



**Tethys Oil AB (publ)**  
**Årsredovisning 2005**

## Innehåll

ÅRSSTÄMMA	2
FINANSIELL INFORMATION	2
TETHYS OIL I KORTHET	3
2005 I KORTHET	3
BREV TILL AKTIEÄGARNA	4
OLJE- OCH NATURGASPROSPEKTERING	6
OLJE- OCH NATURGASMARKNADEN	8
TETHYS OIL	12
Danmark	13
Marocko	18
Spanien	21
Frankrike	24
Turkiet	27
MILJÖ	31
STYRELSE, LEDNING OCH REVISORER	32
AKTIEINFORMATION	34
NYCKELTAL	36
FÖRVALTNINGSBERÄTTELSE	38
NOTER	48
REVISIONSBERÄTTELSE	58
DEFINITIONER OCH FÖRKORTNINGAR	59
ADRESSER	60

## Årsstämma

Årsstämman kommer att hållas på Van der Nootska Palatset, St: Paulsgatan 21, Stockholm, klockan 15.00 torsdagen den 4 maj 2006. Aktieägare som önskar delta i årsstämman skall vara införda i aktieboken den 27 april 2006. Utöver ovan nämnda krav skall aktieägare anmäla deltagande senast klockan 16.00 den 27 april 2006 till:

Tethys Oil AB  
Corporate Legal  
Blasieholmsgatan 2A  
SE-111 48 Stockholm  
Sverige

Telefon: +46 8 679 49 90  
Fax: +46 8 678 89 01  
E-post: agm@tethysoil.com

### Fullmakt

För att delta och rösta som ombud på årsstämman, måste en fullmakt presenteras för bolaget, företrädesvis på ovanstående adress, ej senare än 27 april, 2006.

## Finansiell information

### Bolaget planerar följande rapporter:

Tremånadersrapport (januari – mars 2006) den 4 maj 2006  
Årsstämma den 4 maj 2006  
Sexmånadersrapport (januari – juni 2006) den 15 augusti 2006  
Niomånadersrapport (januari – september 2006) den 31 oktober 2006  
Bokslutskommuniké (januari – december 2006) den 15 februari 2007

Omslag: Konstnärlig tolkning av porositet mellan sandkorn i sandsten av Karlebotyp

## Tethys oil i korthet

Tethys Oil är ett svenskt bolag med inriktning på prospektering efter samt utvinning av olja och naturgas. Tethys strävar efter att hålla en välbalanserad portfölj med huvudsaklig inriktning mot prospektering med projekt som kan ge hög risk och hög avkastning. Tethys skall också ha prospekteringsprojekt av lägre risk samt utvärderings- och utbyggnadsprojekt. Bolaget har intresseandelar i prospekteringslicenser i Danmark, Frankrike, Marocko, Spanien och Turkiet, samt i en produktionslicens i Spanien. Aktierna är noterade på Nya Marknaden (TETY) i Stockholm.

## 2005 i korthet

### Höjdpunkter

- Tethys Oils första prospekteringsborrning närmar sig i Danmark – Karlebo-1 – och under 2005 ökade aktiviteterna i Danmark steg för steg. Borrning planeras genomföras under sommaren 2006
- Tethys Oil har undertecknat ett infarmningsavtal med Aladdin Middle East avseende två prospekteringslicenser onshore Trakien i Turkiet. Seismiskt arbete planeras för 2006
- Tethys Oil har undertecknat avtal avseende Bouananelicensen, en undersökningslicens i Marocko
- Den slutgiltiga tolkningen och utvärderingen av befintliga data över Ispandikalicenserna i Turkiet har avslutats efter det att en radar- och satellitstudie över området färdigställts

### Väsentliga händelser efter räkenskapsperiodens utgång

- Tethys Oil har av franska myndigheter tilldelats 40 procents andel i en prospekteringslicens belägen i Paris sedimentbassäng
- Gravimetriskt fältarbete har påbörjats på Bouananelicensen i Marocko

## Brev till aktieägarna

### Vänner och investerare,

År 2005 har varit ett bra år för oljebolag. Oljepriserna har nått nivåer som inte setts på tjugofem år (inflationsjusterat). De drivande faktorerna bakom prisökningarna synes vara efterfrågestyrda och de dominerande råoljeproducenterna producerar vid eller nära sina kapacitetstak. I skrivande stund finns det få eller inga tecken på att den nuvarande prisnivån skall minska aptiten på energi i de snabbväxande ekonomierna i Indien och Kina, eller för den delen ha någon mer dramatisk effekt på OECD-ländernas ekonomiska välbefinnande. Någon prispress till följd av efterfrågeminskningar förefaller därför osannolik, åtminstone på kort och medellång sikt.

Samma förhållande råder i utbudsledet av prisekvationen. För att oljeindustrin skall kunna väsentligt öka råolje- eller naturgasutvinningen måste stora summor och mycket tid investeras. Detta måste göras både i befintliga producerande fält samt, och viktigare, i prospektering efter nya reserver, nya tillgångar av olja och naturgas som ersättning för det vi i en allt snabbare takt förbrukar.



Investeringar i prospektering har varit eftersatta allt sedan den senaste priskollapsen 1998–1999. Likaledes har investeringar i producerande områden begränsats och det nya årtusendets första fem år har präglats av underinvesteringar i hela upstream-segmentet. Och resultaten av denna investeringspolitik har inte låtit vänta på sig. Utan prospektering har antalet nyupptäckta fält minskat och världens årskonsumtion av olja under den senaste tioårsperioden har vida överstigit mängden nya fynd. Intresset att investera i prospektering efter nya reserver har inte på allvar återkommit förrän under 2005.

Etableringen av en högre oljeprisnivå har medfört vissa ändringar i Tethys strategi. Redan i januari 2005 förutsåg vi att de högre priserna skulle leda till ökat fokus på prospektering och vi ökade våra ansträngningar att erhålla ytterligare prospekteringslicenser. Vi förväntade oss också ökad aptit på prospekteringsmål med stora potentiella reserver och med högre risk-/avkastingsratio. Dessa antaganden ledde till att vi utökade vårt geografiska kärnområde.

Förändringen i oljeprismiljön har också påverkat Tethys strategi avseende produktion och förvärv. Förutom prospektering önskar Tethys vara exponerat mot produktion och utbyggnadsprojekt. För att påskynda en utvidgning till sådana tillgångar i Tethys projektportfölj, har under 2005 flera projekt med produktion utvärderats. Oljeprisutvecklingen har emellertid gjort det allt svårare att komma till avslut efterhand som säljarens förväntningar avseende försäljningspris, enligt vår uppfattning, har blivit alltmer realistiskt och konkurrensen från kassastinna aggressiva konkurrenter ökat.

Vi vill inte göra förvärv där värdeökning endast kan komma från stigande oljepriser. Det måste också gå att påvisa värde i tillhörande utbyggnadsmöjligheter och prospektering. Tethys fokus har därför gradvis skiftat mot utvärderings-/utbyggnadsprojekt, där olja eller naturgas är påvisad men ytterligare arbete och investeringar eller modernare teknologi krävs för att kunna påbörja eller öka produktion.

Betydande resurser lades på att identifiera och värdera sådana projekt under 2005 och dessa kommer att fortsätta under 2006.

Våra ansträngningar att erhålla ytterligare prospekteringsstillgångar ledde snabbt till resultat. I juli erhöll Tethys en undersökningslicens i Marocko – Bouananelicensen är ett gott exempel på Tethys nydanande syn på data. I de geologiska antagandena bakom Bouananelicensen läggs data från Algeriet och Marocko samman

för att definiera en modell som beskriver ett möjligt gasfält. Denna konceptuella idé börjar nu dra till sig uppmärksamhet och potentiella partners.

Samma modell användes av Tethys för att definiera omständigheterna kring Karlebostrukturen i Danmark. Här sammanförde vi moderbergartsdata och oljespår från Sverige med utmärkta reservoaregenskaper och 'lock' i Danmark, på andra sidan Törnkvist-förkastningen.

Vår nästa licensutökning skedde i Turkiet där vi i oktober med stor tillfredsställelse kunde konstatera att vi erhållit nya licenser i den för naturgas mycket produktiva Trakienregionen (Marmara), i den europeiska delen av Turkiet. Inte minst mot bakgrund av att vi frånträdde Hotolicensen i Diyarbakirregionen i september var Trakien ett mycket välkommet tillskott till vår projektportfölj och en god balans till Ispandikalicensen, som håller en hög risk/reward relation.

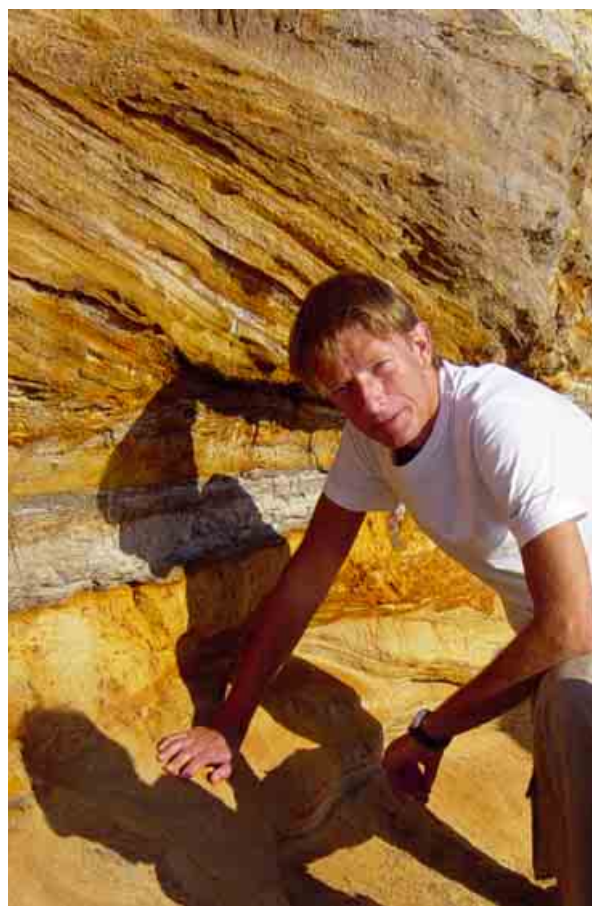
Sist men inte minst under 2005 kröntes våra ansträngningar att erhålla en licens i Parisbassängen i Frankrike, inledda i februari 2005, med framgång när franska myndigheter i februari 2006 gav Tethys och Galli Coz S.A. Attilalicensen.

Efter dessa lyckade utökningar av vår prospekteringsportfölj anser vi nu att portföljen är väl balanserad och nästan fullt utbyggd.

Så medan 2005 huvudsakligen utvecklades till ett år med arbete bakom kulisserna, där geologiskt grundarbete och mödosamma juridiska utflykter långt ifrån alltid resulterade i pressreleaser och publikt erkännande. 2006 däremot, lovar mera synliga aktiviteter i form av utvärderingar, prospekteringsborrningar och samarbetspartners i våra prospekteringsprojekt.

Under 2006 kan Tethys komma att delta i upp till tre prospekteringsborrningar. Borrbara strukturer har definierats i Danmark, Frankrike och Spanien. I Danmark, där Tethys är operatör för licens 1/02 onshore Själland, är Karlebostrukturen redo att borras. Slutgiltiga borrförberedelser pågår i samarbete med lokala myndigheter och i skrivande stund är vi i slutfasen av att kontraktera en borrhög. Sker inget oförutsett torde Karlebostrukturen kunna testas för naturgas av en prospekteringsborrning i sommar.

Moder- och reservoarbergarterna som prognostiseras under Karlebo går i dagen på den danska ön Bornholm i Östersjön, där Tethys Oils styrelse förra sommaren kunde konstatera mäktigheten av dessa bergarter i området.



Med höga oljepriser och med en strategi som anpassar sig mjukt och eftertänksamt till omvärlden, tror vi att vi kan erbjuda en intressant resa framöver. Huvuddelen av våra idéer är ännu oprövade men vi hoppas bevisa några av dem i år. För ett upstreambolag finns det få saker som slår prospektering och prospekteringsborrningar. 'Sanningens minut' närmar sig efter år av förberedelser. Om det lyckas skänks tillfredställelsen av ett väl utfört arbete, liksom glädjen av att ha bidragit till världens energiförsörjning. Och självfallet glädjen i att skapa aktieägarvärde.

Tethys är fortfarande ett ungt bolag. Så var oss trogna. Vi tror att vi kan erbjuda en spännande och intressant resa.

Stockholm i mars 2006

**Vincent Hamilton**  
*Ordförande och  
Chief Operating Officer*

**Magnus Nordin**  
*Verkställande direktör*

# Olje- och naturgasprospektering

## Olje- och naturgasprospektering

Oljeindustrin uppdelas i två huvudsegment, upstream och downstream. Upstream är verksamheten som söker, finner och producerar råolja och naturgas. Downstream raffinerar och distribuerar oljan i form av drivmedel, eldningsolja eller som råvara till den petrokemiska industrin. Oljebolag kan vara aktiva inom båda eller delar av dessa segment. Tethys Oil är verksam inom upstream.

## Äganderätt till olje- och naturgasfyndigheter

Olje- och naturgastillgångar ägs vanligtvis av det land i vilket oljan eller naturgasen återfinns. Till följd av detta äger oljebolag vanligtvis inte fyndigheten på vilken prospekteringen sker, utan oljebolagen erhåller tillstånd att prospektera efter samt utvinna olja och naturgas av respektive lands regering. Detta tillstånd kallas för koncession eller licens.

En licens består vanligtvis av två delar; en prospekteringslicens och en produktionslicens. För att erhålla ett prospekteringsstillstånd, förbinder sig normalt oljebolagen att utföra vissa arbeten inom ett område under en given tidsrymd. I allmänhet utgörs dessa arbetsåtaganden av geologiska, geokemiska och geofysiska undersökningar (seismiska undersökningar) och borrhningar. Oljebolagen betalar inte nödvändigtvis några pengar för att erhålla prospekteringsstillstånd, utan betalningen erläggs i form av att bolagen bekostar de arbeten man åtagit sig. I vissa fall kan det även förekomma en avgift till det land där prospekteringen ska ske.

Om kommersiella mängder av olja eller naturgas påträffas övergår prospekteringslicensen till en produktionslicens, där s.k. royalty och/eller skatt uttages, eller ett produktionsdelningsavtal, vilket innebär att en viss del av utvunnen olja eller naturgas ska tillfalla landet i fråga. Fördelningen av olja och naturgas mellan licensinnehavaren och landet i fråga i ett produktionsdelningsavtal varierar beroende på land. Löptiden på produktionslicenser är vanligtvis 20–30 år.

## Samarbete och partners

Oljebolagen samarbetar ofta eftersom prospekteringskostnaderna är höga. En typisk oljekoncession innehas kanske av upp till fem olika oljebolag med 20 procent vardera. Det bolag som erhöll den ursprungliga koncessionen bjuder in andra bolag att delta, mot att de tar över hela eller delar av det arbetsåtagande som följer med koncessionen. I gengäld får de inbjudna bolagen del i eventuella framtida intäkter. Detta kallas att »farma ut« respektive »farma in«.

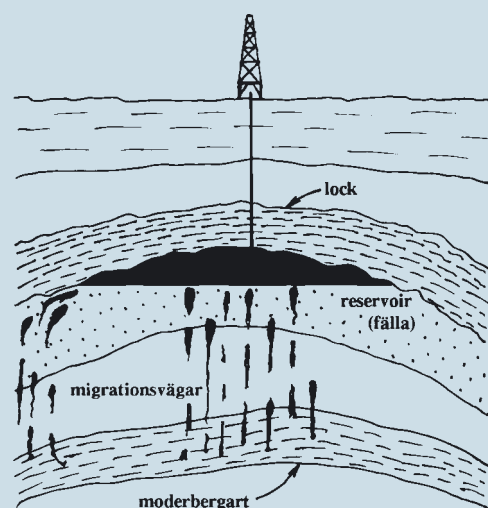
Det oljebolag som har det operativa ansvaret kallas för operatör och kan antingen själv utföra arbetena eller svara för att tjänsterna upphandlas och läggs ut på entreprenad.

## Framtagande av geologiska modeller i syfte att lokalisera olje- och naturgasfyndigheter

Syftet med en geologisk modell är att lokalisera potentiella olje- och naturgasreserver genom att utarbeta en hypotes som förklarar varför det specifika området innehåller rätt geologisk struktur. För att olja och gas ska kunna finnas måste ett flertal förutsättningar vara uppfyllda. De geologiska modellerna bör beskriva:

1. bergarter med förmåga att skapa olja och naturgas i det initiala skedet – **moderbergarten**;
2. bergarter med förmåga att konservera olja och/eller naturgas – **reservoaren**;
3. bergarter med förmåga att innesluta olja och/eller naturgas i reservoaren – **förslutningen**; samt
4. bergarternas sammansättning under jordytan som kombinerar ovannämnda faktorer – **strukturen**.

Utöver detta ska modellen underbygga att dessa egenskaper är korrelerade på sådant sätt att ett slutet område bildats samt att egenskaperna tidsmässigt uppstått i den ordning som erfordras för att kolväten ska bildas.



## Prospektering

Olja och naturgas återfinns i sedimentära bergarter på upp till tio kilometers djup. Dessa bergarter har skapats genom att partiklar som kommit genom vatten eller genom luft har sedimenterat och cementerats samman. För att lokalisera geologiska strukturer som är gynnsamma för ansamling av olja och naturgas genomförs olika typer av undersökningar, av vilka den vanligaste metoden är geofysisk seismik. Seismiska undersökningar baseras på att ljudvågor transporteras med olika hastighet i olika material och att de,

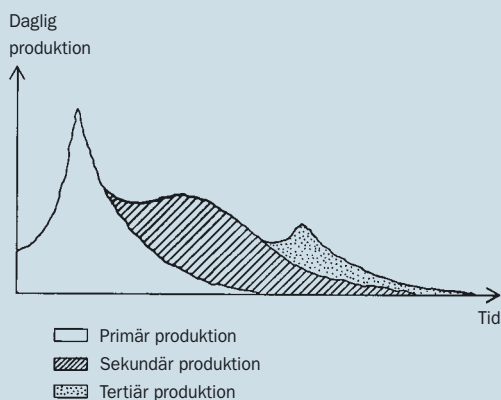
vid övergången mellan olika material, delvis böjer av och reflekteras tillbaka upp till ytan. Till följd av att bergarter har olika sammansättning är det möjligt att utifrån variationerna i ljudvågens hastighet och vinkel bedöma lokaliseringen av strukturer som kan innebära potentiella olje- och/eller naturgasreserver inom prospekteringsområdet.

Seismikundersökningar genomförs onshore eller offshore med seismikutrustning. Då enskilda linjer av seismik utförs, tillhandahåller dessa information om bergarterna direkt under jordytan där den seismiska utrustningen är placerad. Denna typ av seismikdata är tvådimensionell, så kallad 2D-seismik, eftersom den tillhandahåller data längs två axlar, längd och djup. Om seismikundersökningar genomförs längs flera linjer samtidigt, tillförs även en tredje dimension; bredd, vilket kallas för tredimensionell seismik, eller 3D-seismik. 3D-seismik resulterar i ett betydligt större informationsinnehåll om bergarterna under ytan, men är samtidigt betydligt dyrare och täcker ett mindre område.

Att borra ett hål i marken eller i havsbotten är det enda säkra sättet att visa att den utvalda strukturen innehåller kommersiellt utvinningsbara mängder av kolväten. En borrning på en struktur utan kända reserver, kallas för prospekteringsborrning. Under borrningen analyseras bergarten och vätskan från borrhålet genom att dessa tas upp till ytan. Då borrningen avslutats genomförs en så kallad loggning av borrhålet, vilket innebär att elektriska sensorer släpps ned i hålet varvid mätningar genomförs av både bergarterna samt vätskan och gasen i bergarterna. Om analysen av såväl de borrhålen som loggningen utfaller positivt, genomförs ett produktionstest av borrhålet, vilket består i att eventuella olje- och gaszoner tillåts flyta in i hålet och upp till ytan för mätning och analys. Under loggningen och testningen beräknas även produktionstakt och storlek på fyndigheten.

## Beräkning av reserver

Med reserver avses en fyndighets beräknade volymer av råolja och naturgas som bedöms vara kommersiellt utvinningsbara under rådande ekonomiska omständigheter. Reserverna indelas i två grupper, bevisade och icke bevisade reserver. Icke bevisade reserver indelas i sin tur i sannolika och möjliga reserver. Med bevisade reserver avses områden där testning skett med positivt utfall samt de närliggande områden där borring ej ägt rum men som, baserat på befintliga och geologiska data, ändå bedöms vara kommersiellt utvinningsbara. Sannolika reserver är mindre säkra än bevisade reserver. Dock bedöms sannolikheten att producera kommersiellt utvinningsbara sannolika reserver vara högre än 50 procent, vilket ska jämföras med möjliga reserver där sannolikheten att finna utvinningsbara reserver bedöms vara lägre än 50 procent.

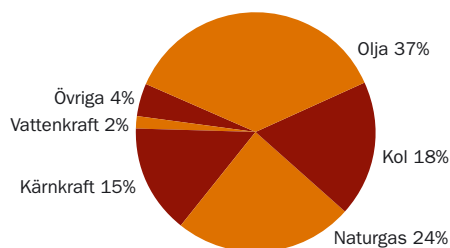


# Olje- och naturgasmarknaden

Olje- och naturgasmarknaden är världens största råvarumarknad och det verkar som om det förhållandet kommer att kvarstå under överblickbar framtid. Olja och gas är såsom råvaror resultatet av en serie av omständigheter och sammanträffanden under miljontals år. Det moderna liv vi lever idag är till stora delar beroende av denna råvara. De flesta saker i vår omgivning, fler än man kanske förställer sig, är på ett eller annat sätt sammankopplade till oljan. Det gäller allt från asfalt, datorer, bensin, cykelhjälm till pennor och skor – oljelerade produkter är en naturligt del i vårt dagliga liv. Värdet på denna naturresurs bestäms på en global marknad och förändras konstant. Det finns tusentals oljebolag i världen, men inget är tillräckligt dominant för att påverka världsmarknadspiset. Konkurrensen ligger därför inte i prissättningen, utan i att finna oljan.

## Energikällor

Det finns ett flertal olika källor till energi och de viktigaste är olja, kol och naturgas. Alternativa energikällor såsom vind- och vågkraft, solenergi och biobränslen bidrar relativt marginellt. Olja och naturgas utgör mer än hälften av alla primära energikällor.



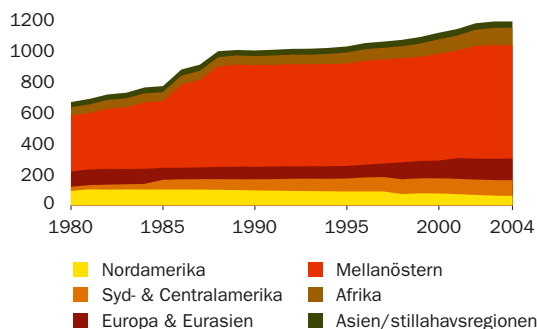
## Oljemarknaden

### Oljepriset – trender och variabler

Oljeprisanalys är i allt väsentligt inte annorlunda från någon annan prisanalys, det handlar om att förstå utbuds- och efterfrågeförhållanden, där priset endast är en måttstock och ett uttryck för jämvikten mellan utbud och efterfrågan vid en given tidpunkt. Att förutsäga oljepriset innebär därför att identifiera och förstå framtida trender som påverkar utvecklingen av oljeutbudet (produktion, kvarvarande reserver, prospekteringsframgångar, prospekteringskostnader och produktionskostnader, utbudskarteller som OPEC, politiskt orsakade utbudsstörningar för att nämna några faktorer) och efterfrågan (utvecklingen av alternativa energikällor, global ekonomisk tillväxt, effektivare användning av energi osv.)

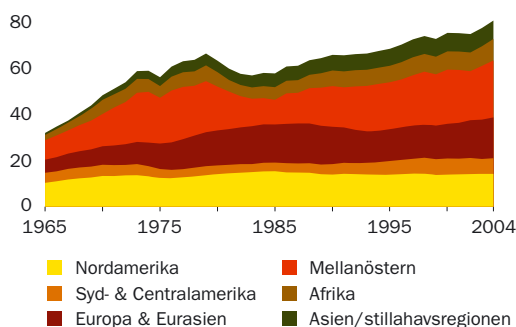
Antalet variabler som kan påverka utbudet av och efterfrågan på olja är stort och många resurser och mycket tankearbete är sysselsatt med att skapa dyna-

### 1. Kända globala oljereserver, miljarder fat



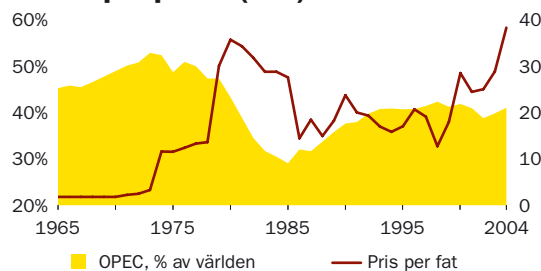
Källa: BP Statistical Review of World Energy, 2005.

### 2. Global oljeproduktion, tusentals fat per dag



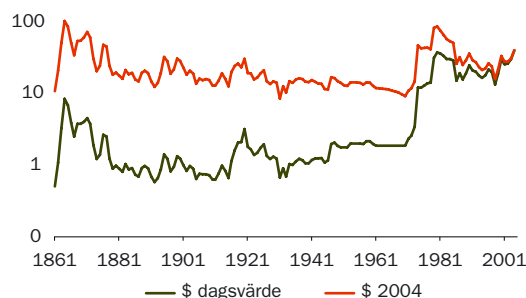
Källa: BP Statistical Review of World Energy, 2005.

### 3. OPECs andel av global oljeproduktion och pris per fat (USD)



Källa: BP Statistical Review of World Energy, 2005.

