, AN AMOUNT WILL BE EARMARKED TO COMPENSATE THE PARTIES' UNDERLIFTING.

DEPOSIT PRODUCTION	6000 B/D
COMPENSATING VOLUME	<u>1000 B/D</u>
PRODUCTION TO BE SHARED	5000 B/D

<u>COMPANY</u>	<u>PERCENTAGE</u>	<u>OVERLIFTING</u>	<u>UNDERLIFTING</u>
A	50%	1500	---
B	45%	---	900
C	5%	---	600

UNDERLIFTING QUOTAS:

$$\text{COMPANY B} = \frac{1000 \times 900}{1500} = 600$$

$$\text{COMPANY C} = \frac{1000 \times 600}{1500} = 400$$

PRODUCTION DISTRIBUTION

<u>COMPANY</u>	<u>PRIMARY QUOTA</u>	<u>UNDERLIFTING QUOTA</u>	<u>TOTAL</u>
A	2500	---	2500
B	2250	600	2850
C	250	400	<u>650</u>
			6000

COMPENSATION OF UNDERLIFTING

METHOD II

A PERCENTAGE OF THE OVERLIFTING PRODUCTION IS DEDUCTED TO COMPENSATE UNDERLIFTING.

DEPOSIT PRODUCTION: 6000 B/D

<u>COMPANY</u>	<u>SHARE</u>	<u>PRODUCTION QUOTA</u>	<u>OVERLIFTING</u>	<u>UNDERLIFTING</u>	<u>QUOTA SET</u>
A	50%	3000	1500	---	(20%) 600
B	45%	2700	--	900	-----
C	5%	300	--	600	-----

