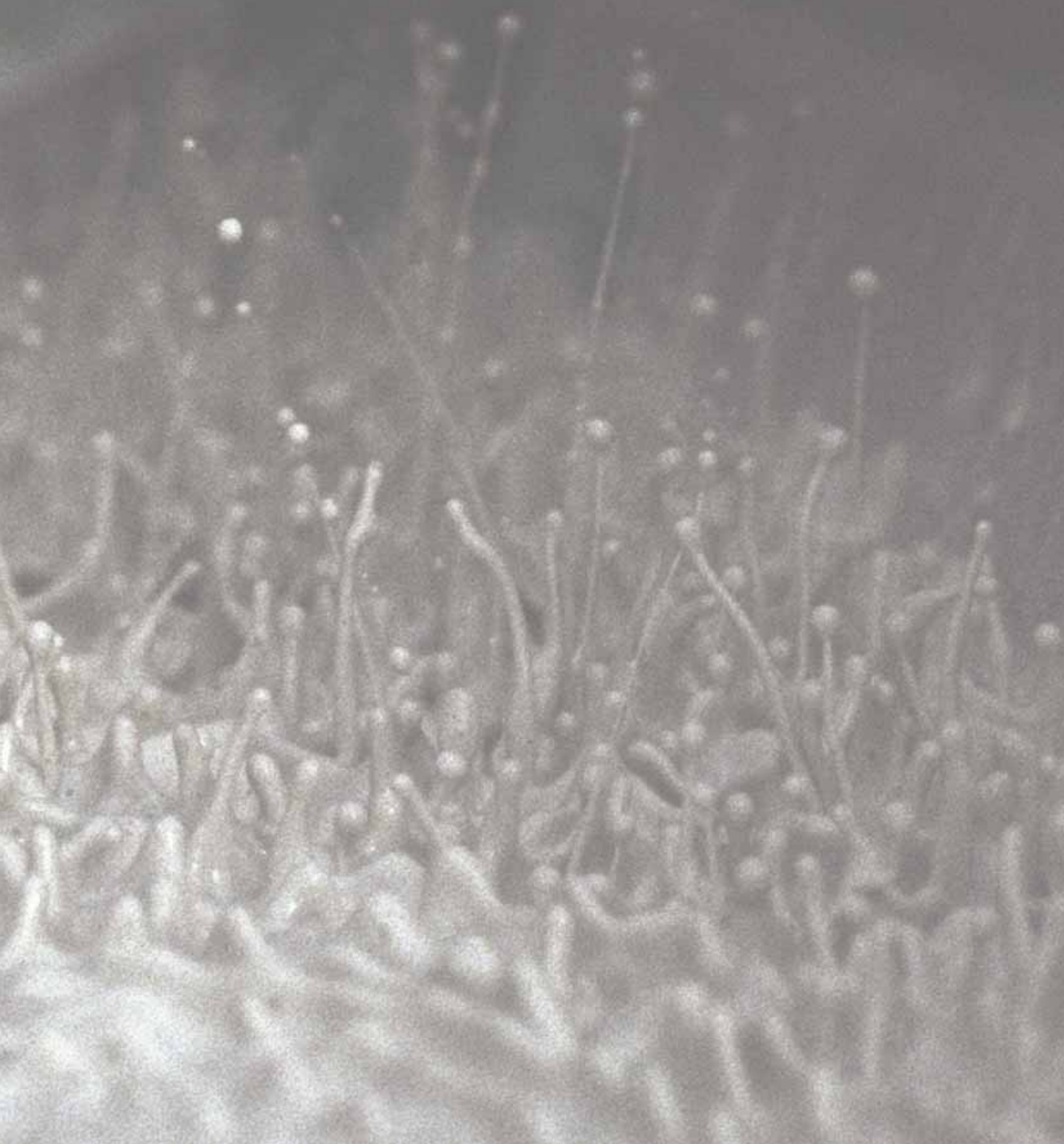


Tethys Oil AB (publ)
Årsredovisning 2006



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 licenser i Oman, Danmark, Marocko, Spanien, Turkiet och Frankrike. Aktierna är noterade på First North (TETY) i Stockholm.