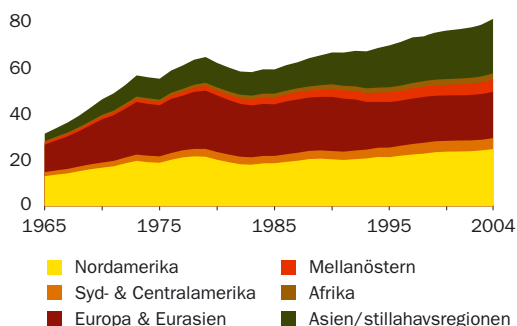
### 4. Oljeprisutveckling sedan 1861



Källa: BP Statistical Review of World Energy, 2005.

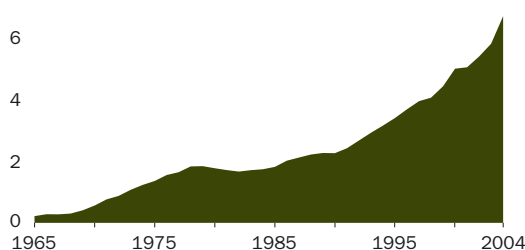


## 5. Global oljekonsumtion, tusentals fat per dag



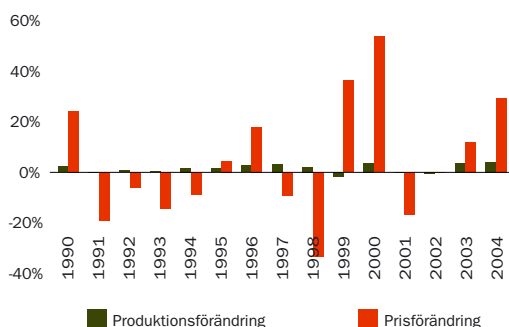
Källa: BP Statistical Review of World Energy, 2005.

## 6. Oljekonsumtion – Kina, tusentals fat per dag



Källa: BP Statistical Review of World Energy, 2005.

## 7. Produktions- och prisförändring



Källa: BP Statistical Review of World Energy, 2005.

## 8. Oljeprisutveckling sedan 1985



Källa: Wall Street Journal

miska modeller för att förklara tidigare utveckling, förstå den nuvarande situationen och genom att skapa historiskt baserade principer försöka förutspå framtiden. Sådana försök går långt bortom utrymmet för denna rapport, men i detta avsnitt görs ett försök att belysa några få variabler som är viktiga för att förstå förutsättningarna för oljepriset och dra vad som möjligtvis kan vara användbara slutsatser från dessa observationer.

En första variabel att fundera över är den tillgängliga mängden olja. Figur 1 visar att ökningen av tillgängliga reserver har minskat under de senaste 20 åren. Utöver detta tenderar nya fynd att bli mindre och färre jämfört med tidigare och trenden går mot en begränsning av tillgängligt utbud. En mer direkt observation är möjligtvis fördelningen av reserver. Över 70 procent av de kända reserverna återfinns i Mellanöstern och reservtillväxten i övriga delar av världen har under de senaste 20 åren varit marginell.

Efter den första utbudsschocken, som orsakades av OPECs prisökningar på 70-talet och som innebar en stor konsumtionsnedgång och även en markant ökning av prospekteringsinvesteringar utanför OPEC-länderna, har oljeprisutvecklingen huvudsakligen varit efterfrågestyrd. Konsumtionen har ökat och den långsiktiga trenden har varit att pris och produktion följt efter. Det senaste decenniets kinesiska konsumtionsökning står ut som ett praktexempel.

Små förändringar i efterfrågan och utbud kan i det korta perspektivet få dramatiska förändringar på priset. Ett tydligt exempel är effekterna av den saudiska produktionsökningen 1998 som kom att sammanfalla med den asiatiska nedgången. Det är dock värt att notera att den kinesiska konsumtionen faktiskt aldrig minskade. Endast ökningen av konsumtionen föll. Vidare är det värt att notera att en mycket liten justering om mindre än 2 procent av utbudet återställde priset inom loppet av ett år.

OPECs andel av världsproduktionen och än viktigare dess andel av tillgängligt utbudsöverskott bestämmer OPECs inflytande över priset. Vad som är tydligt från 80-talet, då länderna utanför OPEC kraftigt ökade utbudet vilket sedan OPEC motverkade genom stora produktionsnedskärningar, var att priset föll kraftigt. Så länge OPEC på marginalen kontrollerar antalet producerade fat, är det troligt att OPECs inflytande på oljepriset kommer att vara betydande. Så länge inga andra regioner kraftigt ökar sina reserver och sin produktionskapacitet, kommer detta förhållande troligtvis att bestå.

## Naturgasmarknaden i Europa

### Översikt

Naturgas har blivit en allt viktigare energikälla i Väst-europa och svarade för 24,3 procent av den sammanlagda energiförbrukningen år 2004. Om den nuvarande trenden består, förväntas naturgasens betydelse inom EU öka ytterligare i förhållande till andra energikällor. Naturgasmarknaden skiljer sig på många sätt från oljemarknaden. Även om naturgas i huvudsak bildas på samma sätt som olja, innebär det faktum att det är en gas att det är svårare att transportera. Pipelines spelar en viktig roll i transporten av naturgas (pipelines står för 84 procent av naturgastransporterna i Västeuropa), vilket får till följd att naturgas prissätts lokalt och att prissättningen i jämförelse med olja är mindre homogen. Naturgasmarknaden är inte global på samma sätt som oljemarknaden, varför detta naturgasavsnitt kommer att fokusera på naturgasmarknaden i Europa. (Källa: Eurogas Annual Report 2004–2005)

### Priset på naturgas

Priset på naturgas bestäms delvis av energiinnehållet och anges i USD per tusen kubikfot (USD/mcf) eller i Euro per tusen kubikmeter (€/mcm), där en kubikmeter naturgas motsvarar 35,3 kubikfot. Transport av naturgas är krävande och dyrare än transport av olja, varför naturgas ofta prissätts på den lokala marknaden dit den transporteras.

För att möjliggöra jämförelse av värdet mellan olja och naturgas har begreppet oljeekvivalenter införts. Energiinnehållet i 150 kubikmeter (5 600 kubikfot) naturgas motsvarar energiinnehållet i ett fat (bbl) olja och utgör således ett fat oljeekvivalent (boe).

Mellan juli 2004 och juli 2005 betalade industrikonsumenter inom EU i genomsnitt EUR 203 per mcm naturgas. Producentpriset är lägre då detta ej inkluderar transport- och marknadsföringskostnader. Information rörande kontrakt mellan producenter och köpare av naturgas är av kommersiella skäl oftast konfidentiell. Det kan därför vara svårt att uppskatta priset som producenterna av naturgas erhåller från distributören. (Källa: Eurostat)

### Miljö

I jämförelse med olja och kol har naturgas mindre negativ miljöpåverkan. Det uppstår nästan inga utsläpp av svavel, tungmetaller, aska och partiklar. I förbränningsprocessen orsakar naturgas mindre utsläpp av koldioxid i jämförelse med olja (25 procent lägre per energienhet) och kol (45 procent lägre per energienhet). Naturgas bidrar i jämförelse relativt lite till växthuseffekten. (Källa: Svenska Gasföreningen)

### Pipeline-infrastrukturen

Europas naturgasnätverk är ett stort teknologiskt och affärsmässigt framsteg. Över 1 800 000 kilometer rörledningar sträcker sig över Europeiska Unionen och tusentals kilometer av anslutningar och utbyggnader byggs eller planeras, för att säkerställa ett säkert och tillförlitligt energiutbud. (Källa: Eurogas Annual Report 2003–2004). Genom EU:s lagstiftning har tredje part tillgång till transportnäten och insyn i transporttariffer.

### Europas naturgasnätverk

1970



2004



(Källa: Eurogas Annual Report 2004–2005)

Naturgas kan omvandlas till kondenserad form, kallad Liquefied Natural Gas genom en nedkylnings- och kompressionsprocess. Liquefied Natural Gas transporteras i speciella oceangående tankers för gasifiering i de länder där gasen förbrukas. Liquefied Natural Gas omfattar cirka 14% av EU:s totala gasimport.

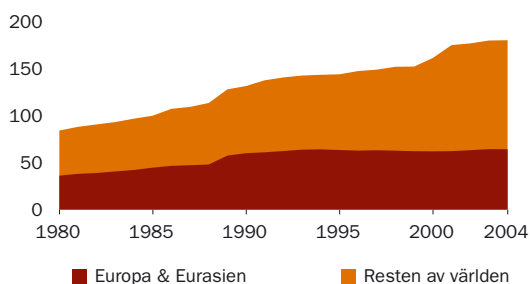
### Naturgasmarknadsreform inom EU

Fram till nyligen kontrollerades naturgasmarknaderna av lagstadgade eller naturligt uppkomna monopol i sina respektive länder. Reformen i EU inleddes med EU:s gasdirektiv (98/30/EC) ("1998 EU gasdirektiv"), som antogs 1998 och stipulerade en gradvis anpassning till en fri marknad för alla EU:s medlemmar. År 2003 antog EU direktiv 2003/55/EC ("2003 EU gasdirektiv"), som ersatte 1998 års EU gasdirektiv, i syfte att upprätta gemensamma regler och främja skapandet av en gemensam europeisk naturgasmarknad. Sammanfattningsvis, föreskriver EU:s gasdirektiv 2003:

- 1 att marknaden öppnas för fritt val av leverantör från 2004 (dvs. industri och handel) och från juli 2007 för alla kunder;
- 2 tredje parts tillgång till och juridisk åtskillnad av överföringsaktiviteter (dvs. driften av pipelines), från och med juli 2004 och distributionsaktiviteter (dvs. leverans av naturgas till kunder), från och med juli 2007;
- 3 legal separation av olika verksamheter; och
- 4 föreskrifter som behandlar offentliga serviceåtaganden, konsumentskydd och leveranssäkerhet.

### Kända naturgasreserver, tcm

De bevisade naturgasreserverna i Europa och Eurasien om 64,0 miljarder kubikmeter (tcm) vid slutet av 2004 motsvarar 36 procent av de globala reserverna. Ryssland svarar för 75 procent av de totala reserverna i Europa och Eurasien.

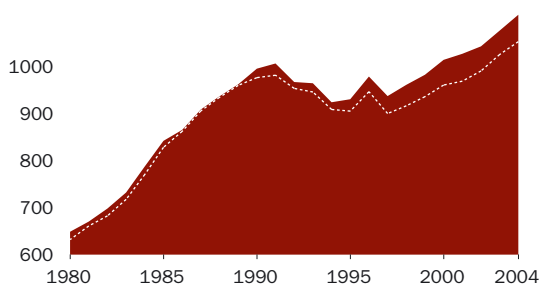


Källa: BP Statistical Review of World Energy, 2005.

### Efterfrågan och utbud på naturgas

Konsumtionen i Europa och Eurasien 2004 uppgick till 1 109 miljarder kubikmeter (bcm), vilket motsvarar omkring 42 procent av den globala naturgaskonsumtionen.

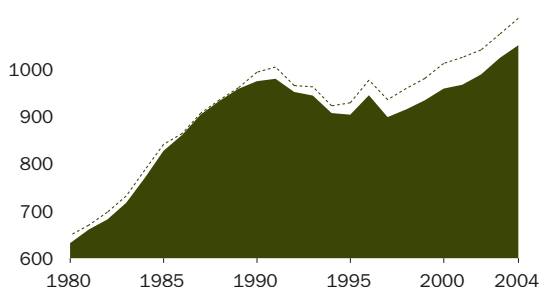
### Konsumtion, bcm



Källa: BP Statistical Review of World Energy, 2005.

Streckad linje indikerar produktion.

### Produktion, bcm



Källa: BP Statistical Review of World Energy, 2005.

Streckad linje indikerar konsumtion.

År 2020 beräknas förbrukningen på naturgas i Europa uppgå till 901 bcm, motsvarande cirka 33 procent av den totala förväntade energiförbrukningen 2020, vilket kan jämföras med 482 bcm, motsvarande 22 procent av den totala energiförbrukningen, år 2000. Den största förbrukningen förväntas härröra från generering av elkraft, där användning av naturgas är särskilt kostnadseffektivt. För närvarande kan störst förbrukning härledas till bostadssektorn vilken följs av handels-, elektricitets- och industrisektorerna.

Produktionen av naturgas i Europa förväntas uppgå till cirka 300 bcm per år fram till 2020 för att sedan minska till 276 bcm år 2030. Produktionen kan emellertid bli högre beroende på teknologisk utveckling och pris. Med beaktande av den ökande efterfrågan och den stabila produktionen av naturgas förväntas den europeiska importen av naturgas att fortsätta öka under en förutsebar framtid. Ryssland är den största externa leverantören av naturgas till Europa och svarade under 2004 för en fjärdedel av den totala importen via pipeline till Europa. Näst störst exportör av naturgas till Europa är Algeriet, vars export till Europa uppgår till 10 procent av den totala importen., vilket transporteras via pipeline samt i kondenserad form. I framtiden förväntas exporten till Västeuropa öka från andra regioner såsom Nordafrika, Kaspiska havet och Mellanöstern. (Källa: Eurogas Annual Report 2004–2005)

# Tethys Oil



## Översikt

Tethys Oil är ett svenskt bolag med inriktning på prospektering efter samt utvinning av olja och naturgas. Tethys strävar efter att hålla en välbalanserad portfölj med huvudsaklig inriktning mot prospektering med projekt som kan ge hög risk och hög avkastning. Tethys skall också ha prospekteringsprojekt av lägre risk samt utvärderings- och utbyggnadsprojekt. Bolaget har intresseandelar i prospekteringslicenser i Danmark, Frankrike, Marocko, Spanien och Turkiet, samt i en produktionslicens i Spanien. Aktierna är noterade på Nya Marknaden (TETY) i Stockholm.

Land	Område	Tethys Oil, %	Total area, km <sup>2</sup>	Operatör
Danmark	Licens 1/02	70%	533	Tethys Oil Denmark
	Licens 1/03	70%	1 655	Tethys Oil Denmark
Frankrike	Attila	40%	1 986	Galli Coz S.A.
Marocco	Bouanane	50%	2 100	Tethys Oil
Spanien	La Lora	22,5%	106	Ascent Resources Plc.
	Valderredible	50%	241	Ascent Resources Plc.
	Huermeces	50%	121	Ascent Resources Plc.
	Basconillos	50%	194	Ascent Resources Plc.
Turkiet	Ispandika	10% – 45%	965	Aladdin Middle East Ltd.
	Thrace	25%	897	Aladdin Middle East Ltd.
<b>Totalt</b>			<b>8 798</b>	

## Områden

Tethys Oils huvudinriktning är på områden där nödvändig infrastruktur (såsom pipelines) finns tillgänglig och/eller att konsumenter befinner sig i utvinningsområdets närhet. Följaktligen fokuserar bolaget i huvudsak på områden med befintlig infrastruktur. Tethys Oil kommer vidare att utnyttja de teknologiska framsteg som gjorts och som används vid geofysiska undersökningar och borrhningar, vilket kan komma

att reducera kostnader och möjliggöra utvärdering och utveckling av intressanta områden, som tidigare inte bedömts vara kommersiella.

## Tillgångsportfölj

Tethys Oils strategi är att skapa aktieägarvärden genom såväl prospektering som genom förvärv av tillgångar i olika utvecklingsfaser. Tethys Oil kommer att fortsätta att utvärdera affärsmöjligheter inom såväl prospektering som produktion.

## Organisation

Tethys Oil har sitt huvudkontor i Stockholm. För närvarande har bolaget fyra anställda, tre i Stockholm och en vid bolagets tekniska kontor i Genève, Schweiz. Att organisationen är liten gör det möjligt för Tethys Oil att ha en snabb nätverksorganisation, som baseras på kontrakterade oberoende konsulter i specialiserade områden. Genom denna organisation får Tethys Oil tillgång till lokala kompetenser med mångårig erfarenhet, vilket annars skulle ta många år att bygga upp internt.

## Historik

Tethys Oil grundades 2001 av Hamilton, Hoey och Nordin, och erhöll sin första danska licens 2002. Under 2003 förvärvades intressen i tre spanska licenser. Därefter utvärderades möjligheter i Turkiet vilket ledde till att ett avtal avseende tre turkiska licenser ingicks i december 2003. Efter att ha tilldelats ytterligare en licens i Danmark samt ansökt om ytterligare en prospekteringslicens i Spanien genomförde bolaget en IPO i mars 2004. Tethys Oil noterades för handel på Nya Marknaden den 6 april 2004. Därefter har Tethys Oils projektportfölj utökats med ytterligare intressen i licenser i Turkiet och Spanien, samt nya licensintressen i Marocko och Frankrike.

## Danmark

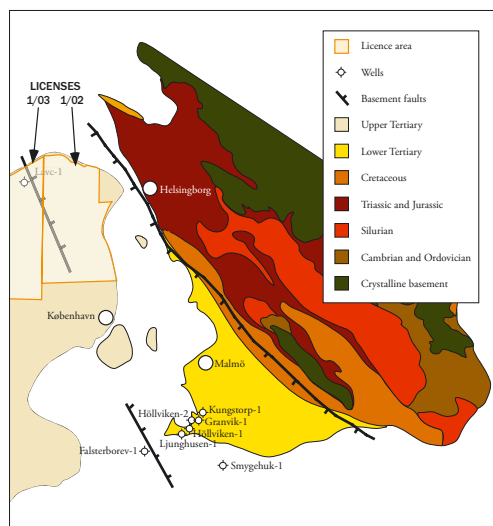
Tethys Oil närmast förestående borrning är på den danska licensen 1/02. Borrplatsen är belägen i Karlebo, mellan Köpenhamn och Helsingör. I Tethys Oils projektportfölj är detta ett projekt med hög risk, men med möjlighet till mycket hög avkastning. Med Tethys Oil som operatör planeras en borrning genomföras under sommaren 2006.



## Prospekteringshistoria och övergripande geologi

Danmark är en av Europas största producenter av olja och naturgas. Produktionen sker i den danska delen av Nordsjön. På det danska fastlandet (de danska öarna och Jylland) och framför allt på Själland är det förhållandevis underprospekterat. Endast två prospekteringsborrningar har utförts på Själland och båda två för relativt länge sedan. Vid dessa borrningar påträffades utmärkta reservoar- och förslutningsbergarter. Täckning av seismiska data, huvudsakligen insamlade av amerikanska bolag under 1980-talet, är god, och möjliga oljefällor har identifierats i Karleboområdet inom Tethys licensområde 1/02 på Själland.

Nordöstra Danmark, Själland, Öresund och Kattegatt, domineras av en nordväst- sydostriktad förkastningszon, Törnquist-zonen, vilken utgör gränsen mellan den baltiska skölden i norr och de europeiska sedimentbassängerna i söder. Geologin på norra Själland liknar och har samma trendriktning som den ytliga berggrunden i de sydvästra delarna av Sverige. Den ytliga berggrunden i sydvästra delarna av Sverige innehåller moderbergarter av kambrisk ålder. Liknande bergarter påträffades i några av de borrhål som borrades runt Malmö, offshore i södra och västra Falsterbo 1972 och offshore i Falsterborev-borrningen 1973. Genom att korrelera data från dessa borrningar med regionala seismiska data, kan moderbergarten förutsägas finnas under ytan på norra Själland. Till skillnad från i sydvästra Skåne kan moderbergarterna här finnas på tillräckligt djup för att ha kunnat generera olja eller naturgas.



## Tethys Oils geologiska modell över de danska licenserna

Bolagets huvudsakliga reservoarmål utgörs av ett sandstenslager från tidig kritaeriod. Denna sandsten är av hög kvalitet och återfinns i producerande olje- och gasfält i närliggande områden i Nordsjön och i Irländska havet. Sekundära reservoarmål är sandstenar från juraperioden och från triasperioden. Dessa producerar naturgas i norra Tyskland alternativt har gett naturgasindikationer vid borrningar i sydvästra Sverige. I Lavö-1-borrningen, som ligger inom licensområde 1/03, påträffades sandstenar från krita-, trias- och juraperioderna, med god porositet (cirka 20 procent). I den geotermiska borrningen Margaretheholm i Köpenhamn, påträffades god porositet i alla dessa sandstenar.

Över alla reservoarer krävs ett lager av närmast ogenomträngliga bergarter för att förhindra att olja eller naturgas läcker ut ur reservoaren. Tethys Oil anser att förslutningen för sandstensreservoaren från tidig juraperiod är krita avlagrad under kritaerioden. Krita är en utmärkt förslutning genom sin täthet och mycket låga porositet. Förslutningen för andra reservoarbergarter kan ha skapats genom ogenomträngliga skifferlager ovanför sandstenarna.

Det finns ett antal potentiella moderbergarter i licensområdet, exempelvis kambrisk alunskiffer, kol från triasperioden och marina skiffer från juraperioden. Den extremt rika organiska kambriska alunskiffern går i dagen i södra Sverige. Alun är den huvudsakliga moderbergarten för olje- och gasfält i Östersjöområdet, exempelvis Gotland, Lettland, Kaliningrad och nordvästra Polen. Det finns moderbergarter från juraperioden i området, men dessa har ännu inte påträffats på tillräckligt djup för att kunna generera olja. Studier indikerar att moderbergarter kan ha funnits på tillräckligt djup i området under tertiärperioden, det vill säga för mellan 10 till 60 miljoner år sedan, för att kunna ha genererat olja. I Tethys geologiska modell ligger moderbergarten på ett sådant djup, att det troliga är att eventuella kolväteförekomster snarare är naturgas än olja.

Både enkla förslutningar utan tektoniskt (rörelser i jordskorpan) ursprung och förkastningsfällor är möjliga mekanismer för att ha skapat oljefällor i licensområdena. Normala nedsänkta förkastningar kan ha format oljefällor i området under olika tidsperioder, givet att dessa urbergsdrag har existerat sedan förkambrisk period och att dessa har reaktiverats. Den enkla förslutningen som identifierats på Tethys Oils huvudsakliga bormål, Karlebostrukturen, har av Tethys Oil tolkats som ett resultat från sammanpressande krafter hänförliga till Laramidiska bergsveckningen (bildan-

Licenser	Tethys Oil, %	Total area, km <sup>2</sup>	Partner	Operatör
Licens 1/02	70%	533	DONG, Odin	Tethys Oil Denmark
Licens 1/03	70%	1 655	DONG, Odin	Tethys Oil Denmark
<b>Totalt</b>		<b>2 188</b>		

det av berg) under sen kritaperiod och tidig tertiärperiod. Sålunda skulle denna oljefälla ha formats innan det huvudsakliga gasbildandet påbörjats i djupare delar av licensområdet. Karlebostrukturen är en enkelt försluten geologisk struktur på djup som har tolkats ligga på samma nivå som basen av kritlagret. Denna förslutning och andra i samma riktning kontrolleras av rörelser längs med djupare förkastningar med början i urbergsförkastningar. Baserat på en djupkonvertering av den seismiska tidsstrukturkartan, har Karlebostrukturen beräknats ha åtminstone 60 meter av enkel förslutning vid grunden av det kritlager vilket förefaller täcka reservoarsandstenarna.

### Huvudsakliga risker och reservpotential

En framgångsrik borrhning i licens 1/02 i Danmark skulle bli betydande för Tethys Oil. Det rör sig om en reservoar som har möjlighet att innehålla en mycket stor mängd gas. Ett kommersiellt gasfynd torde dessutom vara mycket värdefullt eftersom att borrhningen på Karlebolicensen är beläget endast 30 kilometer från Köpenhamn och mindre än 8 kilometer från den naturgaspipeline som förser bland annat Sverige med naturgas. Mot bakgrund av kostnaden för en prospekteringsborrhning, som uppskattas till MSEK 20, förefaller risk- och avkastningsförhållandet mycket gynnsamt.

Som alltid vid möjlighet till stort utfall finns också stora risker. Tre av de fyra nödvändiga förutsättningarna, förslutning, reservoar och fälla, är mycket väl definierade. Den huvudsakliga osäkerhetsfaktorn och den faktor som innebär den största geologiska risken på licens 1/02 avser moderbergart. En spridd uppfattning är att de moderbergarter som finns i området sannolikt är övermogna och att kolväten genererats innan förslutningar skapats. Det vetenskapliga stödet för denna åsikt är dock svagt, framförallt om data från borrhningar offshore och onshore Skåne vägs in. Flera förekomster av kolväteindikationer måste förklaras och i synnerhet måste påträffad olja i Höllviken-2-borrhningen och påträffad gas i botten av Falsterborev-1-borrhningen förklaras. Organiskt rika alunskifferar från kambrisk tid torde finnas under strukturerna på licens 1/02 och mot bakgrund av de kolvätespår som noterats on- och offshore Falsterbo och det faktum att ingen borrhning på Själland har varit tillräckligt djup för att utvärdera tillståndet hos moderbergarterna under Själland, anser Tethys att det finns skäl att anta att kolväten ackumulerats i området.



### Peter Willumsen – Tethys man i Danmark

Peter Willumsen är Tethys Oils country manager i Danmark. Han har arbetat för bolaget sedan början av 2002 och framgångsrikt hanterat arbetet med Tethys Oils danska licenser.



Peter Willumsen har över 25-års erfarenhet av internationell prospektering, utvärdering, utveckling, verksamhet och ledning.

Willumsen är sedan 1998 ägare och chef för weXco i Danmark, ett konsultbolag verksamt inom olje- och naturgasprospektering. Willumsen ger också föreläsningar inom petroleumgeologi på universitetet i Ålborg, i Danmark.

Mellan åren 1990 till 1998 arbetade Willumsen för Lapindo Brantas Inc. och Huffco Brantas Inc. i Jakarta i Indonesien. Han var bland annat prospekteringschef, verkställande direktör och chefsgeolog.

Willumsen var från 1984 till 1990 prospekteringschef för DONG (det statliga danska olje- och naturgasbolaget). Före det arbetade han på Borneo som chefsgeolog på Huffco Indonesias mellan 1981 och 1984. Willumsen har också arbetat som geolog och områdeschef för Gulf Canada Resources mellan 1975 och 1981.