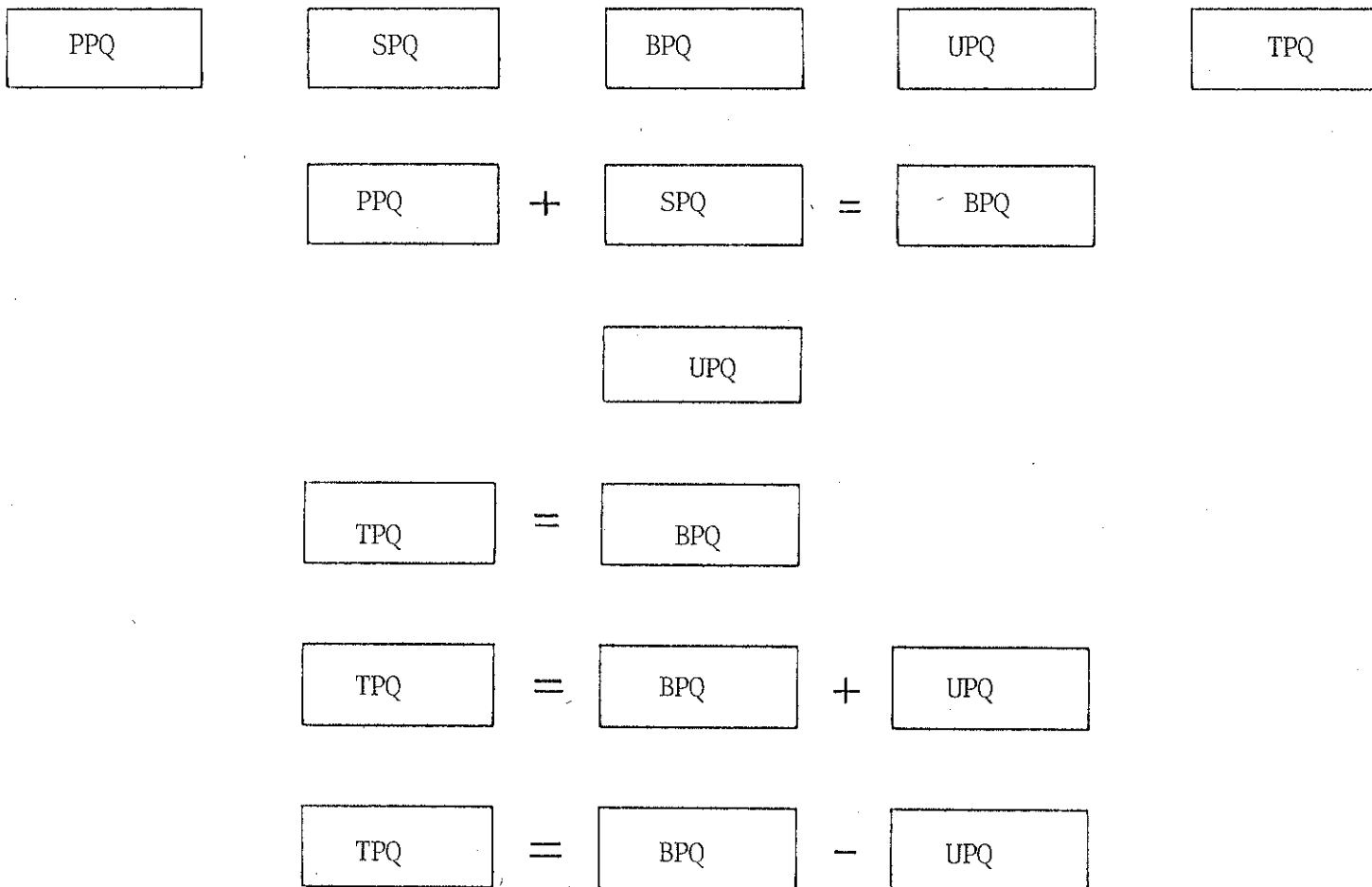
UNDERLIFTING QUOTAS

$$\text{COMPANY B} = \frac{600 \times 900}{1500} = 360$$

$$\text{COMPANY C} = \frac{600 \times 600}{1500} = 240$$

PRODUCTION DISTRIBUTION

<u>COMPANY</u>	<u>PRIMARY QUOTA</u>	<u>QUOTA SET</u>	<u>UNDERLIFTING QUOTA</u>	<u>TOTAL QUOTA</u>
A	3000	-600	-----	2400
B	2700	--	-----	3060
C	300	--	-----	<u>540</u>
				6000



PRODUCTION QUOTAS

EFFECTIVE DATE

STATE

OPERATOR "B"

OPERATOR "A"