2006 i korthet

Höjdpunkter

- Planering, borrhälskonstruktion och prospekteringsborrning av Karlebo-1, på Själland norr om Köpenhamn, onshore Danmark
- Förvärv av licensandel om 40 procent i Block 15 onshore Oman
- Nyemission av units (aktie och teckningsoption) tillförde bolaget MSEK 53
- Utfarmning av 20 procent i de danska licenserna mot 40 procent av borrhälskostnaderna
- Franska myndigheter tilldelar Tethys 40 procents andel i prospekteringslicens i Paris sedimentsbassäng
- Gravimetriskt fältarbete har genomförts på Bouananelicensen i Marocko

Väsentliga händelser efter räkenskapsårets utgång

- Återinträdesborrningen av Jebel Aswad i Oman inledd
- Borrning inledd och färdigställd på Huermecelicensen onshore Spanien

Brev till aktieägarna

Vänner och investerare,

2006 var året då Tethys etablerade sig som ett oljebolag och på allvar blev en aktör och operatör inom oljebranschen. Vi bevisade vår förmåga inom en rad områden: i egenskap av operatör för en prospekteringsborrning, såsom företagsförvärvare och genom vår förmåga att attrahera partners att dela risker och möjligheter i projekt genom utfarmning. Vi har framgångsrikt fört förhandlingar med myndigheter i värdländer och utvecklat viktiga relationer med olika industriella kollegor.

Inget av detta hade varit möjligt utan de hängivna yrkesmän och ansvarstagande människor som på olika sätt bidragit till vår verksamhet. Innan vi fortsätter vill vi passa på att uttrycka vår tacksamhet till alla dessa människor, partners, leverantörer, rådgivare, värdländer och – för Karlebo – grannar som stått ut med oss och deltagit på vår resa, såväl i framgång som i motgång. Utan deras bistånd hade vi inte varit där vi är idag.

Årets stora händelse var prospekteringsborrningen Karlebo-1. Efter nästan fem år av förberedelser inleddes borrningen på licens 1/02 norr om Köpenhamn onshore Själland i slutet av september 2006. Den officiella invigningen förrättades den 27 september. Borrningen nådde ett djup om 2 489 meter, men den 17 november stod det klart att inga kolväten påträffats.

Trots att vi visste att oddsen för denna "high risk/high reward"-borrning var emot oss, så är en torr borrning alltid en besvikelse. Men oavsett resultatet har Karlebo-1 i sig självt etablerat Tethys som en operatör med kapacitet att genomföra en komplicerad borrning i ett av de tekniskt och miljömässigt mest komplicerade juridiska systemen i världen – den Europeiska Unionen. Detta faktum kommer att vara en stor tillgång i framtida relationer med värdnationer och andra oljebolag. Vi har skaffat oss ovärderlig erfarenhet som möjliggör för Tethys att växa och utvecklas.

Det är med stor tacksamhet vi tänker tillbaka på de människor vi mött och arbetat med i Danmark. Vi bemöttes med stort intresse och stor respekt, och vi hade en mycket god arbetsrelation med de danska energimyndigheterna och våra danska grannar. Karlebo och den danska licensen 1/02 är och förblir en hörnsten för Tethys. Detta var vår första licens, och utan den hade bolaget inte funnits.

Årets andra stora händelse var företagsförvärvet av den 40-procentiga andelen av Block 15 onshore Oman. Förvärvet slutfördes i maj 2006 och Tethys tog omedelbart över som operatör. Block 15 är ett utvärderingsprojekt där vi vet att det finns olja, men vi vet inte om mängden olja och produktionsflöden kommer att vara lönsamma. Vad vi ska visa





här, är att tillräckligt stor mängd olja kan produceras med lönsamhet från de två borrhningar som utfördes under 1990-talet. Vi tror att horisontell borrhning med underbalanserad borrhvätska kommer att ge bra produktionsflöden, men vi måste naturligtvis invänta resultaten från återinträdena i dessa borrhningar innan vi vet.