Willumsen har en magisterexamen i geologi (mikropaleontologi) från universitetet i Köpenhamn. Han talar ett flertal språk, däribland danska, engelska, indonesiska, tyska och franska. Willumsen har också skrivit ett flertal böcker och artiklar om geologi.

### Licenser och arbetsprogram

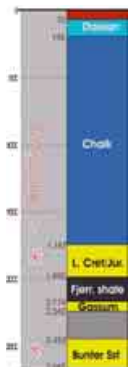
Tethys Oil har direktandelar i två licenser i Danmark, licens 1/02 på Själland och licens 1/03 på Jylland och Själland. Licens 1/02 tilldelades Tethys Oil av den danska staten under sommaren 2002 och licens 1/03 i slutet av 2003, båda i enlighet med åben dør procedure. Tethys Oil är operatör och har 70 procents andel i licenserna.

### Licens 1/02

Licensens arbetsprogram är uppdelat på tre perioder, där varje period löper under två år, och innehåller följande:

- Period 1: Geologiska studier där all tillgänglig data integreras, efterföljt av en specialiserad omarbetning av 2D-seismik. Detta arbete slutfördes i mitten av 2004.
- Period 2: Prospekteringsborrhning till 2 500 meters djup eller till 50 meter under botten av trias Gas-sumformationen om denna påträffas först. Borrhningen skall vara genomförd och utvärderad före sista december 2006.
- Period 3: En andra prospekteringsborrhning, att färdigställas senast juli 2008.

Arbetsprogrammet är sekventiellt, vilket innebär att period 2 och 3 är beroende av resultaten i tidigare period/perioder och licenser kan frånträdas efter det att arbetsprogrammet enligt period 1 respektive 2 utförts.



Förväntad lagerföljd av sedimentära bergarterna i Karleboområdet

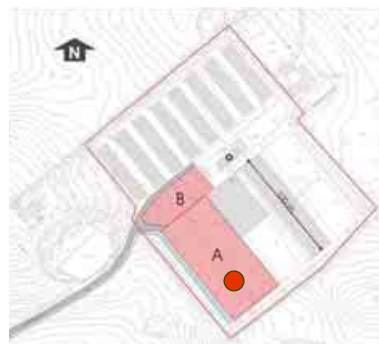
Tethys Oils rekommendation att påbörja den andra fasen av licensen inklusive att utföra en prospekteringsborrning med Tethys Oil som operatör har godkänts av den operativa kommittén och den danska Energistyrelsen.

Det seismiska åtagandet i den första fasen av licensen undanröjdes i utbyte mot att en ny seismisk omarbetingsteknik använts på en av de befintliga seismik-



Flygfoto över borrplatsen i Karlebo

Borrprogrammet har utformats så att samtliga tre potentiellt kolväteförande zoner som identifierats från de genomförda seismiska undersökningarna kommer att kunna genomborras från samma plats. Dessa zoner består av sandstensformationer på djup mellan 1 800 och 2 400 meter under jordytan. Som grund för valet av borrplats finns 291 kilometer seismiska data korrelerad med regionala stratigrafiska data.



Planerad borrplats

linjerna över Karlebo. Det innebär att en så kallad Wavelet Energy Absorption-teknik (WEA) användes (se faktaruta nedan). Denna studie har identifierat amplitudanomalier som sammanfaller med den från seismiken indikerade strukturella förslutningen för två av de zoner som avses testas vid prospekteringsborrningen. Detta resultat bekräftar inte att kolväten finns i de möjliga reservoarzonerna, men resultatet är ytterligare en indikation som stöder Tethys uppfattning att området inom licens 1/02 är prospektivt för kolväten. Den tekniska kommittén konstaterade att ytterligare seismiklinjer inte var nödvändiga i syfte att fastställa strukturens utbredning. Således kan en borrning utföras baserat på den befintliga seismiska databasen.

## 2005

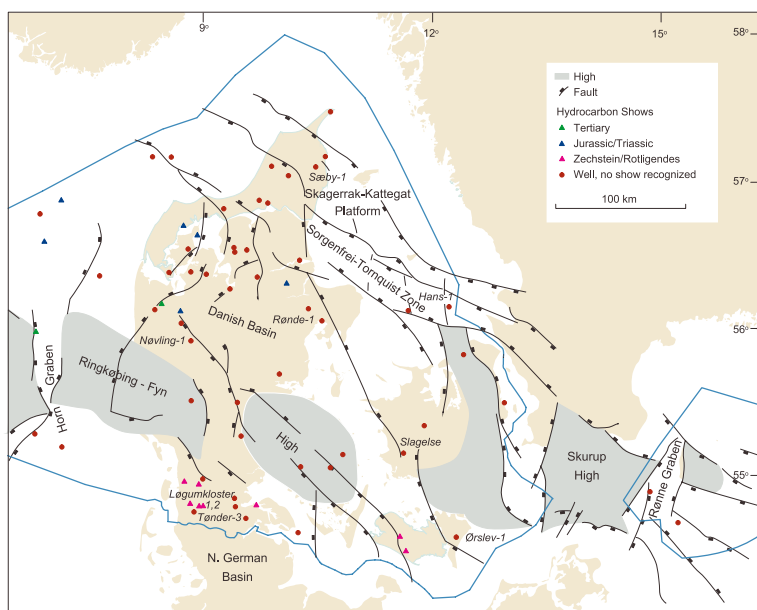
Tethys Oils första prospekteringsborrning närmar sig i Danmark – Karlebo-1 – och under 2005 ökade aktiviteterna i Danmark steg för steg. Ett avtal avseende borrplatsens markområde undertecknades i mars 2005, och ansökningar rörande tillstånd för borrning har inlämnats till de lokala myndigheterna. I maj 2005 genomfördes ett öppet möte i Karlebo kommun, där borrplatsen är belägen.

Förberedelserna har fortsatt under 2006, och i januari undertecknades ett avtal rörande konstruktion av borrplatsen. Den första fasen i processen med att ta in offerter avseende borrhög har avslutats, och en "short list" över de mest intressanta leverantörerna har upprättats. Foderrör har anskaffats och offertförfrågningar för annan borrarutrustning med lång leveranstid har inletts. Ett öppet möte i kommunen, som ursprungligen planerats till slutet av januari, har på Karlebo kommuns önskemål flyttats framåt närmare borrhögstart. Under tiden har den konstruktiva dialogen med Karlebo kommun fortsatt och ett möte hölls i januari. Tethys räknar med att kunna inleda borrningen under sommaren 2006.

## Licens 1/03

Licensens arbetsprogram är uppdelat på tre perioder, där varje period löper under två år, och innehåller följande:

- Period 1: Geologiska studier där all tillgänglig data skall integreras, efterföljt av en specialiserad omarbeting och befintlig 2D-seismik. Detta åtföljs av en geokemisk markstudie.
- Period 2: Insamling av nya seismiska data.
- Period 3: En prospekteringsborrning.



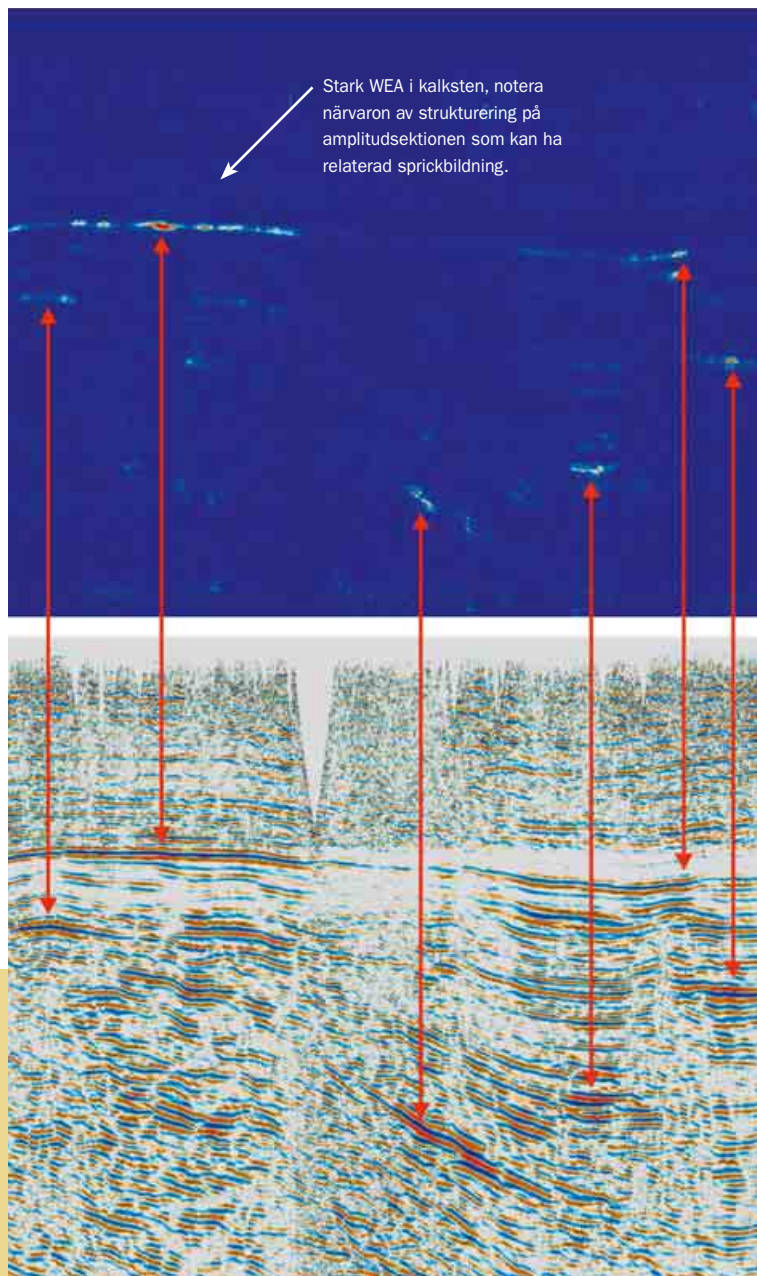


Arbetsprogrammet är sekventiellt, vilket innebär att period 2 och 3 är beroende av resultaten i tidigare period/perioder, och licenser kan frånträdas efter det att arbetsprogrammet enligt period 1 respektive 2 utförts.

Tethys Oil har sedan tidigare avslutat bearbetningen av seismisk information från området. All tillgänglig seismisk onshore-information är bearbetad och har kombinerats med den seismiska offshore-informationen.

2005

Under 2005 avslutades den geokemiska markstudien på licens 1/03 onshore Jylland. Studien kan upptäcka även mycket små förekomster av kolväten i ytliga jordlager. Tolkningen av studieresultaten kommer nu att inledas. Positiva resultat vid denna tolkning skulle indikera förekomsten av ett aktivt petroleumsystem i området.



### Sammanfattning av WEA-teknologin

Wavelet Energy Absorption (WEA) är en ny geofysisk och seismisk bearbetningsteknik och är framtagen för att direkt kunna påvisa kolväten under jordytan. Syftet med tekniken är att förbättra befintliga bearbetningsmetoder som exempelvis "bright spot"-analyser och "amplitude versus offset"-teknik (AVO). Trots att dessa tidigare metoder kan fungera väl i kända områden och trender är dessa behäftade med begränsningar som kan leda till felaktiga kolväteindikationer och följaktligen ett lägre antal lyckosamma borrhningar. WEA-tekniken undviker till stor del dessa begränsningar genom att extrahera den information som är nödvändig för att påvisa kolväteindikatorer direkt från den ljudvåg som fysiskt färdas genom jordskorpan. Denna process, att extrahera kolväteindikatorinformationen direkt från den fysiska ljudvågen är unikt för industrin (Apex Metalink Inc. pågående patentansökan) och representerar lösningen på flera teoretiska och tekniska problem som sedan länge diskuterats.

Enkelt förklarar fungerar WEA-tekniken på följande sätt – vart efter den seismiska vågen sprider sig genom underjorden, försvagas den högfrekventa komponenten i den seismiska vågen (dvs. den högfrekventa vågen absorberas). Denna komponent försvagas mycket mer i gasfylld sand jämfört med

vattenfylld sand eller skiffer. Till följd av denna energiabsorbering (WEA) skapas en amplitudanomali, där styrkan på anomalin är proportionell mot tjockleken, den gasvolym som vågen genomkorsar. Genom att använda Apex Metalinks senaste processteknik för att reducera distorsion i det seismiska datamaterialet samtidigt som signalen bevaras, extraherar WEA-algoritmen information om absorptionsnivån från det omarbetade seismiska materialet, så att detta sedan genom databehandling kan karteras och tolkas.

Härigenom undersöks alla WEA-anomalier i en datamängd och de med störst magnitud och som i störst utsträckning överensstämmer med, de för olja och gas, geologiska förutsättningarna, anses vara naturgasbormål med lägre risk.

Källa: Apex Metalink Inc.

WEA-anomalierna korrelerade med de seismiska reflektorena

## Marocko

Under 2005 expanderade Tethys Oils verksamhetsområde till Nordafrika. I juli undertecknades ett avtal avseende en undersökningslicens, vilket ger Tethys Oil möjlighet att under ett år genomföra undersökningar över ett område i Marocko, benämnt Bouanane. Licensen är belägen i sydöstra Marocko, på Saharasidan av Atlasbergen. Tethys Oil är operatör och har 50 procents andel i licensen.



## Geologi

För mer än 400 miljoner år sedan var stora delar av jordens kontinenter täckta av stora oceaner som sjödd av liv. Avlagringarna som bildades på botten av dessa hav var därför rika på organiskt kol. På många platser runt om i världen och speciellt i norra Afrika har dessa avlagringar bildat den berömda siluriska oljemoderbergarten, inom oljebranschen oftast benämnd "hot shales". Denna moderbergart går i dagen i Atlasbergen i Marocko. I och omkring Bouananelicensen finns denna moderbergart under markytan, där den har begravts och upphettats. Detta har lett till att det organiska kolet frigjorts i form av kolväten, dvs olja och gas.

Längre tillbaka i tiden, under den ordoviciska tiden för omkring 450 miljoner år sedan, hade dessa oceaner ännu inte översvämmat jorden. Istället fanns vidsträckt sandstränder, som kom att avlagras i reservoarer av hög kvalitet – perfekta för lagring av de kolväteföreningar som senare genererades under silurtiden.

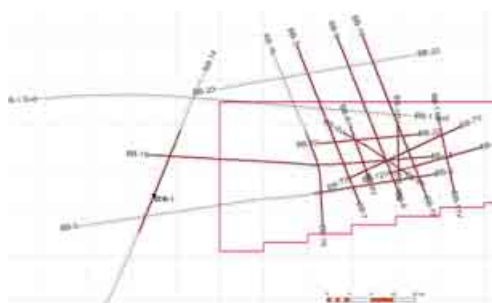
Den tredje geologiska förutsättningen för framgångsrik prospektering är förekomsten av bergarter med förmåga att koncentrera och uppfånga kolväten. Tafeljartstrukturen tycks ha kunnat ta emot och lagra alla kolväten som migrerat. Befintlig data visar att Tafeljartstrukturen bildades genom landhöjning efter att de ordoviciska reservoärerna och de siluriska moderbergarterna avlagrats, och – viktigast av allt – innan moderbergarten begravdes tillräckligt. Med andra ord: strukturen är inte för gammal för att innehålla reservoarbergart, men inte heller för ung för att inte ha kunnat uppfånga kolväten genererade från moderbergarten.

Slutligen, under karbontiden, så begravdes hela området under ett tjockt lager av avlagringar av skiffer och slamsten. Dessa bergarter har utmärkt förmåga att försluta kolväten i reservoären.

All geologisk information stödjer Tethys teori om att Bouananelicensen skulle kunna innehålla olja eller naturgas, i likhet med fält i närliggande Algeriet.

## Huvudsakliga risker och reservpotential

Vid en framgångsrik prospektering i Marocko skulle mycket stora mängder naturgas kunna påträffas. Ett eventuellt fynd skulle dessutom kunna kopplas upp mot den pipeline som går genom Marocko, och som levererar naturgas i landet och exporterar till Spanien.



Seismiska linjer på Bouananelicensen

I dagsläget finns dock inte tillräckligt med information för att kunna gå vidare med en prospekteringsborrning. Många studier och analyser kvarstår innan en borrning kan inledas. Möjligheten att ytterligare information leder till att licensen överges skall heller inte uteslutas.



Licenser	Tethys Oil, %	Total area, km <sup>2</sup>	Partner	Operatör
Bouanane	50%	2 100	Eastern Petroleum	Tethys Oil
<b>Totalt</b>		<b>2 100</b>		





### Licensen och arbetsprogrammet

Tethys har 50 procents andel i Bouananelicensen och är operatör. Enligt licensavtalet har Tethys med partner exklusiv rätt att under ett år genomföra undersökningar i licensområdet samt att närhelst under denna tid välja att omvandla undersökningslicensen till en fullständig åttaårig prospekteringslicens, på villkor som senare kommer att framförhandlas.

Det tekniska arbetsprogrammet för licensen är utformat med syfte att påvisa lämpliga borrhälsplatser för att kunna testa den stora Tafejartstrukturen. Det tekniska arbetsprogrammet för licensen omfattar:

- Insamling och tolkning av satellit- och radarbilder
- Insamling och tolkning av gravimetri- och magnetfältdata
- Omarbetning och tolkning av tvådimensionell seismisk data
- Integrering av markytans geologi med slutlig tolkningsrapport

Arbetsprogrammet har inletts i februari 2006 med en geologisk fältstudie, utförd av Tethys tillsammans med geologer från det marockanska olje- och gruvministeriet, Office National des Hydrocarbures et des Mines (ONHYM) och Tethys partner Eastern Petroleum Ltd. Geologin vid jordytan studerades och bergartsprover togs. Dessa kommer att analyseras för att ge ytterligare information om förekomsten av moder- och reservoarbergarter i området.

Tethys har också inletts en gravimetrisk/magnetisk studie över en 1 536 kvadratkilometer stor del av licensområdet. Studien genomförs av specialister från ONHYM. Under sammanlagt sex veckor kommer 429 gravimetriska mätningar och fler än 1 700 magnetiska mätningar att genomföras, innan hela området är genomkorsat.



Målsättningen med dessa undersökningar är att definiera utbredningen av den geologiska strukturen Tafejart, som kan vara olje- eller gasförande, samt att bestämma djupet till den djupast liggande möjliga reservoarbergarten. Studien kompletterar befintliga seismiska data över Tafejart, framförallt dess sträckning i nordost där seismiska data saknas. Studien kommer också att ge information om andra delar av licensen där seismiska data ännu är otillräckliga, men där ytterligare geologiska strukturer kan finnas.

### Gravimetriska undersökningar

Gravimetriska undersökningar är mätningar av jordens gravitationskraft vid skilda platser inom ett område. De utförs med hjälp av en gravimeter. Gravimetriska data är speciellt användbara vid prospektering efter olja och naturgas för att skilja mellan bergarter med hög täthet, som granit och andra urbergsbergarter, och lättare bergarter som saltomer och kalksten. Insamling av magnetiska data ger kunskap om lokala variationer i jordens magnetfält inom ett bestämt område. Denna information underlättar identifiering av vulkaniska bergarter och urberg. Tillsammans ger dessa undersökningar data om geologiska strukturer under jordytan och djupet ned till urberget.

Praktiskt genomförs studierna genom att ingenjörer och tekniker, utrustade med två magnetometrar och en gravimeter, genomkorsar licensområdet längs räta linjer med två kilometers mellanrum. Var femhundra meter görs två mätningar med magnetometrarna. Dessa genomförs enkelt med den bärbara utrustningen, och varje mätning tar bara ett par minuter. Varannan kilometer utförs en gravimetrisk mätning. Denna är mer komplicerad och kräver att instrumenten är helt stilla och i absolut horisontellt läge, samtidigt som de geografiska koordinaterna för mätstället bestäms på några centimeter när.

## Spanien

Oljeproduktionen på Tethys Oils produktionslicens – Ayoluengofältet i Spanien – är fortsatt liten men gav ett litet positivt täckningsbidrag 2005. Fältet har under året fått en ny operatör, vilken har indikerat att nya investeringsförslag kan vara att vänta. Tethys Oil för också diskussioner med den nya operatören för prospekteringslicenserna i Spanien rörande ett utökat arbetsprogram. Detta skulle kunna få till följd att en eller två prospekteringsborrningar utförs under 2006.



## Bakgrund och geologi

Spanien har begränsade bevisade inhemska oljereserver och en betydande nedgång i oljeproduktionen har skett under det senaste årtiondet. Spanien har fem större oljefält offshore, inklusive Lora, Casablanca-Montanazo, Rodabello, Chipirón och Angula-Casablanca. Av dessa var Chipirón den största producenten under 2002 med en produktionstakt om närmare 3 000 bbls/d.

Spaniens naturgasproduktion uppgår för närvarande endast till 1,5 procent av landets totala naturgasförbrukning. Fyra naturgasfält, El Ruedo, Las Barreras, Maismas och Poseidon, svarade för hela produktionen. Spanien är därför mycket beroende av import av naturgas.

Tethys Oils intresseområden är belägna söder om de cantabriska bergen i norra Spanien inom Duerobasängen mellan städerna Burgos och Bilbao. De cantabriska bergen består av paleozoiska bergarter som sträcker sig söderut under intresseområdet. Dessa består av kalksten, sandsten och kolfötser, vilka är viktiga moderbergarter för naturgas. Över de paleozoiska bergarterna finns yngre mesozoisk sandsten från triasperioden. Över dessa finns marina skiffar som är moderbergarter för den olja som återfinns i Ayoluengofältet, vilka är inbäddade i sandsten från kritperioden.

## La Lora – Ayoluengo

Oljefältet Ayoluengo upptäcktes av det amerikanska oljebolaget Chevron 1964. Till dags dato har oljefältet producerat cirka 16 miljoner fat olja. Den nuvarande oljeresservoaren är belägen på ett genomsnittligt djup av 1 200 meter. Ayoluengofältets infrastruktur består huvudsakligen av bearbetnings- och transportutrustning för olja och naturgas. Vid anläggningen finns fyra lagringstankar för olja med en sammanlagd kapacitet om 21 000 fat.

Oljeproduktionen vid Ayoluengofältet är dock fortsatt liten, och om inga nya investeringar görs i fältet, kommer produktionen att fortsätta att gradvis minska. Denna produktionsnedgång motverkas emellertid av högre oljepriser, och ett litet positivt täckningsbidrag erhöles för helåret 2005. Mot bakgrund av fältets svaga resultat har dock Tethys sökt nya projekt i området, och också slutit ett avtal med en av bolagets partners i Ayoluengofältet, La Lora-koncessionen, rörande ett byte av tillgångar. För Tethys indirekta

intresseandel (beneficial interest) om 22,5 procent i La Lorafältet kommer bolaget att erhålla en licensandel om 20 procent i en intressant prospekteringslicens på annan plats i Spanien. Bytet av andelar förutsätter att spanska myndigheter godkänner en extension av den nya licensen, samt att Tethys godkänns som partner i licensen. Det nya licensområdet innefattar en stor struktur med betydande potential för bolaget. Eventuella kolväten i området antas vara naturgas. Innan alla förutsättningar för licensbytet uppfyllts, behåller Tethys bolagets intresseandelar i La Lorafältet.

## Valderredible

Prospekteringslicensen Valderredible innefattar Huidobrofyndet som gjordes av Chevron under 1960-talet. Den tidigare operatören har föreslagit att återborra i Huidobroantiklinalen med modern teknologi och förbättrade borrhningsmetoder, med målsättning att utveckla Huidobro till ett producerande fält. Utöver detta har djupare strukturella bormål identifierats utifrån befintlig seismisk data.

## Huermeces

Prospekteringslicensen Huermeces innefattar Hontominfyndet, som under 1960-talet borrades av Chevron och producerade i genomsnitt 113 bbls/d. Borrningen producerade olja trots att den missade sitt ursprungliga mål och endast penetrerade flanken av strukturen. Området är åtskilt från det primära målet av en förkastning som placerar reservoarbergarterna på ett lägre djup.

## Basconcillos-H

Området Basconcillos-H är beläget sydväst om Ayoluengofältet. Området inkluderar Tozo där borrningar utfördes mellan 1965 och 1967. Dessa borrningar påträffade oljeförande sandsten på grunda nivåer, mindre än 500 meter.

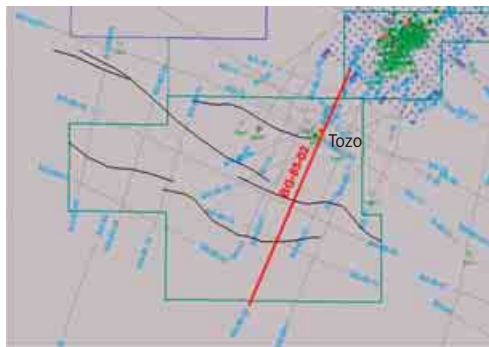
## Tekniskt arbete

En omfattande databas över alla fyra licenser har sammanställts. Syftet har varit att elektroniskt samla all geologisk och geofysisk data kombinerat med data från borrningar för databearbetning. Denna databas har utgjort grunden för de tolkningar av Ayoluengofältet som gjorts, samt för tolkningarna av bormålen i de omgivande prospekteringslicenserna.