1971

1963

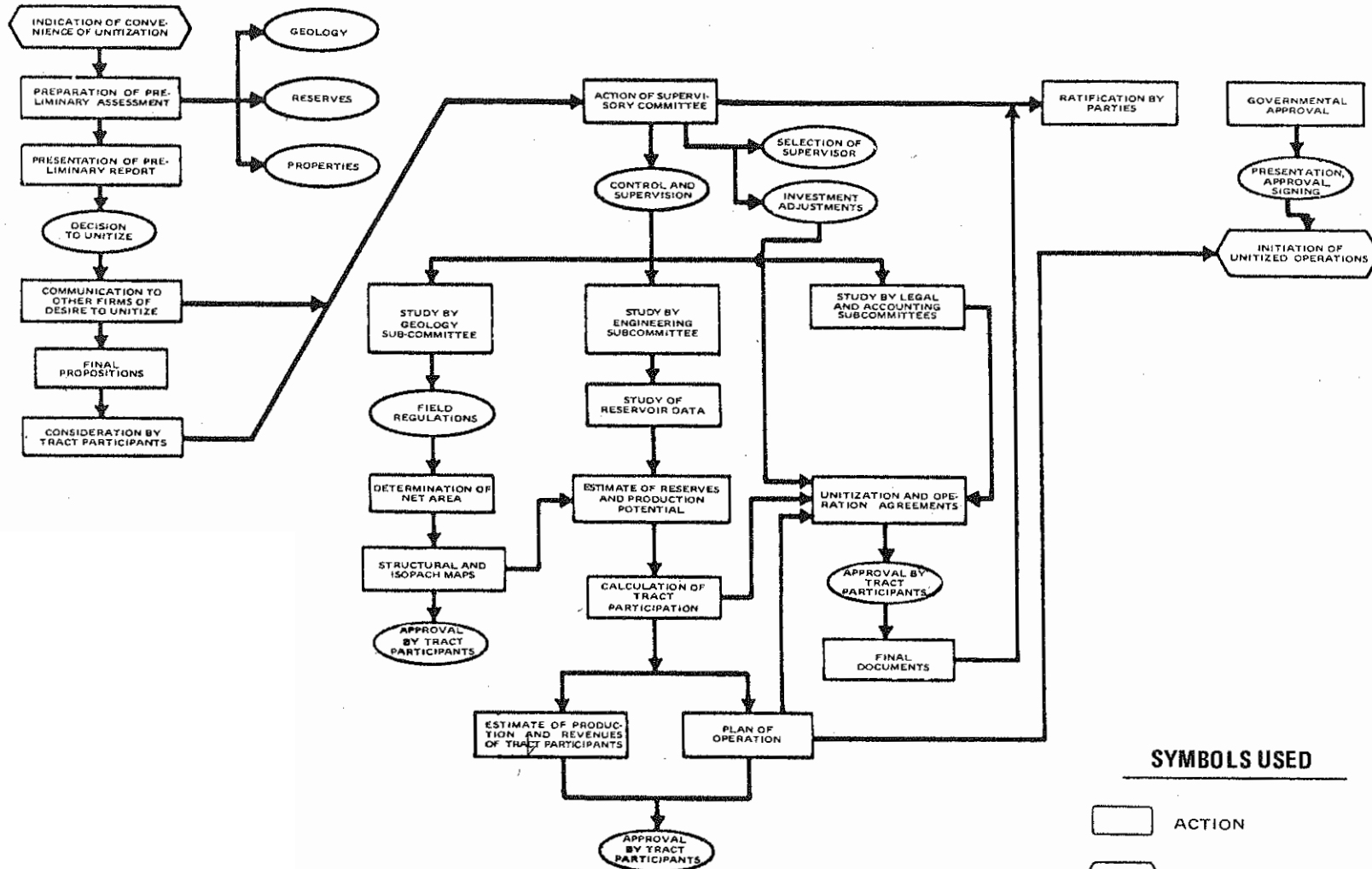
1962

1963

1962

1974 UNITIZATION

PLANNING AT THE NATIONAL LEVEL



SYMBOLS USED

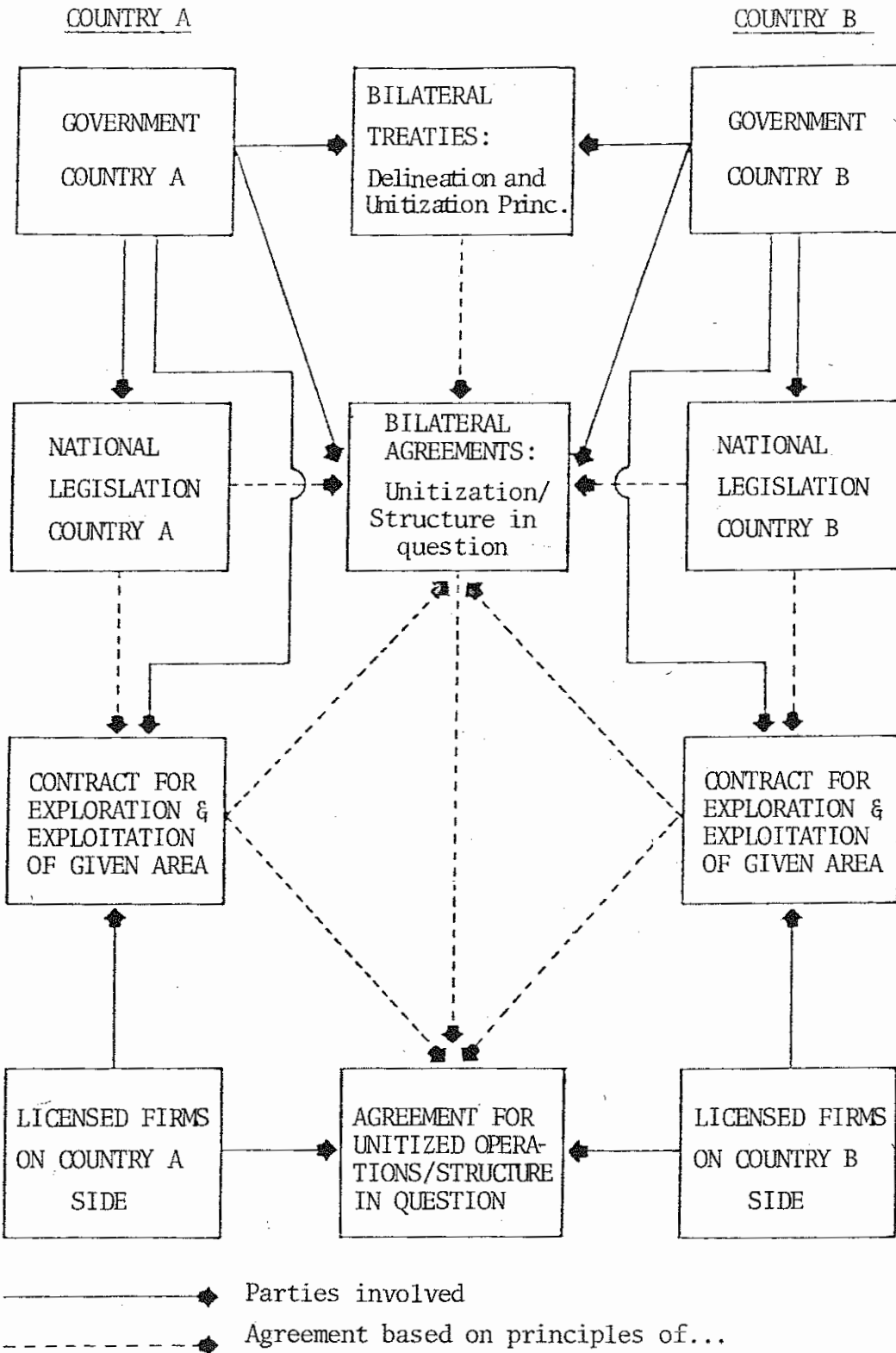
- ACTION
- DECISION
- CONSIDERATION
- OPERATIONAL SEQUENCE

AGREEMENT TERMINOLOGY

1. PETROLEUM
2. NATURAL GAS
3. OIL
4. PETROLEUM RESERVOIR (DEPOSIT)
5. BASIC ATMOSPHERIC CONDITIONS
6. BARREL
7. UNITIZED DEPOSIT
8. UNITIZED AREA
9. UNITIZED PETROLEUM
10. PARTY
11. COMMITTED GOODS
12. COMMON GOODS
13. UNITIZED GOODS
14. OPERATOR
15. UNIT OPERATOR
16. JOINT ACCOUNT
17. GROSS PRODUCTION
18. DAILY PRODUCTION RATE
19. EXPLOITATION RIGHTS
20. BASIC PRODUCTION QUOTA
21. UNREQUIRED PRODUCTION
22. ADDITIONAL PRODUCTION QUOTA
23. TOTAL PRODUCTION QUOTA
24. OVERLIFTING PARTY
25. UNDERLIFTING PARTY
26. SUPPLYING PARTY
27. DEFICIENT PARTY
28. DISABLED PARTY
29. SETBACK
30. PARTY AHEAD OF SCHEDULE
31. PARTY BEHIND SCHEDULE
32. PROGRAM OF INDUCED RECOVERY
33. RECOVERABLE RESERVES
34. REMAINING RESERVES

PLANNING AT THE INTERNATIONAL LEVEL

1. "If one same geological structure or mineral bed, of hydrocarbons or natural gas, should extend beyond the line of demarcation and should part of that structure or field lend itself to total or partial exploitation from the other side of said line of demarcation, the contracting parties, after having held suitable technical consultations, shall make an effort to reach an agreement on the most effective way to exploit that structure or field and on the way in which the costs and benefits relative to such activities will be shared".
2. In the event that any of the contracting parties should decide to undertake or permit drilling activities for exploration or exploitation purposes within one nautical mile from the line of demarcation, he shall notify the other party/ies of such activities.
3. The reservoir or deposit that extends on both sides of the line of demarcation shall be exploited in such a way that the distribution of the volumes of the resource extracted from the said reservoir or deposit will be proportional to the volumes found on each side of that line.
4. If a geological structure or field of petroleum or any other mineral should extend beyond the dividing lines, the contracting parties, in accordance with the operators, shall attempt to sign an agreement on the most efficient way to exploit the field and to share the production.



UNITIZATION AT THE INTERNATIONAL LEVEL

RESERVOIR SIZE AND TRACT PARTICIPATION AT THE INTERNATIONAL LEVEL