Återinträdet i Jebel Aswad inleddes i början på april 2007 och borrhningen kommer att pågå i omkring 40 dagar. Två reservoarzoner kommer att testas genom att man borrar flera hundra meter horisontellt genom de båda. Den djupast liggande zonen har inte tidigare testats och innebär därför en högre risk. Den andra zonen har däremot redan bevisade mängder olja. Utöver dessa reservoarzoner har ett tiotal ej borrhade strukturer genom seismik identifierats på licensen. Block 15 har otvivelaktigt potential att bli Tethys stora genombrott.

I slutet av 2006 hade operatören avslutat alla förberedelser inför borrhningen av Hontomin-4 på Huermece-licensen onshore Spain. Tethys har 50 procents intresseandel. Borrhningen inleddes i mitten av mars med målsättningen att genomborra den förmodade fortsättningen av ett mindre oljefynd. Borrhningen avslutades en dryg månad senare utan att påträffa någon olja. Ytterligare en borrhning som slutade i besvikelse, men i detta fall var "risk-reward"-förhållandet begränsat.

Efter att ha slutfört borrhningarna i Karlebo och Hontomin har Tethys slutfört det ursprungliga arbetsprogrammet som bolaget utlovade i noteringsprospektet för nästan exakt tre år sedan. Under dessa tre år har Tethys etablerat sig inom "upstream"-sektorn i oljebranschen.

Så följ med oss på resan. Vi utvecklas snabbt och vi har aldrig haft bättre odds än de vi har i Oman. Måhända går vi från att ha blivit ett tekniskt kompetent bolag till att bli en oljeproducent som skapar väsentlig värdetillväxt för aktieägarna.

Stockholm i april 2007

Vincent Hamilton
*Ordförande och
Chief Operating Officer*

Magnus Nordin
Verkställande direktör

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 prospekteringstillstånd, 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 prospekteringstillstånd, 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 erhölet 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".

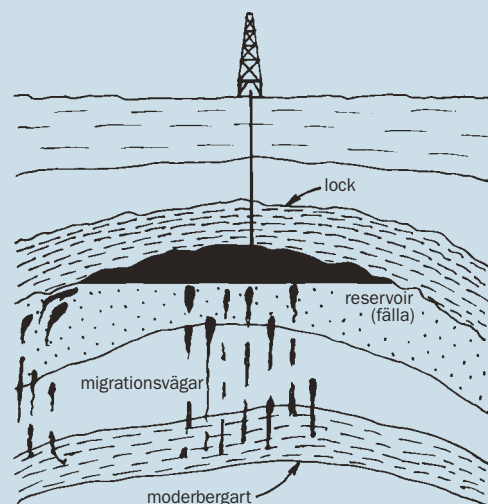
Det oljebolag som har det operativa ansvaret kallas för operatör och kan antingen själv utföra arbetena eller svara för att tjänsterna upphandlas och läggs ut på entreprenad.

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/eller 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;
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

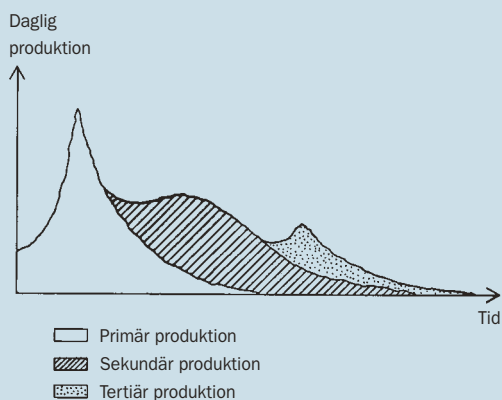
Olja och naturgas återfinns i sedimentära bergarter på upp till tio kilometers djup. Dessa bergarter har skapats genom att partiklar som kommit genom vatten eller genom luft har sedimenterat och cementerats samman. För att lokalisera geologiska strukturer som är gynnsamma för ansamling av olja och naturgas 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.