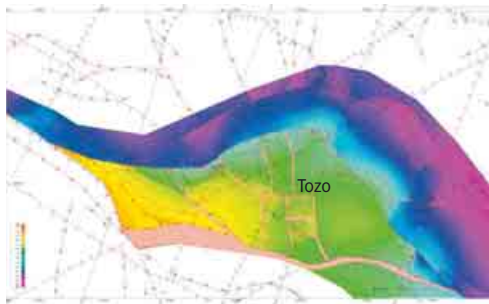
På samtliga prospekteringsborrningar utförda inom licenserna har petrofysiska analyser genomförts. Detta arbete begagnade borrhloggar och produktionstest-

Licenser	Tethys Oil, %	Total area, km <sup>2</sup>	Operatör
La Lora	22,5%	106	Ascent Resources Plc
Valderredible	50%	241	Ascent Resources Plc
Huermeces	50%	121	Ascent Resources Plc
Basconcillos-H	50%	194	Ascent Resources Plc
<b>Totalt</b>		<b>662</b>	

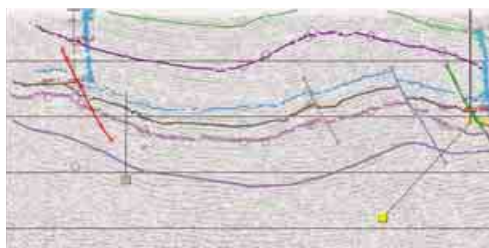
data (om sådana funnits tillgängliga för att bestämma reservoaregenskaper så som porositet och permeabilitet) samt relativt olje- och gasinnehåll i bergarterna. På detta sätt kan zoner som tidigare givit olje- och gasindikationer nu förstås bättre, vilket kan leda till att hittills okända sammanhängande olje- och gaszoner kan identifieras. Sådana zoner kunde bekräftas i borrhningarna Hontomin-2, Huidobro-1&2, och Tozo-1&4.



Vidare har samtliga 2D-seismiklinjer inom licensområdena tolkats, med syfte att skapa nya strukturella kartor över kända bormål samt att identifiera nya bormål. Härigenom kunde Hotminstrukturen på Huermeceslicensen bekräftas, om än med högre risk avseende förekomsten av fälla. Huidobrostrukturen på Valderrediblelicensen befanns mindre än ursprungligen förväntat. Tozostrukturen påverkades inte av studien.

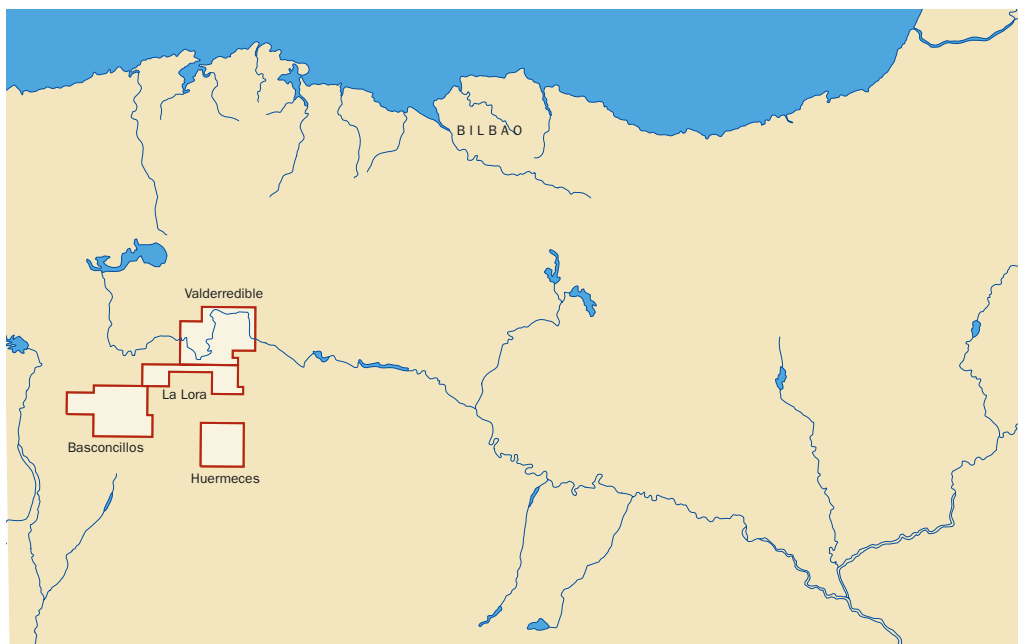


Härefter har genomförts en reservoaringenjörstudie av strukturerna. Målsättningen med denna studie var att uppskatta oljeproduktionspotentialen från de befintliga prospekteringsborrhålen på licensen. Här bland kunde konstateras att Hontomin-2 producerat från en begränsad oljereservoar, att Huidobro-1&2 endast hade oljeförande zoner på ytliga djup, medan Tozo-1&4 skulle kunna vara möjliga produktionshål.



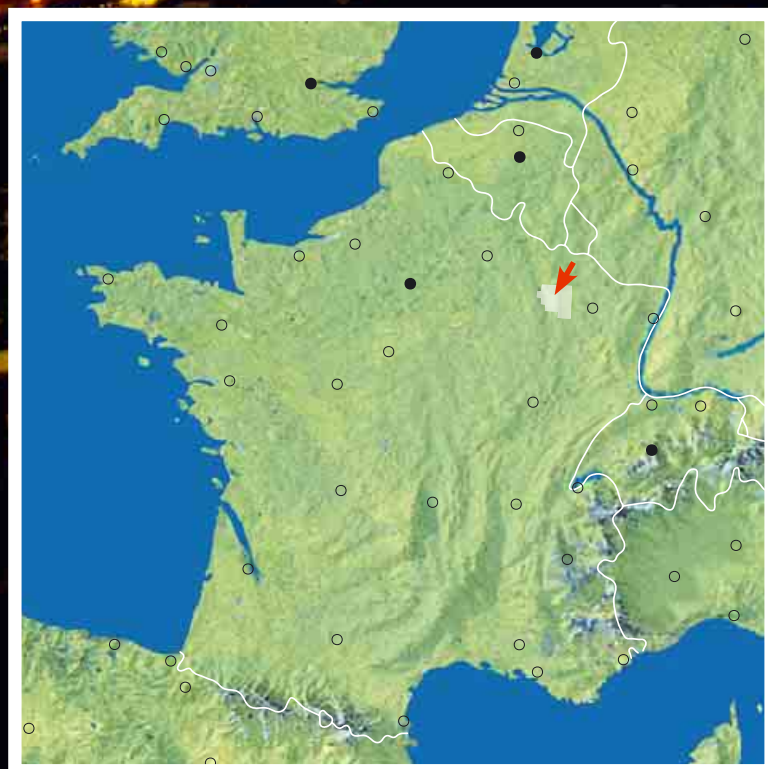
Hontomin

Tethys Oil för diskussioner med den nya operatören för prospekteringslicenserna, Ascent Resources Plc, rörande ett utökat arbetsprogram i flera av licenserna. Detta skulle kunna få till följd att en eller två prospekteringsborrningar utförs under 2006.



## Frankrike

Tethys Oils projektportfölj har utökats och innefattar nu även en fransk prospekteringslicens. Attilalicensen täcker 1 986 kvadratkilometer i departementet Meuse, beläget i nordöstra Frankrike omkring 250 kilometer öster om Paris. Tethys Oil har en andel om 40 procent i licensen och är partner med det privata franska bolaget Galli Coz S.A., som har resterande 60 procent och är operatör. Målsättningen är att genomföra en prospekteringsborrning under 2006.





## Bakgrund

Attilalicensen är belägen i den östra delen av den olje- och gasproducerande Parissedimentbassängen. Licensen gäller under fem år.

Ett naturgasfynd inom licensområdet, Montplonne, gjordes 1984 av Esso, men fyndet bedömdes vid den tidpunkten som icke kommersiellt på grund av bristande infrastruktur. Sedan dess har en 36 tums gaspipeline byggts, som går tvärs igenom licensområdet.

## Geologi

Tethys målsättning i Frankrike är att finna naturgasansamlingar liknande dem i det närliggande gasfältet Trois-Fontaines. Eftersom moderbergarten i allmänhet inte ligger tillräckligt djupt för att ha genererat gas – dvs inte tillräckligt hett – är Parisbassängen generellt sett en oljebassäng. I den östra delen, med början i Trois-Fontainesfältet och med fortsättning in i Tyskland, finns gasgenererande moderbergart.

Denna moderbergart är från karbontiden, som inföll för omkring 300 till 360 miljoner år sedan. Denna tidsepok har fått sitt namn av det kol som bildades då, och som kan återfinnas runt hela världen. Utöver att kolet är en värdefull energikälla i sig, så utgör det också en utmärkt gasgenererande moderbergart. Till exempel härstammar all naturgasproduktion i Nord-sjön, Storbritannien och Holland från detta kol.

Närvaron av ett gasfält i detta område är uppmuntrande, eftersom det bevisar att naturgas både bildats och stannat kvar i en förslutning. Tethys uppfattning är att det helt enkelt inte prospekterats tillräckligt i området för att finna fler fält. På Attilalicensens 2 000 kvadratkilometer har bara 12 brunnar borrats där borrhjupet varit tillräckligt för att tränga igenom reservoarerna från triastiden, vilka innehåller gas i Trois-Fontaines. Vid en av dessa brunnar, Montplonne-2, upptäcktes små mängder gas. Detta skall jämföras med den genomsnittliga borrhingsfrekvensen i Europa respektive USA, där det borrats en prospekteringsbrunn per var 116 respektive 28 kvadratkilometer.

## Huvudsakliga risker och reservpotential

Målsättningen med arbetet på Attilalicensen är att finna naturgas som genererats under karbontiden och som migrerat upp i reservoarer från triastiden. En förslutning är en nödvändig förutsättning för ett naturgasfält. I detta fall har antas en förslutning bildats genom en geologisk förkastning, där tvåa brytningar i berget flyttat ogenomträngliga bergarter så att de kommit mot porösa reservoarbergarter. Dessa förkastningar kan bilda en förslutning som stoppar naturgasens migration. Här ligger den största osäkerheten i projektet – har

förkastningarna skapat tillräckligt stora förslutningar? Om så är fallet kan det finnas naturgasreserver på mellan 10 och 100 bcf i området, beroende på storleken på förslutningen och reservoarbergartens porositet.

## Tekniskt arbete

Tekniskt arbete har redan utförts på licensen. För att identifiera förkastningstrender har satellit- och radardata insamlats och analyserats. 180 kilometer befintliga seismiska data har ombearbetats. Geokemiska ytprover har insamlats och analyserats, och resultaten bekräftar så här långt områdets prospektivitet.

**GALLI COZ** är ett franskt bolag i privat ägo som bildades i juni 2004. Bolagets målsättning är att prospektera efter naturgas i östra delen av Parissedimentbassängen, ett område som de stora bolagen lämnade för 15 år sedan. Galli Coz ansökte tillsammans med partnern Tethys om en prospekteringslicens i juli 2004. I februari 2006 tilldelades partnergruppen licensen. Galli Coz är operatör.

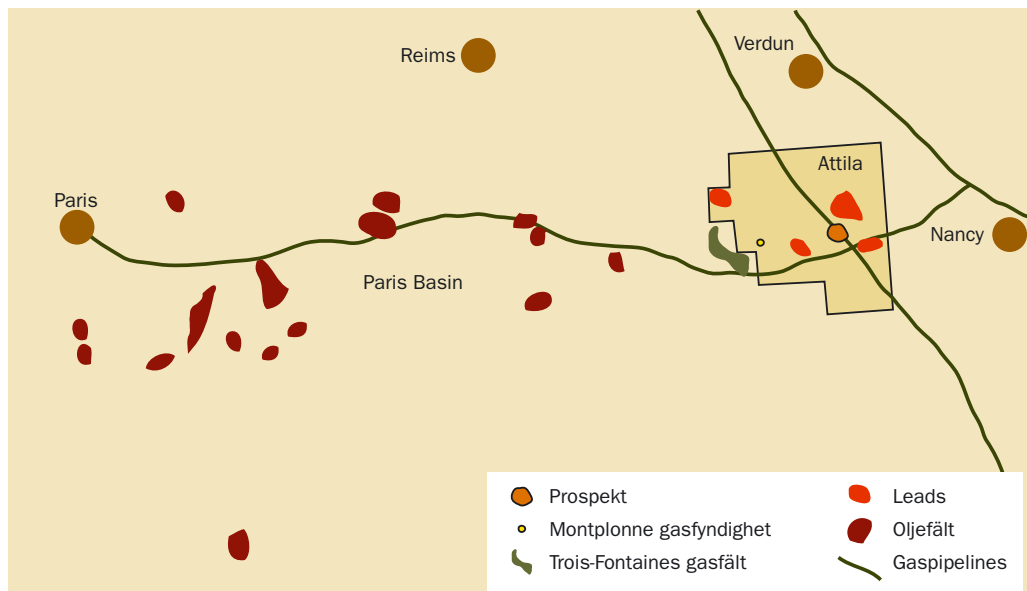
Idén bakom licensansökan var att prospektera efter gasfält liknande det närbelägna Trois Fontainesfältet, som har uppskattade reserver om 100 miljarder kubikfot (bcf) naturgas. Trois Fontainesfältets gas har skapats ur den produktiva underliggande moderbergarten från karbonperioden. Tekniken för att finna sådana fält inkluderar traditionella metoder såsom ny tolkning och ombearbetning av seismik, till mer okonventionella metoder såsom satellit- och radarbilder, geokemiska undersökningar av markytan samt negativa temperaturanomalier.

Philippe Labat, 52 år, är grundare av Galli Coz. Han är petroleumingenjör med lång erfarenhet inom branschen, däribland 10 år med bolaget ELF, 3 år med BP och 15 år som internationell konsult. Han har bland annat tillsammans med den kanadensiska prospekteraren Peter Mey byggt upp det franska bolaget Maurel & Proms projektportfölj. Maurel & Prom har haft stora framgångar i Republiken Kongo (Brazzaville). Peter Mey är nu prospekteringschef på Galli Coz.

Analys och tolkning av 180 kilometer ombearbetad seismisk data har avslutats och resultatet har lagts in i den geologiska modellen över Attilalicensen i Frankrike. Studien har åstadkommit en förbättrad seismisk upplösning, vilken möjliggjort en mer exakt kartläggning av geologiska strukturer. Tolkningen har inriktats på ett område i den centrala delen av licensen, där geokemiska och andra data har indikerat förekomst av naturgas. Den seismiska tolkningen har här påvisat en sluten geologisk struktur som begränsas av en förkastning åt öster.

Operatören Galli Coz S.A. bedömer tillsammans med Tethys Oil att den nya informationen, tillsammans med tidigare kända data, är tillräckligt för att uppgradera strukturen från 'lead' till borrhbar struktur. Detta är den första av fem tänkbara gasförande geologiska strukturer (leads) inom licensområdet som kunnat uppgraderas till borrhbar struktur (prospect).

Licenser	Tethys Oil, %	Total area, km <sup>2</sup>	Partner	Operatör
Attila	40%	1 986	Galli Coz S.A.	Galli Coz S.A.
<b>Totalt</b>		<b>1 986</b>		



Utsikterna för resterande 'leads' kommer att bestämmas utifrån resultaten av den planerade första prospekteringsborrningen.

Med ledning av den seismiska tolkningen har tre lämpliga borrhplatser identifierats på den borrhbara strukturen. Det fortsatta arbetet på licensen kommer

nu att inriktas på undersökningar på marknivå för att finna den optimala platsen. Ett borrhprogram kommer att utformas och upphandling av lämplig borrhigg kommer att ske under de närmaste månaderna. Målsättningen är att genomföra en prospekteringsborrning under 2006. Borrjupet uppskattas till omkring 1 500 meter.

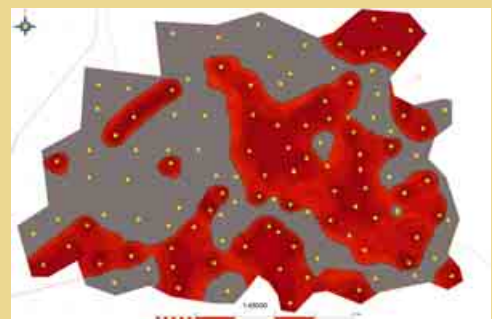
## Geokemi

Under 2005 genomfördes två geokemiska undersökningar på licenser där Tethys Oil har andelar. En gjordes i Danmark och en i Frankrike.

Geokemiska undersökningar är en teknik som genom undersökning av närvaro och beskaffenhet hos kolväten på marknivå kan indikera djupare liggande kolväteansamlingar. Det är möjligt till följd av att alla olje- och gasfält läcker ytterst små mängder kolväten mot markytan.

Gore™-tekniken har använts vid båda undersökningstillfällena under 2005. Vid denna teknik används moduler, som under cirka tre veckor är utplacerade med 0,5-1 kilometers mellanrum i marken. Varje modul kan registrera så lite som en miljarddel gram av kolväte.

Resultatet från modulerna sammanställs i en geokemisk modell med resultat från kända kolvätefynd. Hur pass väl resultaten från modulerna sammanfaller med de kända resultaten uttrycks i en procentskala som överförs till en karta. Om de kända resultaten kommer från ett gasfält, så som fallet är i Frankrike, så kan områden som markeras på samma sätt på kartan antas markera en kolväteansamling.



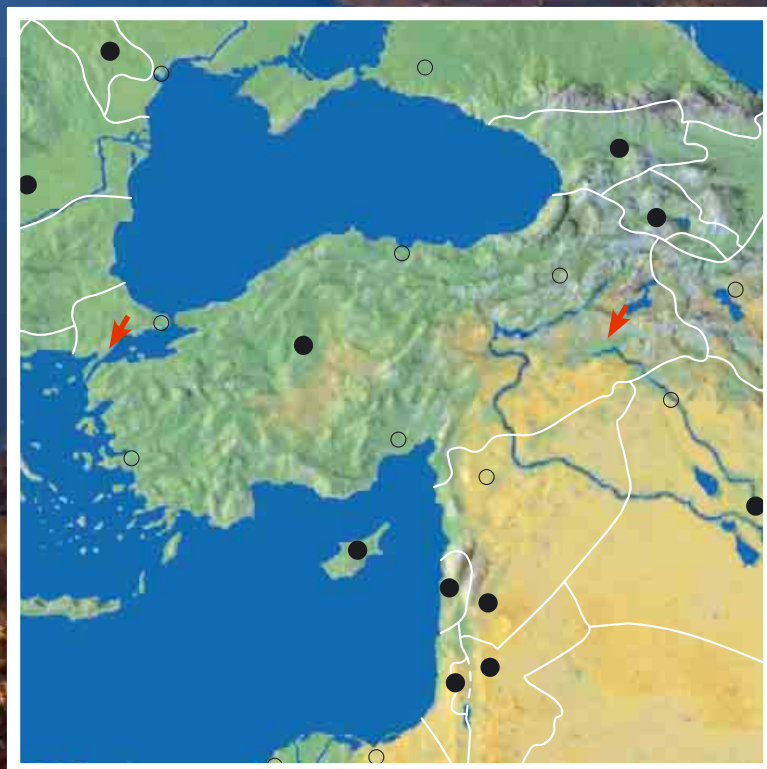
Denna metod säger inget om hur mycket gas som kan finnas, men om det finns bra kända kolvätefynd att jämföra med har resultatet av undersökningen visat sig vara korrekt vid nio av tio tillfällen. Detta reducerar prospekteringsrisken väsentligt.

I undersökningen av den franska licensen indikerar de röda områdena det uppmätta värdet som överensstämmer med tidigare kända kolväteförekomster, och kan därför antas visa förekomst av naturgas. De grå områdena antas inte innehålla kolväten.

Geokemisk undersökning av marken är en relativt billig prospekteringsmetod som är en bra komplettering till andra metoder, såsom t ex seismisk.

## Turkiet

Tethys Oil har under 2005 stärkt bolagets närvaro i det både prospektiva och underprospekterade Turkiet. I september förvärvade Tethys Oil andelar i två prospekteringslicenser i Trakien, i den europeiska delen av Turkiet. Sedan tidigare har Tethys Oils intressen i Ispandika, i den sydöstra delen av Turkiet. Tethys Oils båda intresseområden i Turkiet representerar olika risksegment i bolagets projektportfölj. Ispandika ligger i ett område med potential för mycket stora fyndigheter, men där risken samtidigt är mycket hög. Trakiens geologi är mer kartlagd och riskerna lägre, men ett möjligt fynd har samtidigt inte samma potential.



## Ispandikalicensen

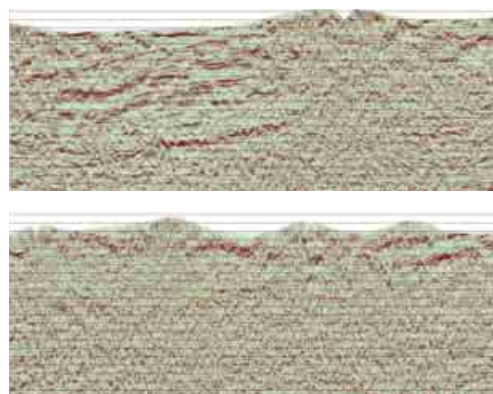
### Prospekteringshistoria och övergripande geologi över sydöstra Turkiet

Tethys Oils intressen är belägna inom det sydöstra området vid Taurus-Zagros-veckningszonen och inom zonen i söder. Veckningszonen breder ut sig åt söder flera tusen kilometer in i Irak och Iran och är en av de viktigaste petroleumprovinserna i världen. Licensområdena avgränsas i söder av Mardin High på gränsen till Syrien, vilket är den nordöstra utbredningen av den arabiska plattan, en region rik på oljereserver som sträcker sig över Irak, Kuwait och Saudiarabien. Inom denna region av veckningszonen återfinns vanligen oljefält i öst-västligt riktade förkastningsryggar vid jordytan med reservoarbergarter från kritaperioden. Trots att mekanismerna för oljefällor och bergartsreservoarer i denna del av veckningszonen liknar de som finns i de nämnda regionerna i söder, har till dags dato avsevärt mindre mängder olja påträffats i Turkiet. De två huvudsakliga skillnader som sannolikt påverkar de norra delarna av veckningszonen är avsaknaden av påtaglig kontakt med de stora moderbergartsansamlingarna inom den arabiska plattan och förkastningsaktivitet i området efter det att potentiellt oljeförande strukturer bildats, vilket försvårat uppkomsten av oljefällor.

De flesta av oljefälten i sydöstra Turkiet har sönderbruten kalksten från kritaperioden som reservoarbergart. Oljan härrör från både kritaperioden och äldre marina paleozoiska skiffrar. Överliggande mörkgrå ler från kritaperioden ger en förslutning som stänger inne oljan i reservoarerna. Senare prospektering i Syrien, södra Turkiet och Irak har fokuserat på paleozoiska moderbergarter, vars utbredning det finns mindre kunskap om än utbredningen av moderbergarten från kritaperioden. De flesta av de omkring 60 kommersiella oljefälten som upptäckts i den sydöstra delen av Turkiet har haft paleozoiska moderbergarter.

### Tethys Oils geologiska modell för Ispandika

Licens 3794 och 3795 utgör Ispandikaområdet i petroleumdistriktet X-Siirt. Ispandikaområdet, som till största delen är utforskat när det gäller förekomsten av kolväten, är beläget mellan de producerande fälten runt Batman i Turkiet och i norra Irak och i norra Syrien. Området har stora antiklinaler på jordytan som härrör från veckningsförkastningar och är en utlöpare till Zagrosveckningszonen i Iran. Antiklinalen (förkastningsryggen) i Ispandika är synlig från satellitfoton och är belägen omkring 50 kilometer öster om Ramanfälten, Turkiets största oljefält. Hittills har en borrhning, Girdara-1, utförts i licensområdet. Borrhningen utfördes av Aladdin 1965 till ett djup på 2 233 meter där oljespår påträffades i bergarter från tertiärperioden.



Den konceptuella prospekteringsidén bakom Ispandika är att paleozoiska moderbergarter har genererat olja, som fångats upp i reservoarer från tiden före kritaperioden. Dessa reservoarer ryms inom stora antiklinaler (förkastningsryggar). Siluriska moderbergarter går i dagen i bergen öster om licensområdet. Olja, som produceras i oljefälten i Batmanområdet väster om licensområdet, härrör från denna siluriska moderbergart. Moderbergart torde finnas under de stora ytligt liggande antiklinalerna inom licensområdet, och denna moderbergart borde ha genererat och utsöndrat olja. I Batmanområdet finns också bevisade reservoarer från Hazroformationen från devontiden, tillsammans med möjliga reservoarer från permisk tid som i Saudiarabien, samt kalkstenar från juratiden. I sydöst mot Irak finns bergarter från permperioden på ytan och är här och var genomdränkt av tjära.

### Huvudsakliga risker och reservpotential

Ispandikalicensen bjuder stor risk, men potentialen i området för stora fynd är i proportion till risken. Sydöstra Turkiet är komplext, både ur geologisk och ur geografisk synvinkel men även politiskt. Detta är ett område för "elefanter". Prospekteringsaktiviteten i denna del av Turkiet har först på senare tid kom-

Licenser	Tethys Oil, %	Total area, km <sup>2</sup>	Operator
Trakien	25%	897	Aladdin Middle East Ltd.
Ispandika	10-45%	965	Aladdin Middle East Ltd.
<b>Totalt</b>		<b>1862</b>	

mit igång igen efter att ha legat nere i stort sett sedan 1960-talet. Området ligger långsamma trend som de stora fälten i Iran och Irak, men geologin här är mera komplex, även om det också finns flera likheter. Seismiska data är sparsamma och få borrhningar har utförts i denna del av Turkiet.

#### Arbetsprogram

Tillsammans med Tethys turkiska partner har bolaget kommit fram till att risken är allt för stor i förhållande till kostnaderna i nuläget. Därför är det beslutat att försöka finna ytterligare samarbetspartners till Ispan-dikalicenserna. Som ett led i en utfarmningskampanj förbereds för lanseringen av ett virtuellt datarum. Kostnaden för utfarmningskampanjer har sjunkit väsentligt i och med de kommunikationsmöjligheter som Internet erbjuder. Det virtuella datarummet kommer att kunna erbjuda intresserade samarbetspartners enkel tillgång till information till ett lågt pris.

#### Trakien

Tethys Oil offentliggjorde i september att bolaget utökat licensportföljen med andelar i två licenser i Trakien. Genom att betala 50 procent av kostnaden, upp till maximalt USD 415 000, för genomgång av befintliga data samt en seismikstudie omfattande 100 kilometer ny 2D-seismik erhåller Tethys 25 procents andel i licenserna 3998 och 3999. Aladdin Middle East är operatör, och det engelska bolaget JKK Oil & Gas Plc. har erhållit 25 procents andel på samma villkor som Tethys.

Licenserna täcker en yta om 897 kvadratkilometer och är centralt belägna i den trakiska sedimentbassängen. Målformationerna är tertiära sandstenar, vilka producerar naturgas vid flera fält i Trakien. Två starka indikativa geologiska strukturer har upptäckts, men ytterligare seismik behövs för att bekräfta närvaron av borrhbara strukturer. Seismiska undersökningar kommer att inledas under sommaren 2006



Möjlig geologisk struktur i Trakien som den framträder på seismiken

och en första prospekteringsborrning kan komma att genomföras under 2007.

#### Geologisk översikt över Trakien

I den europeiska delen av Turkiet, väster om Istanbul och Marmarasjön, ligger den Trakiska tertiärbassängen. Den är triangulärt formad, och är huvudsakligen belägen på land (onshore). Bassängen breder ut sig åt väster in i Bulgarien, där produktion sker från de ytliga skikten. Bassängen avgränsas i norr av urberg från paleozoikum/mesozoikum som kommer upp till jordytan, och i söder av den norra anatoliska förkastningszonen. De bevisade reserverna av naturgas i området uppgår till 300 bcf (miljarder kubikfot). Dessutom finns viss olja. Under årens lopp har bassängen producerat mer än 250 bcf naturgas och mer än 400 000 fat olja. Naturgasen är huvudsakligen ytligt belägen och återfinns i högproducerande sandstenar avsatta i floddeltan.

Före 1950 borrades endast 3 brunnar i området. Under åren mellan 1950 och 1970 borrades 30 brunnar, huvudsakligen av Amoseas. Fyra av dessa var belägna på Edirnelicensen. Borrningarna var huvudsakligen inriktade på att finna olja i kalkstensformationen Sogucak, men prospekteringen resulterade i upptäckten av gasfältet Hamitabat samt en rad mindre fyndigheter. Hamitabat är fortfarande bassängens största gasfält. Eftersom infrastrukturen i området var dåligt utbyggd på den tiden, byggdes en kraftstation nära Hamitab-fältet för att man skulle kunna utnyttja naturgasen. Från många ytliga vattenbrunnar i området rapporterades gasflöden, från vissa till och med okontrollerat gasflöde. Denna ytliga förekomst av gas är dock av anekdotisk karaktär och är inte bekräftad.

Åren från 1970 till 1990 kännetecknas av en intensiv utbyggnad av bassängen, då sammanlagt 186 prospekterings- och produktionsbrunnar borrades. Utvecklingstakten har fortsatt att vara mycket hög, och från 1990 fram till dags dato har omkring 150 brunnar borrats i området. Ett antal nya fynd har även gjorts under denna tid.

Marknadspriset på naturgas i området kring den trakiska bassängen är i internationella jämförelser högt. Den mesta försäljningen sker till lokala industrier, vilket gör att dyrbar kompression och långa transportledningar kan undvikas. Eftersom fälten är relativt ytligt belägna, så är de också relativt billiga att utveckla. Undersökningar ger vid handen att till och små gasfält på upp till 10 bcf är lönsamma.

#### Tethys Oils geologiska modell i Trakien

Hamitabatformationen från eocentiden är den dominerande moderbergarten i den trakiska bassängen. Den huvudsakliga organiska komponenten i moderbergarten (kerogen) är av typ III, dvs till övervägande del naturgasgenererande. Trots att naturgas utgör den dominerande kolvätefasen produceras även olja från bassängens flanker (och längs strykningens riktning till Edirnelicensen) på Devecatagifältet, vilket har producerat mer än 338 000 fat olja. Begränsade data avseende moderbergartens mognad antyder att fönst-

ret för gasgenerering ligger på ett djup av 2 500 till 3 000 meter i större delen av bassängen. De hittills påträffade större naturgasackumulationerna är belägna i den norra delen av det gasgenererande området. Både Edirne- och Catalcalicenserna ligger längs den huvudsakliga migrationsvägen, även om det inte finns någon uppenbar strukturell koppling till dessa licenser.

Ett antal reservoarer med kolväte finns i den trakiska bassängen. Den äldsta kända reservoaren är belägen i det lägre eocenlagret av Hamitabatformationen. Denna reservoar är i produktion vid Hamitabatfältet, samt vid det nyligen upptäckta Habillerfältet. Kalksten med inslag av rev avsatta i grund vattenmiljö är produktiv i flera fält. Den deltaavsatta reservoarsanden från sen eocentid (Ceylanformationen) och flera formationer från oligocenetiden, utgör en serie klastiska sediment som blir allt mer grovkorniga i de övre lagren, och som också är produktiva liksom sandstenar från den miocena Ergenegruppen.

De kända gasreservoarerna i området är förslutna av sedimentära skiffer- eller lerlager. I allmänhet är dessa lager vidsträckta. Därför är risken för frånvaro

av en kraftfull toppförslutning liten i den trakiska bassängen. Det finns inte mycket publicerat material om områdets strukturella beskaffenhet, men de främsta mekanismerna för oljefällor är stupförslutande förkastningsryggar. Dessa strukturer anses vara relaterade till reaktivering av djupliggande förkastningar associerade med justeringar i bassängområdet, möjligen centrerade längs utsträckningar från den underliggande Hamitabatsub-bassängen. Det torde vara sannolikt, men är inte dokumenterat, att vissa stratigrafiska fällor förekommer i bassängen.

#### Huvudsakliga risker och reservpotential

Det huvudsakliga målet är antiklinaler i den sydöstra delen av licens 3999. Dessa strukturer bildades av regionala hoppresande krafter. Om de har rätt form, och bildades under rätt tid, utgör de utmärkta kolvätefällor. Den huvudsakliga risken är om de inte har rätt form. Arbetsprogrammet är utformat i syfte att definiera strukturen bättre. Eventuella kolväten antas var naturgas, även om olja också är en möjlighet.



Tethys Oil på Swedish Business Day i Ankara i juni 2005

#### Tethys samarbetspartner i Turkiet – Aladdin Middle East Ltd.

Aladdin Middle East Ltd. (AME) är ett amerikanskt oberoende olje- och gasbolag, verksamt i Turkiet sedan 1960 inom prospektering och produktion. Utöver huvudkontoret, som ligger i Wichita, Kansas, har bolaget sitt operativa huvudkontor i Ankara, Turkiet samt lokala kontor, i Adana, Diyarbakir och Adiyaman, där AMEs verksamhet med uthyrning av produktionsutrustning bedrivs.

För närvarande är AME operatör på oljefälten Molla (1974), Kahta (1960), Zeynel (1989), Bulgurdag (1964) och Karakilise (2003). Bolaget har prospekteringslicenser onshore Turkiet som omfattar 900 000 hektar, huvudsakligen belägna i den sydöstra turkiska bassängen (Nordarabiska skölden) och inom Antalya-bassängen. Detta gör AME till den operatör i landet



Aladdins styrelseordförande Oyman Sayer och Executive Vice President Cem Sayer i samspråk med kronprinsessan Victoria på Swedish Business Day i Ankara i juni 2005.

med störst koncessionsområden bland de utländska bolag som innehar petroleumrättigheter.

Utöver AMEs prospekteringsaktiviteter har bolaget nio borrhigar med kapacitet upp till 25 000 fots djup. AMEs entreprenadavdelning har utfört mer än 60 prospekterings- och utvecklingsborrningar i Turkiet för större bolag, däribland Exxon-Mobil, Wintershall, Placid, Neste Oy och många andra operatörer.

Med över 200 anställda är Aladdin Middle East Ltd. ett väletablerat oberoende bolag med en stor kapacitet att göra affärer i Turkiet. Bolaget består av kvalificerad personal från olika delar av oljeindustrin.



Tethys Oil med partner Aladdin Middle East

# Miljö

Liksom allt annat är Tethys Oil och dess anställda, kunder, samarbetspartners och aktieägare en del av vår gemensamma omgivning och miljö. Vi som individer eller bolag arbetar från tid till annan i olika positioner och har olika roller att fylla, men vårt grundläggande beroende av vår gemensamma miljö kvarstår. Som oljebolag vet Tethys Oil detta väl, eftersom ett oljebolags verksamhet per definition påverkar miljön. Det är inte möjligt att utvinna råvaror utan att på något sätt påverka området där utvinningen sker. Detta gäller naturligtvis inte bara den fysiska miljön utan även den mänskliga miljön där olja hittas och produceras.



Så länge det finns en efterfrågan för olje- och naturgasprodukter, kommer det att finnas olje- och naturgasbolag som marknadsför dessa produkter. Här ligger en stor möjlighet. Att söka efter och försöka finna olja är i sig självt utmanande, men en lika stor utmaning är att göra det på ett kostnadseffektivt sätt och på ett sätt som gör minsta möjliga påverkan på omgivningen. Tethys Oil eftersträvar att utifrån ett miljöperspektiv använda de mest effektiva teknikerna och metoderna.

Tethys Oil kommer inte att påbörja någon större industriell aktivitet utan att begära in lämpliga miljöstudier från experter. Förvärvade tillgångar där Tethys Oil inte är operatör kommer var för sig att utvärderas

av Tethys Oil utifrån miljöhanseende och Tethys Oil kommer noga att övervaka hur varje kontraktspart eller operatör sköter sig ur miljösynpunkt. Varhelst förändringar med fördel kan användas kommer dessa att rekommenderas.

De flesta länder har idag en stark miljölagstiftning och starka miljökrav vilka naturligtvis är till stor hjälp för ett oljebolag att försäkra sig om att korrekt praxis efterföljs. Tethys Oil kommer utöver detta att sträva efter att följa bästa tillgängliga praxis under alla omständigheter även om dessa går utöver vad lokala lagar föreskriver.

Sammanfattningsvis kommer Tethys Oil alltid vara medveten om att bolaget är en del av vår gemensamma miljö och kommer att med alla tänkbara medel göra sitt yttersta för att bevara den.



# Styrelse, ledning och revisorer

## Styrelse



**Vincent Hamilton**, född 1963.

*Geologi*

Chief Operating Officer och styrelsens ordförande sedan 2004 (ledamot av styrelsen sedan 2001). Geolog Shell 1989–1991. Geolog Eurocan 1991–1994. President i Canadian Industrial Minerals 1994–1995, General Manager Sands Petroleum UK Ltd. 1995–1998. President i Mart Resources 1999–2001.

Antal aktier i Tethys Oil: 505 000.

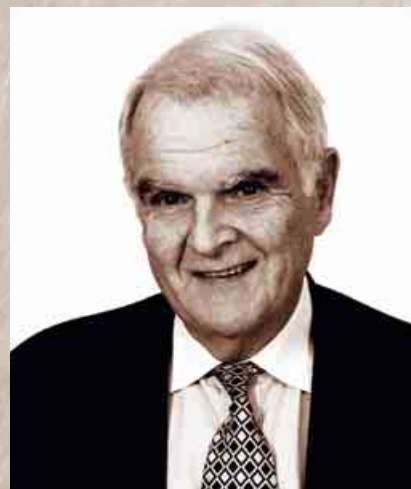


**Magnus Nordin**, född 1956.

*Strategi och information*

Verkställande direktör och ledamot av styrelsen sedan 2001. Verkställande direktör Sands Petroleum 1993–1998. Vice verkställande direktör Lundin Oil 1998–2000, Informationsdirektör 2001–2004, (tfVD) oktober 2002–2003 West Siberian Resources Ltd, verkställande direktör Sodra Petroleum 1998–2000. Styrelseledamot Minotaurus AB.

Antal aktier i Tethys Oil: 334 327.



**John Hoey**, född 1939.

*Corporate governance*

Ledamot av styrelsen sedan 2001 och ledamot av revisionskommittén sedan 2005. John Hoey har en bakgrund från corporate finance-verksamhet. John Hoey var President och ledamot i Hondo Oil & Gas Co som var ett publikt noterat oljebolag från 1993 fram till 1998. Från 1985 till 1992 var John Hoey engagerad i Atlantic Petroleum Corp. of Pennsylvania. Från 1972 fram till 1984 hade John Hoey olika exekutiva befattningar inom affärs- och investmentbanker i Saudiarabien, England och USA med Arabiska och Amerikanska finansiella institutioner.

Antal aktier i Tethys Oil: 331 731.

## Ledning

**Magnus Nordin**, Verkställande direktör, information ovan.

**Vincent Hamilton**, Chief Operating Officer, information ovan.

**Morgan Sadarangani**, född 1975.

Finanschef. Anställd sedan januari 2004. Olika befattningar inom SEB och Enskilda Securities avdelning för corporate finance mellan 1998–2002.

Antal aktier i Tethys Oil: 1 000. Vincent Hamilton har ställt ut 21 000 köpoptioner till Morgan Sadarangani, som kan utnyttjas fram till och med den 30 april 2006.







**Håkan Ehrenblad**, född 1939.

*Externa relationer och projektledning*

Ledamot av styrelsen sedan 2003 och ledamot av revisionskommittén sedan 2005. Håkan Ehrenblad har haft olika ledande befattningar inom Bonnier Magazine Group fram till 1984. Håkan Ehrenblad har varit en pionjär inom områden som rör data- och internetsäkerhet. Han har även publicerat ett antal böcker avseende finansiering och skatteinformation. Idag är han aktiv inom förlagsverksamhet och media. Håkan Ehrenblad är även en aktiv investerare, huvudsakligen inom den globala energisektorn.

Antal aktier i Tethys Oil: 11 000.

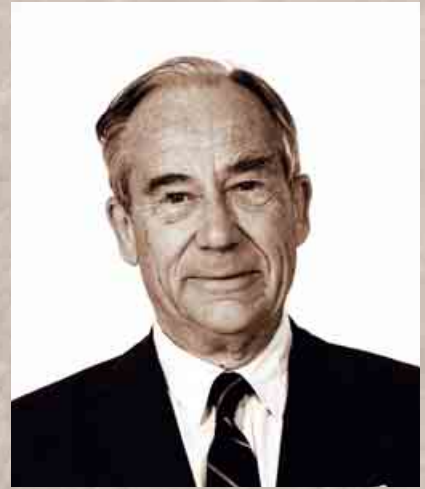


**Jan Risberg**, född 1964.

*Corporate finance*

Ledamot av styrelsen sedan 2004 och ledamot av revisionskommittén sedan 2005. Jan Risberg har en mångårig erfarenhet från den finansiella sektorn. Jan Risberg har bland annat arbetat för Aros Securities avdelning för corporate finance under åren 1993–1996, på Enskilda Securities avdelning för corporate finance under åren 1996–2000 och som ansvarig chef på Ledstjernans Londonkontor under åren 2000–2002. Jan Risberg är idag verksam som oberoende konsult inom den finansiella sektorn.

Antal aktier i Tethys Oil: 140 186.



**Carl-Gustaf Ingelman**, född 1935.

*Investerarrelationer*

Ledamot av styrelsen sedan 2005 och ledamot av revisionskommittén sedan 2005. Carl-Gustaf Ingelman är civilingenjör med företagsledarexamen. Fram till 1992 var han kvalitetschef på Televerket Teletest. Dessförinnan har Ingelman haft olika ledande befattningar på bland annat Swedish Telecommunication Consulting och Svenska Bankföreningen. Ingelman är idag aktiv som privatplacering på den svenska aktiemarknaden. Han är medlem av ledningsgruppen för Östermalmskretsen i Sveriges Aktiesparares Riksförbund och styrelseledamot i Nordic Holding AB.

Antal aktier i Tethys Oil: 600 000.

**Revisor**

**Klas Brand**, Revisor

Född 1956

Auktoriserad revisor

Bolagets revisor sedan 2001

PricewaterhouseCoopers AB, Göteborg



# Aktieinformation

## Utdelningspolitik

Tethys Oil har, sedan grundandet av bolaget, inte betalat några utdelningar. Framtida utdelningar beror på resultatet i Tethys Oil. Vid händelse av framtida genererade intäkter, kan utdelningar betalas om andra omständigheter i bolaget så tillåter. Storleken på framtida utdelningar kommer att bestämmas av bolagets finansiella ställning och tillväxtpöjligheter genom lönsamma investeringar, likväl som övergripande skatteöverväganden.

## Aktier och utestående optioner

Tethys Oils registrerade aktiekapital per 31 december 2005 uppgår till TSEK 2 192, fördelat på 4 384 800 aktier till ett kvotvärde av 0,50 och en röst per aktie. Alla utestående aktier är stamaktier och ger samma rätt till Tethys Oils tillgångar och vinst. Tethys Oil har inget incitamentsprogram för anställda.

## Aktiedata

Aktiekapitalet i moderbolaget har sedan starten i september 2001 fram till 31 december 2005 utvecklats enligt nedanstående tabell:

Aktiekapitalets utveckling	Månad och år	Kvotvärde	Förändring i antalet aktier	Totalt antal aktier	Totalt aktiekapital (TSEK)
Bolagets bildande	September, 2001	100	1 000	1 000	100
Nyemission	Oktober, 2001	100	4 000	5 000	500
Aktiesplit 100:1	Oktober, 2001	1	495 000	500 000	500
Nyemission	December, 2003	1	250 000	750 000	750
Aktiesplit 1:2	Februari, 2004	0,50	750 000	1 500 000	750
Nyemission	April, 2004	0,50	2 884 800	4 384 800	2 192

## Aktieägarstruktur

De 10 största aktieägarna i Tethys Oil per den 28 februari 2006.

Aktieägare per den 28 februari 2006	Antal aktier	Kapital och röster, %
Carl-Gustaf Ingelman	600 000	13,68
Vincent Hamilton genom bolag*	505 000	11,52
SIS Segaintersettle	395 330	9,02
Magnus Nordin	334 327	7,62
John Hoey genom bolag**	331 731	7,57
Nordea Bank S A	212 800	4,85
Adolf H. Lundin genom stiftelse***	187 020	4,27
Sydbank A/S	157 400	3,59
Akelius Insurance Public LTD	147 200	3,36
Neptunus Konsult AB	140 200	3,20
Övriga 1 344 aktieägare	1 373 792	31,33
<b>Totalt</b>	<b>4 384 800</b>	<b>100,00</b>

\*Oceanus Investments Hamilton Family

\*\*Capge Ltd.

\*\*\*Lorito Holdings Ltd.

Källa: VPC och Tethys Oil

## Fördelning av aktieinnehav

Fördelning av aktieinnehav i Tethys Oil per den 28 februari 2006.

Storleksklasser per den 28 februari 2006	Antal aktier	Andel av antal aktier, %	Antal aktieägare	Andel av antal aktieägare, %
1 – 500	215 616	4,92	902	67,11
501 – 10 000	735 090	16,76	422	31,40
10 001 – 50 000	217 000	4,95	11	0,82
50 001 – 100 000	0	0,00	0	0,00
100 001 –	3 217 094	73,37	9	0,67
<b>Totalt</b>	<b>4 384 800</b>	<b>100,00</b>	<b>1 334</b>	<b>100,00</b>

Källa: VPC

## Aktieprisutveckling och omsättning, januari 2005–mars 2006



Källa: Stockholmsbörsen

## Aktiestatistik 2005

Aktierna i Tethys Oil handlas på Stockholmsbörsens Nya Marknaden och första handelsdag var den 6 april 2004.

Ticker	TETY
Årshögsta	39,40 (15 augusti 2005)
Årslägsta	8,60 (23 februari 2005)
Genomsnittlig omsättning per dag (aktier)	28 524
Genomsnittlig omsättning per dag (TSEK)	652
Periodens omsättning (aktier)	7 216 609
Periodens omsättning/utestående aktier	165%
Genomsnittlig spread	1,42%
Betavärde under perioden	0,38

# Nyckeltal

Koncernen	1 jan 2005– 31 dec 2005 12 månader	1 jan 2004– 31 dec 2004 12 månader	1 jan 2003– 31 dec 2003 12 månader
<b>Resultat- och balansposter</b>			
Bruttomarginal, TSEK	n.a.	n.a.	n.a.
Rörelseresultat, TSEK	-14 998	-5 810	-934
Rörelsemarginal, %	Neg.	Neg.	Neg.
Resultat efter finansiella poster, TSEK	-14 368	-5 062	-891
Årets resultat, TSEK	-14 368	-5 062	-891
Nettomarginal, %	Neg.	Neg.	Neg.
Eget kapital, TSEK	52 375	66 743	3 542
Balansomslutning, TSEK	54 833	69 102	4 139
<b>Kapitalstruktur</b>			
Soliditet, %	95,52%	96,59%	85,58%
Skuldsättningsgrad, %	n.a.	n.a.	n.a.
Andel riskbärande kapital, %	95,52%	96,59%	85,58%
Räntetäckningsgrad, %	n.a.	n.a.	n.a.
Investeringar, TSEK	6 491	12 696	1 570
<b>Lönsamhet</b>			
Räntabilitet på eget kapital, %	Neg.	Neg.	Neg.
Räntabilitet på sysselsatt kapital, %	Neg.	Neg.	Neg.
<b>Nyckeltal per medarbetare</b>			
Genomsnittligt antal anställda	3,50	2,50	0,00
<b>Aktiedata*</b>			
Utdelning per aktie, SEK	n.a.	n.a.	n.a.
Kassaflöde använt i den löpande verksamheten per aktie, SEK	Neg.	Neg.	Neg.
Antal aktier på balansdagen, tusental	4 385	4 385	1 500
Eget kapital per aktie, SEK	11,94	15,22	2,40
Vägt genomsnittligt antal aktier under räkenskapsåret, tusental	4 385	3 705	1 003
Resultat per aktie, SEK	-3,28	-1,37	-0,89

\* Tethys Oil har per balansdagen inga konvertibla skuldebrev, personaloptioner, teckningsoptioner eller motsvarande som kan ge upphov till utspädning.

\* Tethys Oil genomförde, under det första kvartalet 2004, en aktiesplit 1:2. Historiska antal aktier och aktierelaterade mått har justerats i enlighet med aktiespliten.

\* Antalet aktier per den 31 december 2005 inkluderar nya aktier från nyemissionen, vilka registrerades den 1 april 2004. Beräkningen för det vägda antalet aktier baseras på att de inkluderades per den 26 mars 2004.

## Definitioner av nyckeltal

### Marginaler

**Bruttomarginal:** Rörelseresultat före avskrivningar i procent av året omsättning.

**Rörelsemarginal:** Rörelseresultat i procent av årets omsättning.

**Nettomarginal:** Årets resultat i procent av omsättning.

### Kapitalstruktur

**Soliditet:** Eget kapital i procent av balansomslutning.

**Skuldsättningsgrad:** Räntebärande skulder i relation till eget kapital.

**Andel riskbärande kapital:** Eget kapital plus minoritetsintresse och eget kapitalandel av obeskattade reserver i procent av balansomslutningen.

**Räntetäckningsgrad:** Resultat efter finansnetto plus finansiella kostnader dividerat med finansiella kostnader.

**Investeringar:** Totala investeringar under året.

<b>Moderbolaget</b>	<b>1 jan 2005– 31 dec 2005 12 månader</b>	<b>1 jan 2004– 31 dec 2004 12 månader</b>	<b>1 jan 2003– 31 dec 2003 12 månader</b>
<b>Resultat- och balansposter</b>			
Bruttomarginal, TSEK	n.a.	n.a.	n.a.
Rörelseresultat, TSEK	-3 786	-3 903	-934
Rörelsemarginal, %	Neg.	Neg.	Neg.
Resultat efter finansiella poster, TSEK	-12 391	-2 970	-891
Årets resultat, TSEK	-12 391	-2 970	-891
Nettomarginal, %	Neg.	Neg.	Neg.
Eget kapital, TSEK	56 444	68 835	3 542
Balansomslutning, TSEK	58 982	70 346	4 139
<b>Kapitalstruktur</b>			
Soliditet, %	95,70%	97,85%	85,58%
Skuldsättningsgrad, %	n.a.	n.a.	n.a.
Andel riskbärande kapital, %	95,70%	97,85%	85,58%
Räntetäckningsgrad, %	n.a.	n.a.	n.a.
Investeringar, TSEK	5 874	10 455	1 570
<b>Lönsamhet</b>			
Räntabilitet på eget kapital, %	Neg.	Neg.	Neg.
Räntabilitet på sysselsatt kapital, %	Neg.	Neg.	Neg.
<b>Nyckeltal per medarbetare</b>			
Genomsnittligt antal anställda	3,50	2,50	0,00
<b>Aktiedata*</b>			
Utdelning per aktie, SEK	n.a.	n.a.	n.a.
Kassaflöde använt i den löpande verksamheten per aktie, SEK	Neg.	Neg.	Neg.
Antal aktier på balansdagen, tusental	4 385	4 385	1 500
Eget kapital per aktie, SEK	12,87	15,70	2,40
Vägt genomsnittligt antal aktier under räkenskapsåret, tusental	4 385	3 705	1 003
Resultat per aktie, SEK	-2,83	-0,80	-0,89

\* Tethys Oil har per balansdagen inga konvertibla skuldebrev, personaloptioner, teckningsoptioner eller motsvarande som kan ge upphov till utspädning.

\* Tethys Oil genomförde, under det första kvartalet 2004, en aktiesplit 1:2. Historiska antal aktier och aktierelaterade mått har justerats i enlighet med aktiespliten.

\* Antalet aktier per den 31 december 2005 inkluderar nya aktier från nyemissionen, vilka registrerades den 1 april 2004. Beräkningen för det vägda antalet aktier baseras på att de inkluderades per den 26 mars 2004.

#### **Lönsamhet**

**Räntabilitet på eget kapital:** Årets resultat i procent av genomsnittligt eget kapital.

**Räntabilitet på sysselsatt kapital:** Årets resultat i procent av sysselsatt kapital (balansomslutningen minus icke räntebärande skulder inklusive uppskjutna skatteskulder).