Borrning

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. Borrningsverksamheten är uppdelad i flera faser: förberedelser, mobilisering av utrustning och material till borrhålet, själva borrhålets utförande och slutligen demobilisering. Innan själva borrhålets utförande kan påbörjas, måste en borrhålets plan upprättas. Denna innehåller en tidsplan, som är relaterad till förväntat borrhålets djup, sättpunkter för olika foderrör – för att hålet skall förbli öppet också efter det att borrhålets kaxen passerat, borrhålets tekniska beräkningar, typ av borrhålets vätska – som cirkulerar i hålet och för upp det söndermalda berget (kaxen) till ytan – och en prognos över det förväntade portrycket i berggrunden. Gäller det borrhålets på land erfordras en enkel borrhålets, vars storlek och konstruktion endast beror på borrhålets djupet och eventuella tryck i berggrunden.



Detektering av kolväten under borrhålets utförande och loggning

Under borrhålets utförande analyseras bergarten och vätskan från borrhålet genom att dessa tas upp till ytan. En kolväteindikering, "show", uppstår när borrhålets kaxen penetrerar ett gas- eller oljeförande lager i berggrunden. När borrhålets kaxen tillsammans med förekommande gaser och vätskor når ytan, registrerar kromatografen olika gasfaser (metan, etan, propan osv), och geologen kan ofta se grön eller svart olja i borrhålets kaxen med blotta ögat i vanligt ljus. Ofta ökar också borrhålets hastighet när man borrar in i ett olje- eller gasförande berglager.

Då borrhålets utförande avslutats genomförs en så kallad loggning av borrhålet, vilket innebär att elektriska sensorer släpps ned i hålet varvid mätningar genomförs. När ett borrhålet loggats, vet man en hel del om vad hålet innehåller, men man vet inte exakt vilka zoner, som kommer att producera, och vad de kommer att producera och hur mycket. Man vet vilka bergarter som finns och var de finns. Kolväteindikeringar har bekräftats, liksom eventuella kontaktzoner (gas/olja eller gas/vatten och olja/vatten) och zonernas tjocklek. Man har en uppfattning om porositeten och kolvätehalten i porositeten.

Om analysen av såväl de borrhålets bergarterna som loggningen utfaller positivt, genomförs ett produktionsstest 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 produktionsstakt och storlek på fyndigheten.

Beräkning av reserver

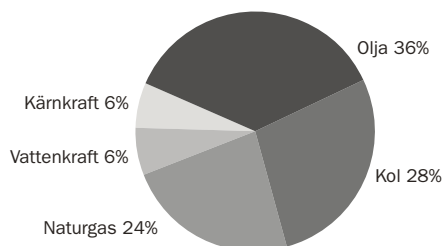
Med reserver avses en fyndighets beräknade volymer av råolja och naturgas som bedöms vara kommersiellt utvinningsbara under rådande ekonomiska omständigheter. Reserverna indelas i två grupper, bevisade och icke bevisade reserver. Icke bevisade reserver indelas i sin tur i sannolika och möjliga reserver. Med bevisade reserver avses områden där testning skett med positivt utfall samt de närliggande områden där borrhålets 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 dessa råvaror. De flesta saker i vår omgivning, fler än man kanske förstår sig, är på ett eller annat sätt sammankopplade med oljan. Det gäller allt från asfalt, datorer, bensen och 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 världsmarknadspriset. 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.



Källa: BP Statistical Review of World Energy 2006.