#### **Övrigt**

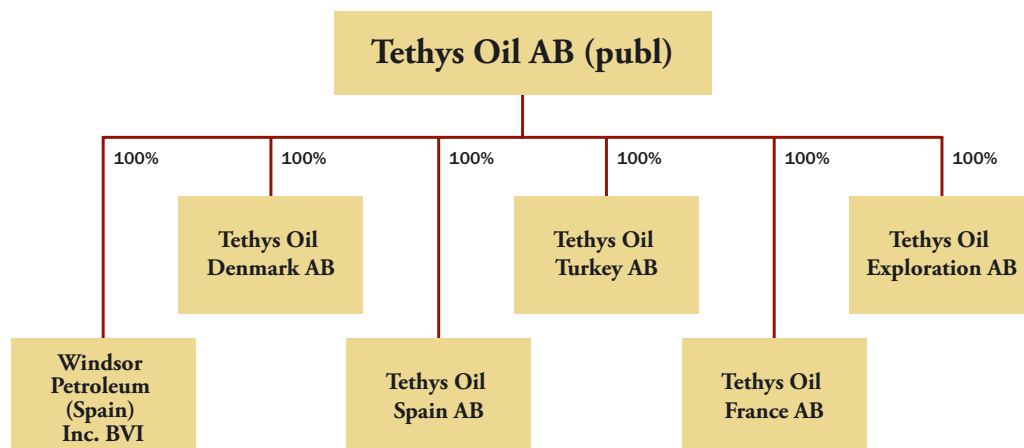
**Antal anställda:** Genomsnittligt antal heltidsanställda.

**Eget kapital per aktie:** Eget kapital dividerat med antal aktier per balansdagen.

**Vägt antal aktier på balansdagen:** Antal aktier vid periodens början med tidsvägning för nyemitterade aktier.

**Resultat per aktie:** Årets resultat dividerat med antalet vägt genomsnittligt antal aktier.

# Förvaltningsberättelse



## Verksamhet

Tethys Oil är ett svenskt bolag inriktat på att söka och utvinna olja och naturgas. Tethys Oils huvudsakliga geografiska fokus är Europeiska Unionen och dess kandidatländer, samt valda länder i Afrika. Bolagets strategi är tvåfaldig; att prospektera efter olja och naturgas nära befintliga och växande marknader; och att utveckla bevisade reserver som tidigare ansetts vara oekonomiska till följd av geografisk placering eller av tekniska skäl. Tethys Oil har för närvarande andelar i prospekteringslicenser i Danmark, Frankrike, Spanien och Turkiet, en produktionslicens i Spanien och en undersökningslicens i Marocko.

### Danmark

Tethys Oils två licenser, 1/02 och 1/03, i Danmark ligger på Jylland och på Själland. Tethys Oil är operatör av licenserna och bolagets andel av båda licenserna uppgår till 70 procent.

#### Licens 1/02

Tethys Oils första prospekteringsborrning närmar sig i Danmark – Karlebo-1 – och under 2005 ökade aktiviteterna i Danmark steg för steg. Investeringar under 2005 har huvudsakligen varit relaterade till borrforberedelser. Den första fasen i processen med att ta in offerter avseende borrhög har avslutats, och en "short list" över de mest intressanta leverantörerna har upprättats. Foderrör har köpts och offertförfrågningar för annan borrrustning med lång leveranstid har inletts. Under tiden har den konstruktiva dialogen med Karlebo kommun fortsatt och möten har löpande hållts. Enligt licensavtalet med den danska energimyndigheten måste borrningen ha genomförts och utvärderats före sista december 2006.

#### Licens 1/03

Under 2005 avslutades den geokemiska markstudien på licens 1/03 onshore Jylland. Studien kan upptäcka

även mycket små förekomster av kolväten i ytliga jordlager. Tolkningen av studieresultaten kommer nu att inledas. Positiva resultat vid denna tolkning skulle indikera förekomsten av ett aktivt petroleumsystem i området. Tethys Oil har begärt och erhållit godkännande från den danska energimyndigheten avseende uppskov av slutdatumet för den första tvååriga fasen av licensen för att kunna utvärdera resultat från en prospekteringsborrning på licens 1/02.

### Frankrike

Tethys Oil har 40 procents andel i Attilalicensen, som är belägen i den östra delen av den olje- och gasproducerande Parissedimentbassängen. Licensen ligger i direkt anslutning till det av Gaz De France opererade naturgasfältet Trois-Fontaines. Licensen gäller under fem år. Operatör för licensen är det privata franska bolaget Galli Coz S.A., som erhållit resterande 60 procent och är operatör för licensen.

Under februari 2006 offentliggjorde Tethys att bolaget av de franska myndigheterna har tilldelats prospekteringslicensen Attila. Under 2005 har satellit- och radardata insamlats och analyserats för förkastningstrender. Därutöver ombearbetades 180 kilometer befintliga seismiska data. Geokemiska ytprover insamlades och analyserades, och resultaten bekräftar så här långt områdets prospektivitet.

Analysen och tolkningen av ombearbetad seismisk data har avslutats och resultatet har lagts in i den geologiska modellen över Attilalicensen i Frankrike. Operatören Galli Coz SA bedömer tillsammans med Tethys Oil att den nya informationen tillsammans med tidigare kända data, är tillräckliga för att uppgradera strukturen från 'lead' till borrbär struktur.

## **Spanien**

Tethys Oils intresseområden i Spanien är belägna söder om de cantabriska bergen i norra Spanien, inom Dueroassängen mellan städerna Burgos och Bilbao. Intresseområdena innefattar ett 22,5-procentigt deltagande i produktionslicensen La Lora som täcker Ayoluengofältet samt ett 50-procentigt deltagande i de tre prospekteringslicenserna Huermece, Valderredible och Basconcillos-H. Ascent Ressources Plc., som är ett olje- och naturgasbolag marknadsnoterat på Londonbörsens AIM-lista, är genom dotterbolaget Northern Petroleum Exploration Ltd. operatör för de fyra licenserna.

Oljeproduktionen vid Ayoluengofältet har under 2005 varit fortsatt liten och har för Tethys Oil uppgått till cirka 25 bopd, och om inga nya investeringar görs i fältet, kommer produktionen att fortsätta att gradvis minska. Denna produktionsnedgång motverkas emellertid av högre oljepriser och ett litet positivt täckningsbidrag om TEUR 53 erhöles för helåret 2005. Mot bakgrund av fältets svaga resultat har dock Tethys sökt nya projekt i området, och också slutit ett avtal med en av bolagets partners i Ayoluengofältet, La Lora-koncessionen, rörande ett byte av tillgångar. För Tethys indirekta intresseandel (beneficial interest) om 22,5 procent i La Lorafältet kommer bolaget att erhålla en licensandel om 20 procent i en intressant prospekteringslicens på annan plats i Spanien. Bytet av andelar förutsätter att spanska myndigheter godkänner en extension av den nya licensen, samt att Tethys godkänns som partner i licensen. Det nya licensområdet innefattar en stor struktur med betydande potential för bolaget. Eventuella kolväten i området antas vara naturgas. Innan alla förutsättningar för licensbytet uppfyllts, behåller Tethys bolagets intresseandelar i La Lorafältet. Den nya operatören har indikerat att nya investeringsförslag kan vara att vänta. Om så sker, kommer Tethys att utvärdera dessa förslag i anslutning till den övergripande utvärderingen av bolagets strategi i Spanien.

Aktiviteten vid prospekteringslicenserna i Spanien har varit låg, huvudsakligen till följd av operatörsbytet.

## **Turkiet**

Tethys Oil har andelar i fyra licenser i Turkiet. Två av licenserna ligger i Ispandika området belägna i sydöstra Turkiet, nära Syrien och Irak. De övriga två licenserna är belägna i Trakien, den nordvästra och Europeiska delen av Turkiet, nära Bulgarien och Grekland. Tethys Oil har 10 procents intresse i Ispandikalicenserna och 25 procents intresse i de Trakiska licenserna. Aladdin Middle East Ltd. är operatör för licenserna.

## **Trakien**

Under 2005 offentliggjorde Tethys Oil ett avtal rörande två prospekteringslicenser onshore i Trakien,

i den europeiska delen av Turkiet, nära Bulgarien och Grekland. Genom att finansiera ett undersökningsprogram och ny seismik, upp till maximalt USD 415 000, kommer Tethys Oil att erhålla 25 procent av licenserna. Aladdin Middle East är operatör och det engelska bolaget JXX Oil & Gas Plc. har erhållit 25 procents andel på samma villkor som Tethys Oil.

Licenserna täcker en yta om 897 kvadratkilometer och är centralt belägna i den trakiska sedimentbassängen. Målformationerna är tertiära sandstenar, vilka producerar naturgas vid flera fält i Trakien. Två starka indikativa geologiska strukturer har upptäckts, men ytterliggare seismik behövs för att bekräfta närvaron av borrhållbara strukturer.

## **Ispandika**

Över Ispandikalicenserna har en radar-/satellitstudie genomförts och utifrån resultaten kunde konstateras att merparten av licensområdet inte lämpar sig för fordonsgenererad seismik. Det kunde konstateras att för insamlande av seismik behövde dynamit användas. Tethys Oil och dess turkiska partner har därför försökt finna en lämplig leverantör av denna tjänst, utan framgång. Vidare beslöts under 2005 att inleda en utfarmningskampanj, med syfte att begränsa risker och kostnader. Tillsammans med Tethys Oils turkiska partner förbereds nu för lanseringen av ett virtuellt datarum. Kostnaden för utfarmningskampanjer har sjunkigt väsentligt i och med de kommunikationsmöjligheter som Internet erbjuder. Det virtuella datarummet kommer att kunna erbjuda intresserade samarbetspartners enkel tillgång till information till ett lågt pris.

## **Marocko**

I Marocko är Tethys Oil operatör med 50 procents andel i undersökningslicensen Bouanane, belägen i den östra delen av Marocko. Licensen ger Tethys Oil exklusiv rätt att under ett år genomföra undersökningar i licensområdet samt att närhelst under denna tidsperiod välja att omvandla undersökningslicensen till en fullständig åttaårig prospekteringslicens, med villkor som senare kommer att framförhandlas. Vid en framgångsrik prospektering omvandlas licensen automatiskt till en produktionslicens. Licensen tilldelades i juli 2005.

Under 2005 har Tethys Oil sammanställt en databas baserad på all regional information, vilken bland annat inkluderar satellitbilder och radardata. Under februari 2006 har Tethys Oil också inlett en gravimetrisk/magnetisk studie över en 1 500 kvadratkilometer stor del av licensområdet. Målsättningen med dessa undersökningar är att definiera utbredningen av den geologiska strukturen Taffejart och komplettera befintliga seismiska data över strukturen, framförallt dess sträckning i nordost där seismiska data saknas.

### **Väsentliga avtal och åtaganden**

Tethys Oil har avtal rörande verksamheterna i Danmark, Frankrike, Turkiet, Marocco och Spanien. I Danmark är Tethys Oil en direkt innehavare av licenserna 1/02 och 1/03, i Frankrike är Tethys Oil direkt innehavare av prospekteringslicensen Attila och i Marocco är Tethys Oil direkt innehavare av undersökningslicensen Bouanane. I Turkiet och i Spanien har Tethys Oil intressen genom avtal med andra parter. Utöver nämnda avtal, finns inga andra avtal eller andra omständigheter avseende bolagets verksamhet som har avgörande betydelse för koncernens verksamhet eller lönsamhet.

Tethys Oil har inga åtagande avseende verksamheten i Spanien eller Turkiet. Bolagets åtagande i Danmark är att genomföra en prospekteringsborrning på licens 1/02. Tethys Oil uppskattar bolagets andel för kostnaden för den prospekteringsborrningen till TSEK 14 000. I Marocco har Tethys Oil ett åtagande som uppgår till TUSD 200 (TSEK 1 560). I Frankrike, Attilalicensen, uppgår åtagandet till TEUR 520 (TSEK 4 860).

### **Resultat och kassaflöde**

De konsoliderade finansiella räkenskaperna för Tethys Oil-koncernen ("Tethys Oil" eller "koncernen"), där Tethys Oil AB (publ) med organisationsnummer 556615-8266 är moderbolag, presenteras härmed för tolv månadersperioden som avslutades den 31 december 2005. Belopp som avser jämförelseperiod presenteras inom parantes efter beloppet för den aktuella perioden. Koncernen presenterar inte segmentinformation avseende försäljning eftersom det inte förekommit någon försäljning eller produktion av olja och gas inom koncernen fram till och med den 31 december 2005. Avseende olje- och gastillgångar presenteras geografisk segmentinformation nedan under rubriken Investeringar.

#### **Nettoresultat och försäljning**

Tethys Oil rapporterar ett nettoresultat för helåret 2005 om TSEK -14 368 (TSEK -5 062 för motsvarande period föregående år), vilket motsvarar ett resultat per aktie om SEK -3,28 (SEK -1,37) för helåret. En nedskrivning av olje- och gastillgångar om TSEK 8 412 (TSEK 435) gjordes under 2005, vilket påverkat resultatet negativt. Nedskrivningen under 2005 är huvudsakligen hänförlig Hoto i Turkiet, där en nedskrivning om TSEK 8 179 gjorts. Kassaflöde från verksamheten före förändringar i rörelsekapital för helåret 2005 uppgick till TSEK -5 315 (TSEK -4 577).

Resultatet för helåret 2005 har ej i större utsträckning påverkats av valutakursvinster eller förluster.

Det har inte förekommit någon försäljning eller produktion av olja och gas under 2005, med undantag för tillfällig oljeproduktion i La Lorafältet, som i enlighet med Tethys Oils redovisningsprinciper reducerar aktiverade kostnader i det hänförliga kostcentrat i balansräkningen. Nettoresultatet från Tethys Oils andel i Ayoleungo har under 2005 varit TEUR 53. Följaktligen har det inte skett någon avskrivning av olje- och gastillgångar, eftersom ingen kommersiell produktion påbörjats.

#### **Administrationskostnader och avskrivningar**

Administrationskostnader och avskrivningar uppgick till TSEK -6 609 (TSEK -5 375) under helåret 2005. Avskrivningar uppgick till TSEK 35 (TSEK 50) under 2005. Administrationskostnader består huvudsakligen av hyror, löner, kontorsmaterial och resekostnader. Dessa kostnader är företagsrelaterade och kapitaliseras följaktligen inte. Avskrivningarna är hänförliga till avskrivningar av datorer, telefoner etc.

#### **Investeringar**

Anläggningsstillgångar uppgick per den 31 december 2005 till TSEK 11 599 (TSEK 14 160) varav TSEK 11 404 (TSEK 14 002) avser olje- och gastill-



Olje- och gastillgångar						
Land	Licens- område	Tethys Oil, %	Total areal, km <sup>2</sup>	Operatör	Investeringar 12 mån 2005, TSEK	Bokfört värde 31 dec 2005, TSEK
Danmark	Licens 1/02	70%	533	Tethys Oil Denmark	3 412	5 119
	Licens 1/03	70%	1 655	Tethys Oil Denmark		
Frankrike	Attila	40% <sup>1</sup>	1 986	Galli Coz S.A.	690	690
Marocko	Bouanane	50%	2 100	Tethys Oil	544	553
Spanien	La Lora	22,5% <sup>2</sup>	106	Ascent Resources Plc.	33	3 152
	Valderredible	50% <sup>3</sup>	241	Ascent Resources Plc.		
	Huermeces	50% <sup>3</sup>	121	Ascent Resources Plc.		
	Basconillos	50% <sup>3</sup>	194	Ascent Resources Plc.		
Turkiet	Ispandika	10-45%	965	Aladdin Middle East Ltd.	615	727
	Trakien	25%	897	Aladdin Middle East Ltd.		
<b>Nya områden</b>					1 125	1 163
<b>Totalt</b>			<b>8 798</b>		<b>6 419</b>	<b>11 404</b>

<sup>1</sup> Tethys betalar 44% av kostnader fram till och med en prospekteringsborrning.

<sup>2</sup> Indirekt intresseandel (beneficial interest)

<sup>3</sup> Windsor-koncernen har rätt att erhålla ett upp till 10-procentigt deltagande i de tre prospekteringslicenserna genom att betala motsvarande andel för seismik eller borrning. Utnyttjar Windsor-koncernen sin rätt kommer Tethys Oils deltagande i licenserna att gå ned till lägst 40 procent.

gångar. Olje- och gastillgångar i Danmark uppgick till TSEK 5 119 (TSEK 1 707), i Spanien TSEK 3 152 (TSEK 3 118), Turkiet TSEK 727 (TSEK 8 897) och övrigt TSEK 2 405 (TSEK 279). Investeringar i olje- och gastillgångar under helåret 2005 uppgick till TSEK 6 420 (TSEK 12 538), varav Danmark TSEK 4 069, Spanien TSEK 33, Turkiet TSEK 615 och övrigt TSEK 2 359. Investeringar i olje- och gastillgångar har huvudsakligen varit borrförberedelser i Danmark licens 1/02, geokemisk studie i Danmark licens 1/03 och investeringar i nya projekt. De få investeringarna i Spanien i prospekteringslicenserna beror på operatörbyte, samt att de höga oljepri- serna har bidragit till ett positivt kassaflöde från produktionslicensen Ayoluengo.

Investeringar i övriga materiella anläggningstillgångar uppgick till TSEK 72 (TSEK 158) och är hänförliga till investeringar i kontorsutrustning.

### Likviditet och finansiering

Kassa och bank per den 31 december 2005 uppgick till TSEK 657 (TSEK 513). Kortfristiga placeringar per den 31 december 2005 uppgick till TSEK 40 445 (TSEK 53 525). De kortfristiga placeringarna är investeringar i räntebärande fonder med korta löptider, mindre än tre månader från förvärvsdag.

### Kortfristiga fordringar

Kortfristiga fordringar uppgick till TSEK 2 132 (TSEK 905) per den 31 december 2005. I stor utsträckning är detta fordringar på partners i licenser.

### Kortfristiga skulder

Kortfristiga skulder per den 31 december 2005 uppgick till TSEK 2 458 (TSEK 2 359), av vilka TSEK 2 055 (TSEK 751) är hänförliga till leve-

rantörsskulder, TSEK 116 (TSEK 95) är hänförliga till övriga kortfristiga skulder och TSEK 286 (TSEK 1 513) är hänförliga till upplupna kostnader.

### Moderbolaget

Moderbolaget redovisar ett resultat om TSEK -12 391 (TSEK -2 970) för 2005. Administrationskostnaderna inklusive avskrivningar uppgick till TSEK -6 598 (TSEK -5 375) för 2005. Resultat från finansiella investeringar uppgick till TSEK -8 605 (TSEK 933) under helåret 2005. Finansiella investeringar uppgick under 2005 till TSEK 5 874 (TSEK 11 651). Investeringarna består av lån till dotterbolag för deras respektive olje- och gasverksamhet.

### Finansiella instrument

Tethys Oil har under perioden inte använt sig av finansiella derivatinstrument i syfte att risksäkra bolaget. Förklaringen till detta är den relativt låga valutakurs exponeringen i Tethys Oils nuvarande verksamhet.

### Styrelse och ledning

På den ordinarie bolagsstämma den 4 maj 2005 återvaldes John Hoey, Vincent Hamilton, Jan Risberg, Magnus Nordin och Håkan Ehrenblad till styrelsemedlemmar och Carl-Gustaf Ingelman nyvaldes. Styrelsemedlemmarna valdes fram till slutet av nästa ordinarie bolagsstämma. Inga suppleanter valdes. Vid det konstituerande styrelsemötet den 4 maj beslöt styrelsen att skapa en Audit kommitté bestående av de fyra oberoende ledamöterna i styrelsen.

Styrelsearbetet följer etablerade rutiner som fördelar arbetet mellan styrelsen och verksamhetsställande direktören. Arbetsordningen utvärderas årligen och skrivs om, om det bedöms behövt. Den nu gällande arbets-

ordningen antogs av styrelsen den 4 maj 2005. Styrelsen hade 8 möten under 2005. Bland viktiga beslut märks antagande av kvartalsrapporter samt beslut om budgeten för 2006.

Styrelsen har bestått av sex ledamöter, varav fyra oberoende och två som också uppburit anställning i bolaget. Vince Hamilton har varit både styrelsens ordförande och Chief Operating Officer. Mellan styrelsemötena har informella kontakter hållits veckovis eller dagligen mellan styrelseledamöterna.

#### **Bolagsstruktur**

Tethys Oil AB (publ), med organisationsnummer 556615-8266, är moderbolag i Tethys Oil-koncernen. De helägda dotterbolagen Windsor Petroleum (Spain) Inc., Tethys Oil Denmark AB, Tethys Oil Spain AB, Tethys Oil Turkey AB, Tethys Oil France AB och Tethys Oil Exploration AB är en del av koncernen. Koncernen Tethys Oil bildades den 1 oktober 2003.

#### **Aktiedata**

Det totala antalet aktier i Tethys Oil uppgår till 4 384 800, med ett kvotvärde om 0,50 per aktie. Alla aktier berättigar till en röst. Tethys Oil har inget incitamentsprogram.

#### **Utdelning**

Styrelsen föreslår att ingen utdelning lämnas för verksamhetsåret.

#### **Förändring av redovisningsprinciper**

Tethys Oil har sedan den 1 januari 2005 tillämpat IFRS. Under 2004 och 2003 upprättades årsredovisningarna i enlighet med Redovisningsrådets rekommendationer och uttalanden. Förändringen av redovisningsprinciper har inte haft någon påverkan på resultat- eller balansräkningar.

#### **Förslag till behandling av förlust**

Styrelsens förslag är att den ansamlade förlusten, TSEK -16 819, överförs i ny räkning.

Koncernens ansamlade förlust enligt koncernbalansräkningen uppgår till TSEK -20 888.

Resultatet för koncernens och moderbolagets verksamhet samt dess finansiella ställning vid räkenskapsårets slut framgår av efterföljande resultat- och balansräkningar, kassaflödesanalyser samt tillhörande noter. Balans- och resultaträkningar kommer att fastställas vid årsstämman den 4 maj 2006.

Stockholm, den 30 mars 2006

Vincent Hamilton, Styrelseordförande

Håkan Ehrenblad, Styrelseledamot

John Hoey, Styrelseledamot

Jan Risberg, Styrelseledamot

Carl-Gustaf Ingelman, Styrelseledamot

Magnus Nordin, Verkställande direktör

#### **Revisorspåteckning**

Min revisionsberättelse har avgivits den 30 mars 2006.

Klas Brand

Auktoriserad revisor  
PricewaterhouseCoopers AB

# Koncernens resultaträkning

TSEK	Not	1 jan 2005– 31 dec 2005 12 månader	1 jan 2004– 31 dec 2004 12 månader	1 jan 2003– 31 dec 2003 12 månader
Försäljning av olja och gas		–	–	–
Avskrivning av olje- och gastillgångar	3	–	–	–
Nedskrivning av olje- och gastillgångar	3	-8 412	-435	–
Övriga intäkter		23	–	–
Administrationskostnader inklusive avskrivningar	4, 5, 6	-6 609	-5 375	-934
<b>Rörelseresultat</b>		<b>-14 998</b>	<b>-5 810</b>	<b>-934</b>
Övriga finansiella ränteintäkter och liknande resultatposter	7	774	764	43
Övriga finansiella räntekostnader och liknande resultatposter	8	-144	-16	-0
<b>Summa resultat från finansiella investeringar</b>		<b>630</b>	<b>748</b>	<b>43</b>
<b>Resultat före skatt</b>		<b>-14 368</b>	<b>-5 062</b>	<b>-891</b>
Inkomstskatt		–	–	–
<b>Årets resultat</b>		<b>-14 368</b>	<b>-5 062</b>	<b>-891</b>
Antalet utestående aktier		4 384 800	4 384 800	1 500 000
Antalet utestående aktier (efter full utspädning)	10	4 384 800	4 384 800	1 500 000
Vägt genomsnittligt antal aktier		4 384 800	3 705 094	1 002 740
Resultat per aktie, SEK		-3,28	-1,37	-0,89
Resultat per aktie (efter full utspädning), SEK	10	-3,28	-1,37	-0,89

# Koncernens balansräkning

TSEK	Not	31 dec 2005	31 dec 2004	31 dec 2003
<b>TILLGÅNGAR</b>				
<b>Immateriella och materiella anläggningstillgångar</b>				
Olje- och gastillgångar	3	11 404	14 002	1 899
Inventarier	9	195	158	50
<b>Summa materiella anläggningstillgångar</b>		<b>11 599</b>	<b>14 160</b>	<b>1 949</b>
<b>Omsättningstillgångar</b>				
Övriga fordringar		1 681	766	19
Förutbetalda kostnader		451	139	-
Övriga kortfristiga placeringar		40 445	53 525	1 062
Likvida medel		657	513	1 109
<b>Summa omsättningstillgångar</b>		<b>43 234</b>	<b>54 942</b>	<b>2 190</b>
<b>SUMMA TILLGÅNGAR</b>		<b>54 833</b>	<b>69 102</b>	<b>4 139</b>
<b>EGET KAPITAL OCH SKULDER</b>				
<b>Eget kapital</b>	10			
Aktiekapital		2 192	2 192	750
Övrigt tillskjutet kapital		71 071	71 071	4 250
Balanserad förlust		-20 888	-6 520	-1 458
<b>Summa eget kapital</b>		<b>52 375</b>	<b>66 743</b>	<b>3 542</b>
<b>Ej räntebärande kortfristiga skulder</b>				
Leverantörsskulder		2 055	751	106
Övriga skulder		117	95	-
Upplupna kostnader	11	286	1 513	491
<b>Summa ej räntebärande kortfristiga skulder</b>		<b>2 458</b>	<b>2 359</b>	<b>597</b>
<b>SUMMA EGET KAPITAL OCH SKULDER</b>		<b>54 833</b>	<b>69 102</b>	<b>4 139</b>
Ställda säkerheter	13	780	-	-
Ansvarsförbindelser	14	14 527	14 527	2 452

## Koncernens förändringar i eget kapital

TSEK	Aktie- kapital	Övrigt till- skjutet kapital	Balanserad förlust
<b>Ingående balans 1 januari, 2003</b>	-	-	-
Etablerande av koncern	500	1 500	-567
Årets resultat	-	-	-891
	<b>500</b>	<b>1 500</b>	<b>-1 458</b>
Nyemission	250	2 750	-
<b>Utgående balans 31 december, 2003</b>	<b>750</b>	<b>4 250</b>	<b>-1 458</b>
<b>Ingående balans 1 januari, 2004</b>	<b>750</b>	<b>4 250</b>	<b>-1 458</b>
Årets resultat	-	-	-5 062
	<b>750</b>	<b>4 250</b>	<b>-6 520</b>
Nyemission	1 442	73 562	-
Noteringskostnader	-	-6 741	-
<b>Utgående balans 31 december, 2004</b>	<b>2 192</b>	<b>71 071</b>	<b>-6 520</b>
<b>Ingående balans 1 januari, 2005</b>	<b>2 192</b>	<b>71 071</b>	<b>-6 520</b>
Årets resultat	-	-	-14 368
<b>Utgående balans 31 december, 2005</b>	<b>2 192</b>	<b>71 071</b>	<b>-20 888</b>

## Koncernens kassaflödesanalys

TSEK	Not	1 jan 2005– 31 dec 2005 12 månader	1 jan 2004– 31 dec 2004 12 månader	1 jan 2003– 31 dec 2003 12 månader
<b>Kassaflöde från löpande verksamheten</b>				
Rörelseresultat		-14 998	-5 810	-934
Övriga ränteintäkter och liknande resultatposter	7	774	764	43
Övriga räntekostnader och liknande resultatposter	8	-144	-16	-0
Justering för nedskrivning av olje- och gastillgångar	3	8 412	435	-
Justering för avskrivningar	9	35	50	6
<b>Kassaflöde använt i den löpande verksamheten före förändringar av rörelsekapital</b>		<b>-5 921</b>	<b>-4 577</b>	<b>-885</b>
Ökning av fordringar		-622	-886	-9
Ökning av skulder		99	1 762	412
<b>Kassaflöde använt i den löpande verksamheten</b>		<b>-6 444</b>	<b>-3 701</b>	<b>-482</b>
<b>Investeringsverksamheten</b>				
Investeringar i olje- och gastillgångar	3	-6 420	-12 538	-1 529
Investeringar i övriga materiella anläggningstillgångar	9	-72	-158	-41
<b>Kassaflöde använt i investeringsverksamheten</b>		<b>-6 492</b>	<b>-12 696</b>	<b>-1 570</b>
<b>Finansieringsverksamheten</b>				
Nyemission		-	68 263	3 000
Kassaflöde från finansieringsverksamheten		-	68 263	3 000
<b>Årets kassaflöde</b>		<b>-12 936</b>	<b>51 866</b>	<b>948</b>
Likvida medel vid årets början *		54 037	2 171	1 223
Likvida medel vid årets slut *		41 102	54 037	2 171

\* Presenterat som likvida medel och övriga kortfristiga placeringar i balansräkningen.

## Moderbolagets resultaträkning

TSEK	Not	1 jan 2005– 31 dec 2005 12 månader	1 jan 2004– 31 dec 2004 12 månader	1 jan 2003– 31 dec 2003 12 månader
Försäljning av olja och gas		–	–	–
Avskrivning av olje- och gastillgångar	3	–	–	–
Nedskrivning av olje- och gastillgångar	3	–	–	–
Övriga intäkter		2 812	1 472	–
Administrationskostnader inklusive avskrivningar	4, 5, 6	-6 598	-5 375	-934
<b>Rörelseresultat</b>		<b>-3 786</b>	<b>-3 903</b>	<b>-934</b>
Övriga finansiella ränteintäkter och liknande resultatposter	7	1 226	948	43
Övriga finansiella räntekostnader och liknande resultatposter	8	-139	-16	–
Nedskrivning av andelar i koncernföretag	12	-9 692	–	–
<b>Summa resultat från finansiella investeringar</b>		<b>-8 605</b>	<b>933</b>	<b>43</b>
<b>Resultat före skatt</b>		<b>-12 391</b>	<b>-2 970</b>	<b>-891</b>
Inkomstskatt		–	–	–
<b>Årets resultat</b>		<b>-12 391</b>	<b>-2 970</b>	<b>-891</b>
Antalet utestående aktier		4 384 800	4 384 800	1 500 000
Antalet utestående aktier (efter full utspädning)	10	4 384 800	4 384 800	1 500 000
Vägt genomsnittligt antal aktier		4 384 800	3 705 094	1 002 740
Resultat per aktie, SEK		-2,83	-0,80	-0,89
Resultat per aktie (efter full utspädning), SEK	10	-2,83	-0,80	-0,89

# Moderbolagets balansräkning

TSEK	Not	31 dec 2005	31 dec 2004	31 dec 2003
<b>TILLGÅNGAR</b>				
<b>Immateriella och materiella anläggningstillgångar</b>				
Olje- och gastillgångar	3	–	–	1 196
Inventarier	9	195	158	50
<b>Summa materiella anläggningstillgångar</b>		<b>195</b>	<b>158</b>	<b>1 246</b>
<b>Finansiella anläggningstillgångar</b>				
Andelar i koncernföretag	12	1 203	1 203	703
Fordringar hos koncernföretag		16 794	10 993	–
<b>Summa finansiella anläggningstillgångar</b>		<b>17 997</b>	<b>12 196</b>	<b>703</b>
<b>Omsättningstillgångar</b>				
Övriga fordringar		28	427	19
Förutbetalda kostnader		156	139	–
Fordringar från koncernföretag		–	3 890	–
Övriga kortfristiga placeringar		40 445	53 525	1 062
Likvida medel		160	13	1 109
<b>Summa omsättningstillgångar</b>		<b>40 789</b>	<b>57 993</b>	<b>2 190</b>
<b>SUMMA TILLGÅNGAR</b>		<b>58 981</b>	<b>70 346</b>	<b>4 139</b>
<b>EGET KAPITAL OCH SKULDER</b>				
<b>Eget kapital</b>	10			
<i>Bundet eget kapital:</i>				
Aktiekapital		2 192	2 192	750
Överkursfond		71 071	71 071	4 250
<i>Fritt eget kapital:</i>				
Ansamlad förlust		-4 428	-1 458	-567
Årets resultat		-12 391	-2 970	-891
<b>Summa eget kapital</b>		<b>56 444</b>	<b>68 835</b>	<b>3 542</b>
<b>Kortfristiga skulder</b>				
Leverantörsskulder		2 056	751	106
Övriga skulder		312	95	–
Upplupna kostnader	11	170	665	491
<b>Summa kortfristiga skulder</b>		<b>2 538</b>	<b>1 511</b>	<b>597</b>
<b>SUMMA EGET KAPITAL OCH SKULDER</b>		<b>58 982</b>	<b>70 346</b>	<b>4 139</b>
Ställda säkerheter	13	780	–	–
Ansvarförbindelser	14	–	–	2 452

## Moderbolaget förändringar i eget kapital

TSEK	Bundet eget kapital		Fritt eget kapital	
	Aktie- kapital	Övrigt till- skjutet kapital	Balanserad förlust	Periodens resultat
<b>Ingående balans 1 januari, 2003</b>	<b>500</b>	<b>1 500</b>	<b>-</b>	<b>-567</b>
Överföring av föregående års resultat	-	-	-567	567
Årets resultat	-	-	-	-891
	<b>500</b>	<b>1 500</b>	<b>-567</b>	<b>-891</b>
Nyemission	250	2 750	-	-
<b>Utgående balans 31 december, 2003</b>	<b>750</b>	<b>4 250</b>	<b>-567</b>	<b>-891</b>
<b>Ingående balans 1 januari, 2004</b>	<b>750</b>	<b>4 250</b>	<b>-567</b>	<b>-891</b>
Överföring av föregående års resultat	-	-	-891	891
Årets resultat	-	-	-	-2 970
	<b>750</b>	<b>4 250</b>	<b>-1 458</b>	<b>-2 970</b>
Nyemission	1 442	73 562	-	-
Noteringskostnader	-	-6 741	-	-
<b>Utgående balans 31 december, 2004</b>	<b>2 192</b>	<b>71 071</b>	<b>-1 458</b>	<b>-2 970</b>
<b>Ingående balans 1 januari, 2005</b>	<b>2 192</b>	<b>71 071</b>	<b>-1 458</b>	<b>-2 970</b>
Överföring av föregående års resultat	-	-	-2 970	2 970
Årets resultat	-	-	-	-12 391
<b>Utgående balans 31 december, 2005</b>	<b>2 192</b>	<b>71 071</b>	<b>-4 428</b>	<b>-12 391</b>

## Moderbolagets kassaflödesanalys

TSEK	Not	1 jan 2005– 31 dec 2005 12 månader	1 jan 2004– 31 dec 2004 12 månader	1 jan 2003– 31 dec 2003 12 månader
<b>Kassaflöde från den löpande verksamheten</b>				
Rörelseresultat		-3 786	-3 903	-934
Övriga ränteintäkter och liknande resultatposter	7	1 226	948	43
Övriga räntekostnader och liknande resultatposter	8	-139	-16	-
Justering för avskrivningar	9	35	50	6
<b>Kassaflöde använt i den löpande verksamheten före förändringar av rörelsekapital</b>		<b>-2 664</b>	<b>-2 920</b>	<b>-885</b>
Minskning/ökning av fordringar		4 271	-3 240	-9
Ökning av skulder		1 026	914	412
<b>Kassaflöde använt i den löpande verksamheten</b>		<b>2 633</b>	<b>-5 246</b>	<b>-482</b>
<b>Investeringsverksamheten</b>				
Investeringar i olje- och gastillgångar	3	-	-	-826
Ökning av långfristiga lån		-15 464	-11 493	-703
Investeringar i övriga materiella anläggningstillgångar	9	-72	-158	-41
<b>Kassaflöde använt för investeringsverksamheten</b>		<b>-15 566</b>	<b>-11 651</b>	<b>-1 570</b>
<b>Finansieringsverksamheten</b>				
Nyemission		-	68 263	3 000
<b>Kassaflöde från finansieringsverksamheten</b>		<b>-</b>	<b>68 263</b>	<b>3 000</b>
<b>Årets kassaflöde</b>		<b>-12 933</b>	<b>51 366</b>	<b>948</b>
Likvida medel vid årets början *		53 537	2 171	1 223
Likvida medel vid årets slut *		40 604	53 537	2 171

\* Presenterat som likvida medel och övriga kortfristiga placeringar i balansräkningen.



# Noter

## Generell information

Tethys Oil AB (publ) ("Bolaget"), organisationsnummer 556615-8266, och dess dotterbolag (tillsammans "Koncernen") är inriktat på att prospektera efter och utvinna olja och naturgas. Bolagets huvudsakliga geografiska fokus är Europeiska Unionen och dess kandidatländer, samt valda länder i Afrika. Koncernen bedriver prospekteringsverksamhet i Danmark, Frankrike, Spanien, Turkiet och Marocko.

Bolaget är ett aktiebolag registrerat och med säte i Stockholm, Sverige. Bolaget är noterat på Nya Marknaden i Stockholm.

Denna koncernredovisning har den 30 mars 2006 godkänts för offentliggörande.

## Redovisningsprinciper

De viktigaste redovisningsprinciperna som tillämpats när denna koncernredovisning upprättats anges nedan. Dessa principer har tillämpats konsekvent för alla presenterade år, om inte annat anges.

Koncernredovisningen har upprättats i enlighet med International Financial Reporting Standards (IFRS) och Årsredovisningslagen, sådana de antagits av EU. Dessutom har RR30 "Kompletterande redovisningsregler för Koncerner" tillämpats. Att upprätta rapporter i överensstämmelse med IFRS kräver användning av viktiga redovisningsmässiga uppskattningar. Vidare krävs att ledningen gör vissa bedömningar vid tillämpningen av företagets redovisningsprinciper. De områden som innefattar hög grad av bedömning, som är komplexa eller sådana områden där antaganden och uppskattningar är av väsentlig betydelse för koncernredovisningen anges i not 2.

Moderbolaget tillämpar samma redovisningsprinciper som koncernen. De avvikelser som förekommer mellan koncernens och moderbolagets principer föranses av begränsningar i möjligheterna att tillämpa IFRS i moderbolaget till följd av ÅRL och Tryggandelagen samt i vissa fall av skatteskäl. Dessutom har Redovisningsrådets rekommendation RR32 Redovisning för juridiska personer tillämpats.

Tillämpningen av IFRS ledde inte till några förändringar i koncernens redovisningsprinciper, med undantag för upplysningsförändringar. Fram till och med 2004 har Koncernen och Bolaget upprättat rapporter i enlighet med Årsredovisningslagen och Redovisningsrådets rekommendationer och uttalanden. Inom vissa områden avviker dock IFRS från tidigare tillämpade principer. Nedan följer en sammanfattning av de ändringar i redovisnings-, värderings- och konsolideringsmetoder som övergången inneburit.

### *Redovisning av kostnader för prospektering och utvärdering*

IFRS 6 Prospektering efter samt utvärdering av mineraltillgångar, träder i kraft den 1 januari 2006. Koncernen har valt att i förtid 2005, utan någon påverkan på resultat eller eget kapital, tillämpa denna

standard. IFRS 6 tillåter att ett bolag utvecklar en redovisningsprincip för prospekterings- och utvinningstillgångar utan att specifikt överväga kraven i paragraf 11 och 12 i IAS 8 Redovisningsprinciper, ändringar i uppskattningar och bedömningar samt fel. Således kan ett bolag som tillämpar IFRS 6 fortsätta att använda sig av de redovisningsprinciper som tillämpades direkt innan IFRS infördes. Detta innefattar fortsatt användning av redovisnings- och värderingspraxis som ingår i dessa redovisningsprinciper. IFRS 6 ställer också upplysningskrav på tillgångar, skulder, intäkter och kostnader som härrör till prospektering och utvinning av mineraltillgångar.

### *Finansiella instrument*

Finansiella instrument redovisas enligt IAS 32 och IAS 39. Finansiella instrument inkluderar värdepapper, derivatinstrument, fordringar, rörelseskulder och upplåning. Finansiella tillgångar som är tillgängliga för försäljning samt derivatinstrument värderas i förekommande fall till verkligt värde. Värdeförändring under perioden på tillgångar tillgängliga för försäljning redovisas inom eget kapital fram till tidpunkten då tillgången realiserar. Värdeförändringar under perioden på derivatinstrument redovisas i resultaträkningen till den del säkringsredovisning inte tillämpas. Kundfordringar redovisas till upplupet anskaffningsvärde och genom att använda internräntemetoden. Kortfristiga placeringar är finansiella tillgångar redovisade till verkligt värde med löpande redovisning av värdeförändringar. Ingen effekt på eget kapital uppstår vid övergången till IAS 39 eftersom Koncernen inte har haft några derivatinstrument.

### *Inventarier*

Samtliga inventarier redovisas till anskaffningsvärde minskat med avskrivningar. Utgifter för reparation och underhåll redovisas som kostnader. Tillkommande utgifter, som innebär att de framtida ekonomiska fördelar som är förknippade med tillgången ökar, balanseras som tillgång samtidigt som eventuellt kvarstående oavskrivet restvärde av utbytt utrustning kostnadsföres.

För inventarier tillämpas komponentavskrivning. Denna metod innebär att varje väsentlig del av en anläggningstillgång skrivs av enligt separat plan.

## Koncernredovisningsprinciper

Koncernredovisningen omfattar moderbolaget och de bolag i vilka moderbolaget innehar, direkt eller indirekt, aktier motsvarande mer än 50 procent av rösterna eller ensamt kan utöva ett bestämmande inflytande över verksamheten.

Koncernredovisningen för Tethys Oil AB koncernen ("koncernen" eller "bolaget") har upprättats enligt förvärvsmetoden. Enligt förvärvsmetoden ingår i koncernens egna kapital, förutom moderbolagets egna kapital, endast de förändringar av dotter-

bolagens egna kapital som tillkommit efter förvärven. Under året förvärvade bolag inkluderas i koncernredovisningen med belopp avseende tiden efter förvärvet. Enligt förvärvsmetoden fördelas skillnaden mellan förvärvspriset och de monetära tillgångarna på de förvärvade icke-monetära tillgångarna baserat på verkligt värde på dessa tillgångar.

Samtliga koncerninterna vinster, transaktioner och mellanhavanden elimineras i koncernredovisningen.

### Omräkning av utländsk valuta

#### a) Funktionell valuta och rapportvaluta

Poster som ingår i de finansiella rapporterna för de olika enheterna i Koncernen är värderade i den valuta som används i den ekonomiska miljö där respektive företag huvudsakligen är verksamt (funktionell valuta). I koncernredovisningen används svenska kronor, som är Bolagets funktionella valuta och rapportvaluta.

#### b) Transaktioner och balansposter

Transaktioner i utländsk valuta omräknas till den funktionella valutans enligt de valutakurser som gäller på transaktionsdagen. Valutakursvinster och -förluster som uppkommer vid betalning av sådana transaktioner och vid omräkning av monetära tillgångar och skulder i utländsk valuta till balansdagens kurs, redovisas i resultaträkningen. Undantag är då transaktionerna utgör säkringar som uppfyller villkoren för säkringsredovisning av kassaflöden eller av nettoinvesteringar, då vinster/förluster redovisas i eget kapital.

### Segmentinformation

Ett geografiskt segment erbjuder produkter eller tjänster i en särskild ekonomisk miljö med risker och avkastning som skiljer sig från verksamma segment i annan ekonomisk miljö.

### Utdelningspolitik

Tethys Oil har, sedan grundandet av bolaget, inte betalat några utdelningar. Framtida utdelningar beror på resultatet i Tethys Oil. Vid händelse av framtida genererade intäkter, kan utdelningar betalas om andra omständigheter i bolaget så tillåter. Storleken på framtida utdelningar kommer att bestämmas av bolagets finansiella ställning och tillväxtpotentialer genom lönsamma investeringar.

### Pensioner

Koncernen har för närvarande inget pensionsprogram och har ej heller haft det sedan bolaget bildades. Koncernen har därför ingen förmåns- eller avgiftsbestämd pensionsplan för anställda.

### Leasing

Koncernen har inte ingått några finansiella eller operationella leasingkontrakt.

### Inkomstskatter

Redovisade inkomstskatter innefattar skatt som skall betalas eller erhållas avseende aktuellt år, justeringar

avseende tidigare års aktuella skatt samt förändringar i uppskjuten skatt.

Värdering av samtliga skatteskulder/-fordringar sker till nominella belopp och görs enligt de skatteregler och skattesatser som är beslutade eller som är aviserade och med stor säkerhet kommer att fastställas.

För poster som redovisas i resultaträkningen, redovisas även därmed sammanhängande skatteeffekter i resultaträkningen. Skatteeffekter av poster som redovisas direkt mot eget kapital, redovisas mot eget kapital.

Uppskjuten skatt beräknas enligt balansräkningsmetoden på alla temporära skillnader som uppkommer mellan redovisade och skattemässiga värden på tillgångar och skulder. Underskottsavdrag om totalt TSEK 16 819 har ej redovisats, då bolaget ännu är i en prospekteringsfas varvid det är osäkert om och när sådana underskottsavdrag kan utnyttjas. Underskottsavdrag per 31 december 2004 uppgick till TSEK 4 428, och per 31 december 2003 till TSEK 1 458.

### Övriga materiella anläggningstillgångar

Övriga materiella anläggningstillgångar avser inventarier. Övriga materiella anläggningstillgångar redovisas till anskaffningsvärde minskat med avskrivningar. Utgifter för förbättringar av tillgångars prestanda, utöver ursprunglig nivå, ökar tillgångens redovisade värde. Utgifter för reparation och underhåll redovisas som kostnader.

Övriga materiella anläggningstillgångar skrivs av systematiskt över tillgångens bedömda nyttjandeperiod. När tillgångarnas avskrivningsbara belopp fastställs, beaktas i förekommande fall tillgångens restvärde. Linjär avskrivningsmetod används för samtliga typer av materiella tillgångar. Följande avskrivningstider tillämpas:

Inventarier

5 år

I de fall en tillgångs redovisade värde överstiger dess beräknade återvinningsvärde skrivs tillgången omedelbart ner till sitt återvinningsvärde.

### Kassaflödesanalys

Kassaflödesanalysen upprättas enligt indirekt metod. Det redovisade kassaflödet omfattar endast transaktioner som medför in- eller utbetalningar.

Som likvida medel klassificeras, förutom kassa och banktillgodohavanden, kortfristiga finansiella placeringar som dels är utsatta för endast en obetydlig risk för värdefluktuationer, dels handlas på en öppen marknad till kända belopp eller har en kortare återstående löptid än tre månader från anskaffningstidpunkten.

### Olje- och gasverksamhet

a) Redovisning av kostnader för prospektering, utvärdering och utbyggnad

I olje- och gasverksamheten redovisas alla kostnader för anskaffning av koncessioner samt för undersökning, borrning och utbyggnad av dessa aktiveras i separata kostnadsställen, fält-för-fält. Aktiverade

kostnader jämte förväntade framtida kostnader fastställda enligt den prisnivå som gäller per balansdagen, avskrivs i takt med årets produktion i förhållande till beräknade totala bevisade och sannolika reserver av olja och gas enligt principen "unit of production". Bevisade reserver är reserver som kan uppskattas, genom analys av geologisk- och ingenjördata, vara med skälig tillförlitlighet kommersiellt utvinningsbara från ett givet datum, från kända reservoarer samt under rådande ekonomiska läge, existerande produktionsmetoder samt nuvarande regeringsbestämmelser. Bevisade reserver kan kategoriseras som utbyggda eller icke-utbyggda. Skulle deterministiska metoder tillämpas skulle termen tillförlitlighet anses uttrycka en hög grad av tillit att dessa kvantiteter kan utvinnas. Skulle sannolikhetslära tillämpas skulle det vara minst 90 procents sannolikhet att kvantiteterna som är utvunna är minst lika med de uppskattningar som gjorts. Sannolika reserver är icke-bevisade reserver som genom analys av geologisk- samt ingenjördata anses mer sannolika att kunna utvinnas än motsatsen. I detta sammanhang anses det vara minst 50 procents sannolikhet att de utvunna kvantiteterna är minst lika stora som summan av bevisade och sannolika reserver. Erhållna ersättningar vid försäljning eller utfarmning av olje- och gastillgångar i prospekteringsstadiet reducerar i första hand de aktiverade kostnaderna för olje- och gastillgången i fråga. Eventuell ersättning överstigande de aktiverade kostnaderna redovisas som intäkt i resultaträkningen. En vinst eller förlust vid försäljning eller utfarmning av producerande tillgångar redovisas när avskrivningsbeloppet förändras med mer än 20 procent. Totala aktiverade kostnader i ett kostnadsställe för vilka framtida intäkter bedöms som osannolika avskrivs i sin helhet.

#### *b) Intäkter*

Intäkter från försäljning av olja och gas upptas i resultaträkningen netto efter avdrag för royaltandel uttagen i natura och redovisas först när risker och förmåner har övergått till köparen. Intäkter avräknas vid leverans av produkten och kundens acceptering eller vid utförd tjänst. Tillfälliga intäkter från produktion av olja eller naturgas reducerar de aktiverade kostnaderna för olje- och gastillgången i fråga tills dess storlek på bevisade och sannolika reserver konstaterats och kommersiell produktion påbörjats.

#### *c) Serviceintäkter*

Serviceintäkter, vilka avser tekniska och managementtjänster till Joint Ventures, redovisas som intäkt i enlighet med villkoren i respektive koncessionsavtal.

#### *d) Joint Ventures*

Olje- och gasverksamhet bedrivs som medlicensinnehavare i Joint Ventures med andra parter. Redovisningen omfattar de andelar av respektive produktion, investeringskostnader, rörelsekostnader, omsättnings-tillgångar och kortfristiga skulder som är hänförliga till bolaget.

#### *e) Nedskrivningsprövning*

Nedskrivningsprövning utförs åtminstone årligen för att fastställa att netto bokfört värde av kapitaliserade kostnader för varje fältbaserat kostnadsställe med avdrag för avsättningar för återställningskostnader, royalties och upplupna oljeproduktions- och inkomstrelaterade skatter täcks av förväntade framtida nettointäkter från olje- och gasreserver hörande till bolagets andel i fältet. Reservering görs vid varje ceiling test, när netto bokfört värde, enligt ovan, varaktigt överstiger beräknat framtida diskonterat nettokassaflöde med användande av de priser och kostnadsnivåer som används av Bolaget för intern budgetering. För det fall det inte finns något beslut att fortsätta med ett fältspecifikt prospekteringsprogram, kommer prospekteringsutgifterna kostnadsföras vid tidpunkten för beslutet.

#### *f) Avsättning för återställningskostnader*

För fält där bolaget är skyldig att bidra till återställningskostnader, avseende nedmontering m.m. av produktionsutrustning, görs avsättning för framtida åtagande. Vid datum för förvärv av ett oljefält eller när produktion påbörjas bokas en tillgång motsvarande nuvärdet av förväntade framtida återställningskostnader som skrivs ned under fältets livslängd enligt principen "unit of production". Följaktligen bokas en justering till befintlig avsättning för återställningskostnader att motsvara nuvärdet av de förväntade framtida återställningskostnaderna. Nuvärdesfaktorn av de förväntade framtida återställningskostnaderna upplöses över fältets livslängd och belastar härvid finansiella kostnader.

#### *g) Effekter av förändrade beräkningsunderlag*

Effekterna av förändrade beräkningsunderlag avseende uppskattade kostnader och kommersiella reserver samt andra faktorer som påverkar "unit of production" – beräkningar för avskrivning och återställningskostnader hänförs till återstående beräknade kommersiella reserver för varje fält och justering för tidigare år görs inte. Även om bolaget använder bästa tillgängliga uppskattningar och bedömningsgrunder kan det faktiska utfallet komma att avvika från dessa uppskattningar.