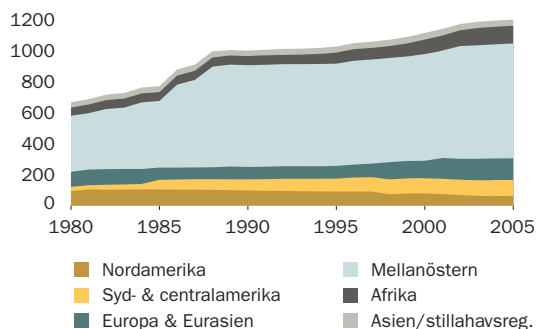
Oljemarknaden

Oljepriset – trender och variabler

Oljeprisanalys är i allt väsentligt inte annorlunda än 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.)

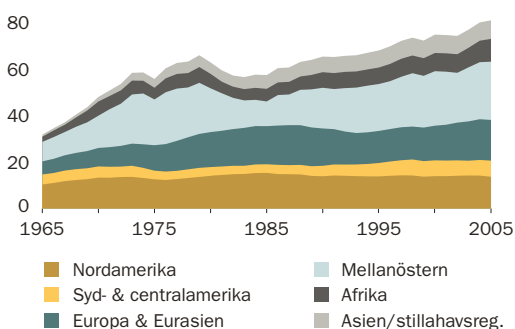
Antalet variabler som kan påverka utbudet av och efterfrågan på olja är stort, och många resurser och

1. Kända globala oljereserver, miljarder fat



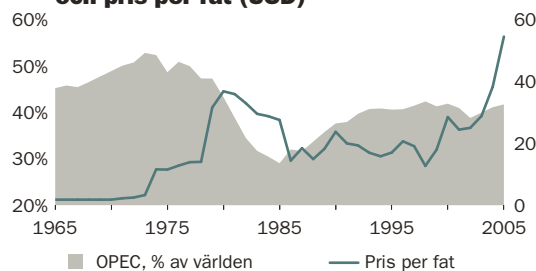
Källa: BP Statistical Review of World Energy 2006.

2. Global oljeproduktion, tusentals fat per dag



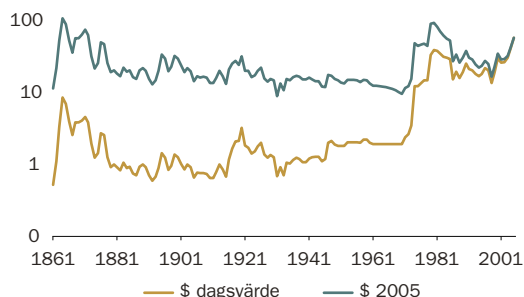
Källa: BP Statistical Review of World Energy 2006.

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



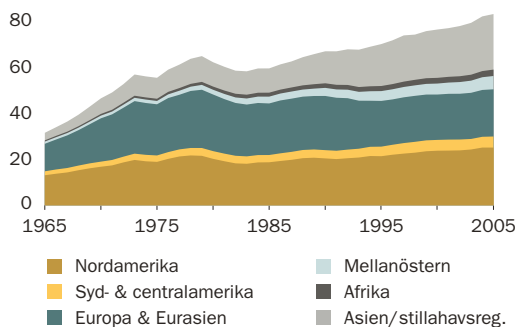
Källa: BP Statistical Review of World Energy 2006.

4. Oljeprisutveckling sedan 1861



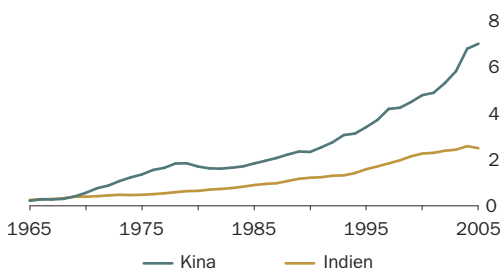
Källa: BP Statistical Review of World Energy 2006.

5. Global oljekonsumtion, tusentals fat per dag



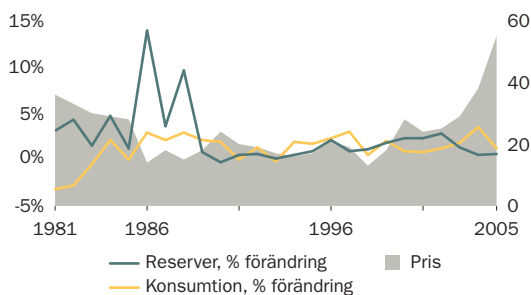
Källa: BP Statistical Review of World Energy 2006.

6. Oljekonsumtion – Kina och Indien, tusentals fat per dag



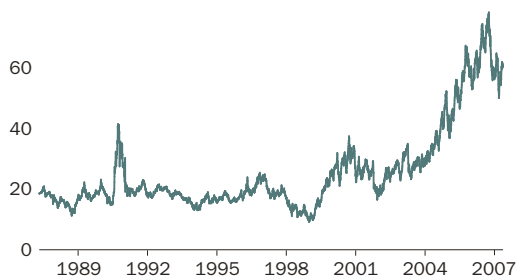
Källa: BP Statistical Review of World Energy 2006.

7. Produktions- och prisförändring



Källa: BP Statistical Review of World Energy 2006.

8. Oljeprisutveckling sedan 1985



Källa: Wall Street Journal

mycket tankearbete läggs ned på att skapa dynamiska 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. 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 är 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 asiatiske 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.

Oljepriset – en blick framåt

På kort och medellång sikt synes det sannolikt att oljepriset för Brent-oljan från Nordsjön kommer att fortsätta fluktuera mellan nivåerna USD 45–48 till USD 70–72 per fat, såvida inte något katastrofscenari skulle realiseras. Ett sådant skulle till exempel vara en politisk händelse som kraftigt kom att reducera utbudet av olja i världen.

OPEC torde ha tillräcklig andel av världsproduktionen inom detta tidsperspektiv för att kunna möta en eventuell prispress med produktionsnedskärningar och således kunna hålla priset över USD 45 per fat. I andra änden av intervallet synes det från finansiella aktörer introducerade spekulativa premiet likväl inte förmå lyfta priset ännu högre.

Sannolikt kommer genomsnittspriset för olja dock att fortsätta öka över tiden, mätt till exempel som ett femårigt rörligt medeltal. Men lika sannolikt kommer oljeprisets historiska volatilitet att bestå.

Ett större prisfall på olja inom en två tre år kan inte uteslutas. Prisökningen som skett sedan 2004 följde efter fem år av historiskt sett relativt små investeringar i prospektering och produktionsinfrastruktur. De senaste tre åren har denna trend vänt dramatiskt vilket torde leda till produktionsökningar.

Då ledtiderna emellertid är långa i oljeindustrin, är det inte ovanligt att resultaten av nyinvesteringar låter vänta på sig i fem år eller ännu längre. Frammot 2009 är det dock sannolikt att produktionen av olja i världen kommer att öka, något som borde ha en stabiliserande eller rentav pressande effekt på priset. Skulle en sådan produktionsökning sammanfalla med en minskning av efterfrågan, till exempel som en följd av en ekonomisk avmattning i Indien och Kina, kan priset komma att bli dramatiskt. En utveckling liknande den som inträffade under mitten av åttiotalet kan under sådana omständigheter komma att upprepas. Emellertid är det knappast sannolikt att priserna förblir på extremt låga nivåer, relativt sett, under någon längre tid, vilket skulle göra en kraftig korrigering av oljepriset till ett strålände köptillfälle för oljetillgångar för den som är långsiktig.

Betänker vi därtill att dagens oljepris på nära USD 70 per fat för Brent-oljan fortfarande är klart lägre än vad priset var i början på åttiotalet, om hänsyn tas till inflationen, talar detta för att oljepriset på lång sikt kommer att fortsätta stiga.

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 blir svårare med transporten. Pipelines spelar en viktig roll i transporten av naturgas (pipelines står för 84 procent av naturgastransporterna i Väst-europa), 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 marknad dit den transporterats.