#### *h) Över- och underuttag*

De kvantiteter av olja och gas som tas ut av bolaget kan avvika från bolagets andel av produktionen och ger då upphov till över- eller underuttag vilket redovisas enligt följande:

- ett underuttag av produktion från ett fält inkluderas i övriga kortfristiga fordringar och värderas till balansdagens marknadspris eller gällande kontraktspris.
- ett överuttag av produktion från ett fält inkluderas i övriga kortfristiga skulder och värderas till balansdagens marknadspris eller gällande kontraktspris.

### **Övriga värderingsprinciper**

Tillgångar och skulder upptas till anskaffningsvärden respektive nominella belopp om ej annat framgår.

Emissionskostnader i samband med emission av aktier behandlas som en minskning av erhållet kapitaltillskott.

Fordringar värderas till de belopp varmed de beräknas inflyta.

Kortfristiga placeringar värderas till verkligt värde.

Lager av förbrukningsmaterial värderas till det lägsta av anskaffningsvärdet och verkligt värde. Anskaffningsvärdet beräknas enligt FIFO-metoden. Lager av olja och naturgas upptas till det lägsta av anskaffningsvärdet och verkligt värde.

Långfristiga placeringar värderas till verkligt värde.

Kostnader för lånefinansieringens anskaffning skall redovisas enligt effektivräntemetoden och kostnadsföras under lånets löptid som räntekostnader.

### **Not 1, Risk management**

Koncernens verksamhet är utsatt för ett antal risker: marknadsrisk (t ex valutakursrisk), kortfristig placeringsrisk och likviditetsrisk. Koncernens risker är löpande övervakade och analyserade. För att minska likviditetsrisken är Koncernens policy att investera likvida medel i finansiella instrument med kort duration (mindre än ett år) för att bibehålla finansiell flexibilitet. Koncernen har endast investerat likvida medel i räntebärande finansiella instrument. För att minska risken i kortfristiga placeringar övervakar ledningen de finansiella instrumentens motparter. Med anledning av bolagets relativt låga exponering för marknadsrisk, t ex valutakursrisk, har Koncernen inte använt sig av några finansiella instrument för att säkra risker.

### **Not 2, Kritiska redovisningsantaganden och bedömningar**

Antaganden och bedömningar utvärderas löpande och är baserade på historisk erfarenhet och andra faktorer, inklusive förväntningar på framtida händelser som bedöms skäliga utifrån rådande omständigheter. Koncernen gör antaganden avseende framtiden. Dessa antaganden som löper risk att orsaka avsevärda förändringar av rådande tillgångsvärden under nästkommande räkenskapsår diskuteras nedan.

Nedskrivningsprövning – Koncernen utför löpande nedskrivningsprövning fält-för-fält för att fastställa att netto bokfört värde för varje kostnadsställe, med avdrag för avsättningar för återställningskostnader, royalties och uppskjutna upplupna oljeproduktions- och inkomstrelaterade skatter täcks av förväntade framtida nettointäkter från olje- och gasreserver hörande till bolagets andel i fältet. Koncernen gör bedömningar och antaganden för att utföra dessa test. Under 2005 gjordes en sådan bedömning vid nedskrivningen av Hoto i Turkiet om TSEK 8 179. Efter att data från prospekteringsborrningen sammanstälts, befanns Hotoområdet sakna borrbara strukturer.

### **Not 3, Olje- och gastillgångar**

Koncernen presenterar inte segmentinformation avseende försäljning eftersom det inte förekommit någon försäljning eller produktion av olja och gas inom Koncernen. Avseende olje- och gastillgångar presenteras geografisk segmentinformation nedan.

TSEK	Koncernen			Moderbolaget		
	2005	2004	2003	2005	2004	2003
<b>Ölje- och gasinvesteringar</b>						
1 januari	14 437	1 899	370	-	1 196	370
Investeringar i Danmark	3 412	1 097	240	-	-610	240
Investeringar i Frankrike	690	-	-	-	-	-
Investeringar i Marocko	544	-	-	-	-	-
Investeringar i Spanien	33	1 991	1 128	-	-425	425
Investeringar i Turkiet	615	8 779	118	-	-118	118
Övriga investeringar i olje- och gastillgångar	1 125	671	43	-	-43	43
31 december	20 856	14 437	1 899	-	-	1 196
Omklassificeringar av tillgångar i Turkiet	-605*	-	-	-	-	-
<b>Avskrivningar av olje- och gastillgångar</b>						
Avskrivningar	-	-	-	-	-	-
<b>Nedskrivningar av olje- och gastillgångar</b>						
1 januari	435	-	-	-	-	-
Årets nedskrivningar	8 412**	435	-	-	-	-
31 december	8 847	435	-	-	-	-
<b>Utgående balans</b>	<b>11 404</b>	<b>14 002</b>	<b>1 899</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>1 196</b>

\* Omklassificeringarna avser tidigare olje- och gastillgångar som efter prospekteringsborrningen i Turkiet betraktas som fordran på partners.

\*\* Nedskrivningen under 2005 är huvudsakligen hänförlig Hoto i Turkiet, där en nedskrivning om TSEK 8 179 gjorts.

TSEK	Koncernen			Moderbolaget		
	2005-12-31	2004-12-31	2003-12-31	2005-12-31	2004-12-31	2003-12-31
<b>Ölje- och gastillgångar</b>						
Danmark	5 119	1 707	610	-	-	610
Frankrike	690	-	-	-	-	-
Marocko	553	-	-	-	-	-
Spanien	3 152	3 118	1 128	-	-	425
Turkiet	727	8 897	118	-	-	118
Övrigt	1 163	279	43	-	-	43
<b>Totalt</b>	<b>11 404</b>	<b>14 002</b>	<b>1 899</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>1 196</b>

## Not 4, Ersättning till revisor

TSEK	Koncernen			Moderbolaget		
	1 jan 2005– 31 dec 2005	1 jan 2004– 31 dec 2004	1 jan 2003– 31 dec 2003	1 jan 2005– 31 dec 2005	1 jan 2004– 31 dec 2004	1 jan 2003– 31 dec 2003
<b>Ersättning till revisor</b>						
<b>Omfattar:</b>	<b>12 månader</b>	<b>12 månader</b>	<b>12 månader</b>	<b>12 månader</b>	<b>12 månader</b>	<b>12 månader</b>
PricewaterhouseCoopers AB:						
Revisionsarvode	385	123	30	385	123	30
Övrigt	-	-	-	-	-	-
<b>Totalt</b>	<b>385</b>	<b>123</b>	<b>30</b>	<b>385</b>	<b>123</b>	<b>30</b>

## Not 5, Administrationskostnader inklusive avskrivningar

TSEK	Koncernen			Moderbolaget		
	1 jan 2005– 31 dec 2005 12 månader	1 jan 2004– 31 dec 2004 12 månader	1 jan 2003– 31 dec 2003 12 månader	1 jan 2005– 31 dec 2005 12 månader	1 jan 2004– 31 dec 2004 12 månader	1 jan 2003– 31 dec 2003 12 månader
<b>Administrationskostnader inklusive avskrivningar</b>						
Lönekostnader	-2 847	-2 000	–	-2 847	-2 000	–
Hyra	-589	-433	-350	-589	-433	-350
Övriga kontorskostnader	-81	-26	-15	-81	-26	-15
Noteringskostnader	-625	-385	–	-625	-385	–
Revisionsarvode	-385	-123	-30	-385	-123	-30
Kostnader extern kommuni- kation	-421	-197	-33	-421	-197	-33
Externa redovisningstjänster	-157	-283	-61	-157	-283	-61
Övriga kostnader	-1 469	-1 878	-438	-1 458	-1 878	-438
Avskrivningar	-35	-50	-6	-35	-50	-6
<b>Totalt</b>	<b>-6 609</b>	<b>-5 375</b>	<b>-934</b>	<b>-6 598</b>	<b>-5 375</b>	<b>-934</b>

## Not 6, Anställda

Genomsnittligt antal anställda	2005		2004		2003	
	Totalt	Totalt män	Totalt	Totalt män	Totalt	Totalt män
Moderbolaget	3,5	3,0	2,5	2,5	–	–
Dotterbolag	–	–	–	–	–	–
<b>Totalt</b>	<b>3,5</b>	<b>3,0</b>	<b>2,5</b>	<b>2,5</b>	<b>–</b>	<b>–</b>

TSEK	2005		2004		2003	
	Löner, andra ersättningar och sociala kostnader	Sociala kostnader	Löner, andra ersättningar	Sociala kostnader	Löner, andra ersättningar	Sociala kostnader
Moderbolaget	2 324	514	1 615	395	–	–
Dotterbolag	–	–	–	–	–	–
<b>Totalt</b>	<b>2 324</b>	<b>514</b>	<b>1 615</b>	<b>395</b>	<b>–</b>	<b>–</b>

Löner och andra ersättning- ar fördelade mellan styrel- se och övriga anställda	2005		2004		2003	
	Styrelse och VD	Övriga anställda	Styrelse och VD	Övriga anställda	Styrelse och VD	Övriga anställda
Moderbolaget	1 694	629	1 260	355	–	–
Dotterbolag	–	–	–	–	–	–
<b>Totalt</b>	<b>1 694</b>	<b>629</b>	<b>1 260</b>	<b>355</b>	<b>–</b>	<b>–</b>

Koncernen har för närvarande 3,5 heltidsanställda. Eftersom koncernen endast har fyra anställda presenteras inga uppgifter kring sjukfrånvaro. Ingen ersättning till styrelsen har utbetalats. Det finns inga pensionsavtal annat än lagstadgade för Tethys Oils anställda. Vincent Hamilton i egenskap av Chief Operating Officer och Magnus Nordin i egenskap av Verkställande direktör har båda rätt till lön i tolv månader vid uppsägning på bolagets initiativ.

<b>Löner och andra ersättningar till operativa styrelseledamöter och ledning</b>	<b>Löner</b>	<b>Bonus</b>	<b>Förmåner</b>	<b>Totalt 2005</b>	<b>Totalt 2004</b>	<b>Totalt 2003</b>
Vincent Hamilton	960	–	–	960	720	–
Magnus Nordin	734	–	–	734	540	–
Övriga	550	80	–	629	355	–
<b>Totalt</b>	<b>2 244</b>	<b>80</b>	<b>–</b>	<b>2 324</b>	<b>1 615</b>	<b>–</b>

<b>Löner och andra ersättningar till styrelseledamöter (i deras egenskap av styrelseledamöter)</b>	<b>Löner</b>	<b>Ersättning</b>	<b>Totalt 2005</b>	<b>Totalt 2004</b>	<b>Totalt 2003</b>	<b>Närvaro 2005</b>
Vincent Hamilton	–	–	–	–	–	8/8
Magnus Nordin	–	–	–	–	–	8/8
John Hoey	–	–	–	–	–	8/8
Carl-Gustaf Ingelman *	–	–	–	–	–	5/5
Håkan Ehrenblad	–	–	–	–	–	8/8
Jan Risberg	–	–	–	–	–	8/8
<b>Totalt</b>	<b>–</b>	<b>–</b>	<b>–</b>	<b>–</b>	<b>–</b>	

\* Carl-Gustaf Ingelman invaldes i Styrelsen den 4 maj 2005.

På den ordinarie bolagsstämma den 4 maj 2005 återvaldes John Hoey, Vincent Hamilton, Jan Risberg, Magnus Nordin och Håkan Ehrenblad till styrelsemedlemmar och Carl-Gustaf Ingelman nyvaldes. Styrelsemedlemmarna valdes fram till slutet av nästa ordinarie bolagsstämma. Inga suppleanter valdes. Vid det konstituerande styrelsemötet den 4 maj beslöt sty-

relsen att skapa en Audit kommitté bestående av de fyra oberoende ledamöterna i styrelsen.

Tethys Oil har inte betalat ut någon ersättning till styrelsen. Det finns inga avtal om pensioner eller avgångsvederlag för någon av styrelseledamöterna. Före april 2004 var bolaget privat och i en uppstartsfas, varför inga löner eller ersättningar utbetalades.

## Not 7, Övriga finansiella intäkter och liknande resultatposter

TSEK	Koncernen			Moderbolaget		
	<b>1 jan 2005– 31 dec 2005</b>	<b>1 jan 2004– 31 dec 2004</b>	<b>1 jan 2003– 31 dec 2003</b>	<b>1 jan 2005– 31 dec 2005</b>	<b>1 jan 2004– 31 dec 2004</b>	<b>1 jan 2003– 31 dec 2003</b>
	<b>12 månader</b>	<b>12 månader</b>	<b>12 månader</b>	<b>12 månader</b>	<b>12 månader</b>	<b>12 månader</b>
<b>Finansiella intäkter</b>						
Finansiella intäkter	0	0	0	473	185	0
Valutakursvinster	145	83	–	125	83	–
Uppskrivning av kortfristiga placeringar	441	622	–	440	622	–
Resultat vid avyttring av kortfristiga placeringar	188	58	43	188	58	43
<b>Totalt</b>	<b>774</b>	<b>764</b>	<b>43</b>	<b>1 226</b>	<b>948</b>	<b>43</b>

## Not 8, Övriga finansiella kostnader och liknande resultatposter

TSEK	Koncernen			Moderbolaget		
	1 jan 2005– 31 dec 2005 12 månader	1 jan 2004– 31 dec 2004 12 månader	1 jan 2003– 31 dec 2003 12 månader	1 jan 2005– 31 dec 2005 12 månader	1 jan 2004– 31 dec 2004 12 månader	1 jan 2003– 31 dec 2003 12 månader
<b>Övriga finansiella kostnader och liknande resultatposter</b>						
Finansiella kostnader	-3	-1	-	-3	-1	-
Valutakursförluster	-136	-15	-	-136	-15	-
Övrigt	-5	-	-	-	-	-
<b>Totalt</b>	<b>-144</b>	<b>-16</b>	<b>-</b>	<b>-139</b>	<b>-16</b>	<b>-</b>

## Not 9, Inventarier

TSEK	Koncernen			Moderbolaget		
	2005	2004	2003	2005	2004	2003
<b>Inventarier</b>						
<b>Tillgångar</b>						
1 januari	216	58	17	216	58	17
Inköp	72	158	41	72	158	41
31 december	288	216	58	287	216	58
<b>Avskrivningar</b>						
1 januari	-58	-8	-2	-58	-8	-2
Årets avskrivningar	-35	-50	-6	-35	-50	-6
31 december	-93	-58	-8	-93	-58	-8
<b>Utgående balans</b>	<b>195</b>	<b>158</b>	<b>50</b>	<b>195</b>	<b>158</b>	<b>50</b>

## Not 10, Eget kapital

Det totala antalet aktier uppgår till 4 384 800 (4 384 800). Alla aktier har ett kvotvärde om 0,50 (0,50).

Tethys Oil har per balansdagen inga konvertibla skuldebrev, personaloptioner, teckningsoptioner eller motsvarande som kan ge upphov till utspädning.

Tethys Oil genomförde, under det första kvartalet 2004, en aktiesplit 2:1. Historiska antal aktier

och aktierelaterade mått har justerats i enlighet med aktiespliten. Antalet aktier per den 31 december 2004 inkluderar nya aktier från nyemissionen, vilka registrerades den 1 april 2004. Beräkningen för det vägda antalet aktier baseras på att de inkluderades per den 26 mars 2004.

## Not 11, Upplupna kostnader

TSEK	Koncernen			Moderbolaget		
	1 jan 2005– 31 dec 2005 12 månader	1 jan 2004– 31 dec 2004 12 månader	1 jan 2003– 31 dec 2003 12 månader	1 jan 2005– 31 dec 2005 12 månader	1 jan 2004– 31 dec 2004 12 månader	1 jan 2003– 31 dec 2003 12 månader
<b>Upplupna kostnader</b>						
Upplupna kostnader – prospektering	116	848	318	-	-	318
Övrigt	170	665	173	170	665	173
<b>Totalt</b>	<b>286</b>	<b>1 513</b>	<b>491</b>	<b>170</b>	<b>665</b>	<b>491</b>



## Not 12, Aktier i dotterbolag

Bolag	Org. nummer	Säte	Antal aktier	Procent	Nominellt värde per aktie	Moderbolag	Moderbolag	Moderbolag
						Bokfört värde 31 december 2005, TSEK	Bokfört värde 31 december 2004, TSEK	Bokfört värde 31 december 2003, TSEK
Tethys Oil Denmark AB	556658-1467	Sweden	1,000	100%	SEK 100	100	100	–
Tethys Oil Spain AB	556658-1442	Sweden	1,000	100%	SEK 100	100	100	–
Tethys Oil Turkey AB	556658-1913	Sweden	1,000	100%	SEK 100	100	100	–
Tethys Oil Exploration AB	556658-1483	Sweden	1,000	100%	SEK 100	100	100	–
Tethys Oil France AB	556658-1491	Sweden	1,000	100%	SEK 100	100	100	–
Windsor Petroleum (Spain) Inc.	549 282	British Virgin Islands	1	100%	USD 1	703	703	703
<b>Totalt</b>						<b>1 203</b>	<b>1 203</b>	<b>703</b>

TSEK	Moderbolag 31 december 2005	Moderbolag 31 december 2004	Moderbolag 31 december 2003
<b>Aktier i dotterbolag</b>			
1 januari	1 203	703	–
Förvärv	–	500	703
Lämnat aktieägartillskott	9 692	–	–
Nedskrivning i dotterbolag	-9 692	–	–
<b>31 december</b>	<b>1 203</b>	<b>1 203</b>	<b>703</b>

## Not 13, Ställda säkerheter

Ställda säkerheter om TSEK 780 avser en bankgaranti för verksamheten i Marocko om TUSD 100. Per den 31 december 2004 och per den 31 december 2003 hade koncernen inga ställda säkerheter.

## Not 14, Ansvarsförbindelser

I Danmark har koncernen en ansvarsförbindelse om TSEK 14 000 avseende ett åtagande om en prospekteringsborrning. Beloppet är Tethys Oils uppskattning, som operator, om vad en prospekteringsborrning kommer att kosta. Vidare finns ett uppskattat potentiellt åtagande avseende återställning i La Lora koncessionen i Spanien. Baserat på operatörens uppskattning kan detta åtagande komma att uppgå till TSEK 527. Totala ansvarsförbindelser uppgår till TSEK 14 527. Ansvarsförbindelser per den 31 december 2004 uppgick till TSEK 14 527 och TSEK 2 452 per den 31 december 2003.

## Not, 15 Närstående-transaktioner

Det har i Tethys Oil inte förekommit några närståendetransaktioner under 2005, med undantag för vidarefakturering till koncernbolag. Se även ersättningar till anställda i not 6. Under 2004 har Tethys Oil utbetalat TSEK 375 till Alcafi Ltd., ett bolag ägt av Jan Risberg, en styrelseledamot i Tethys Oil. Det förekom inga närståendetransaktioner under 2003.

## Not 16, Väsentliga händelser efter räkenskapsperiodens utgång

- Franska myndigheter har tilldelat Tethys Oil 40 procents andel i en prospekteringslicens, Attillicensen, 250 kilometer öster om Paris. Licensen gäller under fem år och har ett finansiellt arbetsåtagande om TEUR 1 162, varav Tethys Oils andel uppgår till knappt TEUR 520. Operatör för licensen är det privata franska bolaget Galli Coz S.A., som erhållit resterande 60 procent
- Gravimetriskt fältarbete har påbörjats på Bouanelicensen i Marocko

# Revisionsberättelse

## Till årsstämman i Tethys Oil AB (publ)

Org nr 556615-8266

Jag har granskat årsredovisningen, koncernredovisningen och bokföringen samt styrelsens och verkställande direktörens förvaltning i Tethys Oil AB (publ) för år 2005. Det är styrelsen och verkställande direktören som har ansvaret för räkenskapshandlingarna och förvaltningen och för att årsredovisningslagen tillämpas vid upprättandet av årsredovisningen samt för att internationella redovisningsstandarder IFRS sådana de antagits av EU och årsredovisningslagen tillämpas vid upprättandet av koncernredovisningen. Mitt ansvar är att uttala mig om årsredovisningen, koncernredovisningen och förvaltningen på grundval av min revision.

Revisionen har utförts i enlighet med god revisionsd i Sverige. Det innebär att jag planerat och genomfört revisionen för att med hög men inte absolut säkerhet försäkra mig om att årsredovisningen och koncernredovisningen inte innehåller väsentliga felaktigheter. En revision innefattar att granska ett urval av underlagen för belopp och annan information i räkenskapshandlingarna. I en revision ingår också att pröva redovisningsprinciperna och styrelsens och verkställande direktörens tillämpning av dem samt att bedöma de betydelsefulla uppskattningar som styrelsen och verkställande direktören gjort när de upprättat årsredovisningen och koncernredovisningen samt att utvärdera den samlade informationen i årsredovisningen och koncernredovisningen. Som underlag för mitt uttalande om ansvarsfrihet har jag granskat väsentliga beslut, åtgärder och förhållanden i bolaget för att kunna bedöma om någon styrelseledamot eller verk-

ställande direktören är ersättningskyldig mot bolaget. Jag har även granskat om någon styrelseledamot eller verkställande direktören på annat sätt har handlat i strid med aktiebolagslagen, årsredovisningslagen eller bolagsordningen. Jag anser att min revision ger mig rimlig grund för mina uttalanden nedan.

Årsredovisningen har upprättats i enlighet med årsredovisningslagen och ger en rättvisande bild av bolagets resultat och ställning i enlighet med god redovisningsd i Sverige. Koncernredovisningen har upprättats i enlighet med internationella redovisningsstandarder IFRS sådana de antagits av EU och årsredovisningslagen och ger en rättvisande bild av koncernens resultat och ställning. Förvaltningsberättelsen är förenlig med årsredovisningens och koncernredovisningens övriga delar.

Jag tillstyrker att årsstämman fastställer resultaträkningen och balansräkningen för moderbolaget och för koncernen, behandlar förlusten i moderbolaget enligt förslaget i förvaltningsberättelsen och beviljar styrelsens ledamöter och verkställande direktören ansvarsfrihet för räkenskapsåret.

Stockholm den 30 mars 2006

**Klas Brand**

Auktoriserad revisor

PricewaterhouseCoopers AB

# Definitioner och förkortningar

## Generella förkortningar

AGM	Årsstämma
EGM	Extra bolagsstämma
IPO	Emission som föregår marknadsnotering
SEK	Svenska kronor
TSEK	Tusental svenska kronor
MSEK	Miljontal svenska kronor
USD	USA dollar
TUSD	Tusental USA dollar
MUSD	Miljontal USA dollar
2D	Tvådimensionell
3D	Tredimensionell

## Oljerelaterade förkortningar

bbl	Fat (barrel). Ett fat = 159 liter
bbls	Fat (barrels)
bcf	Miljarder kubik fot
boe	Fat oljeekvivalenter
boepd	Fat oljeekvivalenter per dag
bopd	Fat olja per dag
mbbl	Tusen fat (latin: Mille)
mmbo	Miljoner fat olja
mmboe	Miljoner fat oljeekvivalenter
mmboepd	Miljoner fat oljeekvivalenter per dag
cf	Kubikfot. En kubikfot = 0,028 m <sup>3</sup>
mcf	Tusen kubikfot
mcfpd	Tusen kubikfot per dag
mmcf	Miljoner kubikfot
bcm	Miljarder kubikmeter
mcm	Tusen kubikmeter
mcmprd	Tusen kubikmeter per dag

## Oljerelaterade definitioner

### Barrel

Volymmått, fat. Ett fat = 159 liter  
1 kubikfot = 0,028 kubikmeter

### Bassäng

En stor sänka i vilken sediment har samlats.

### Bevisade reserver

Bevisade reserver är reserver som kan uppskattas, genom analys av geologisk- och ingenjördata, vara med skälig tillförlitlighet kommersiellt utvinningsbara från ett givet datum, från kända reservoarer samt under rådande ekonomiska läge, existerande produktionsmetoder samt nuvarande regleringsbestämmelser.

Bevisade reserver kan kategoriseras som utbyggda eller icke-utbyggda. Skulle deterministiska metoder tillämpas skulle termen tillförlitlighet anses uttrycka en hög grad av tillit att dessa kvantiteter kan utvinnas. Skulle sannolikhetslära tillämpas skulle det vara minst 90 procents sannolikhet att kvantiteterna som är utvunna är minst lika med de uppskattningar som gjorts.

### Finansieringsandel

Finansieringsandelen är beroende av åtagandet att även svara för en andel av de initiala kostnaderna för prospektering, utvärdering och utbyggnad för en annan part. Skillnaden mellan finansieringsandelen och licensandelen återbetalas genom erhållande av en andel av den andra partens producerade olja.

### Kolväten

Kolväten är ett naturligt förekommande organiskt ämne bestående av väte och kol. Inkluderar råolja, naturgas och naturgaskondensat.

### Licens

Ett bolag är garanterad rätten till en koncession och står för kostnaderna för prospektering och utbyggnad mot att man betalar staten licensavgift och royalty för produktion.

### Sannolika reserver

Sannolika reserver är icke bevisade reserver som genom analys av geologisk- samt ingenjördata anses mer sannolika att kunna utvinnas än motsatsen. I detta sammanhang anses det vara minst 50 procents sannolikhet att de utvunna kvantiteterna är minst lika stora som summan av bevisade och sannolika reserver.

### Seismik

En metod för geofysisk prospektering genom interaktion mellan ljudvågor och berggrunden.

### Working interest

Den verkliga andel som en part innehar för vilken parten svarar för sin pro rata andel av kostnaderna i utbyte mot sin pro rata andel av potentiell produktion.



## TETHYS OIL

### Huvudkontor

Blasieholmsgatan 2A  
SE-111 48 Stockholm  
Sverige  
Tfn +46 8 679 4990  
Fax +46 8 678 8901  
E-mail: [info@tethysoil.com](mailto:info@tethysoil.com)

### Tekniskt kontor

4 Rue de Rive  
CH-1204 Geneva  
Schweiz  
Tfn +41 22 318 8600  
Fax +41 22 318 8609  
E-mail: [info@tethysoil.com](mailto:info@tethysoil.com)

[www.tethysoil.com](http://www.tethysoil.com)