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)

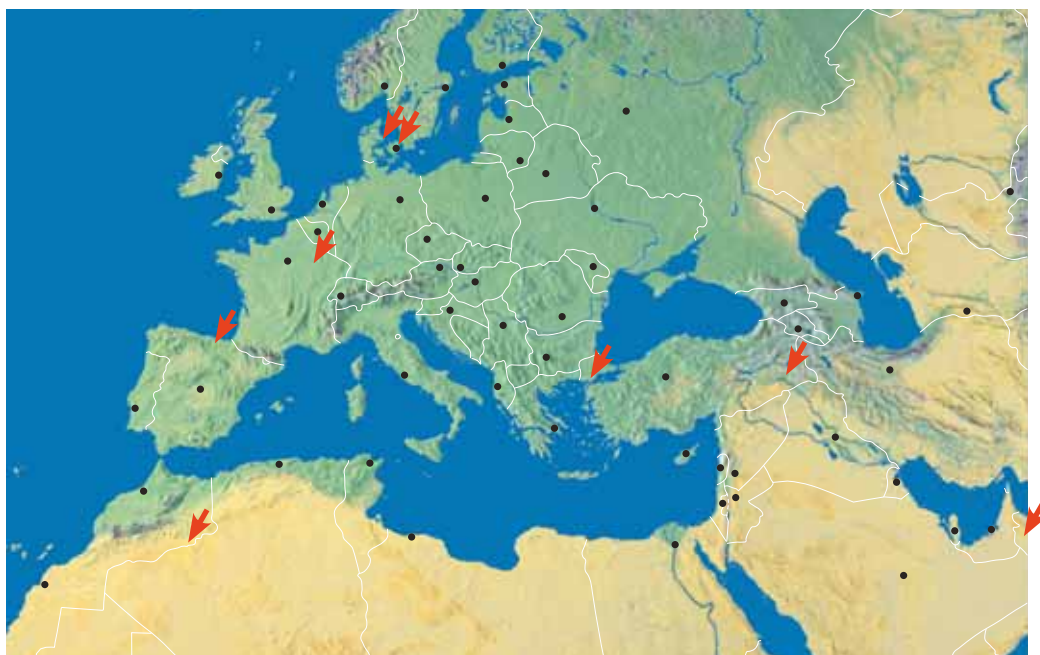
Miljö

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.

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 licenser i Oman, Danmark, Marocko, Spanien, Turkiet och Frankrike. Aktierna är noterade på First North (TETY) i Stockholm.

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, Sverige och har därutöver tekniska kontor i Genève, Schweiz och Muscat, Oman. Vidare finns representationskontor där det anses nödvändigt. Koncernen har för närvarande sex hel- och deltidsanställda. Det finns därutöver lika många långtidskontrakterade tekniska konsulter. Bolaget strävar efter att ha låga overhead-kostnader och en strömlinjeformad och resultatutriktad struktur. Organisationen förstärks med tekniska konsulter i samband med borrhningar och större geologiska och geofysiska arbeten. 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 First North den 6 april 2004. Därefter har Tethys Oils projektportfölj utökats med ytterligare intressen i licenser i Turkiet, Spanien, Oman, Marocko och Frankrike.

Land	Område	Tethys Oil, %	Total area, km ²	Operatör
Oman	Block 15	40%	1 389	Tethys Oil
Danmark	Licens 1/02	50%	533	Tethys Oil
	Licens 1/03	50%	1 655	Tethys Oil
Marocko	Bouanane	(under förhandling)	(under förhandling)	Tethys Oil
Spanien	Valderredible	50%	241	Ascent Resources
	Huermeces	50%	121	Ascent Resources
	Basconillos	50%	194	Ascent Resources
	Cameros-2	26%	35	SHESA
	Ebro-A	26%	217	SHESA
Turkiet	Ispandika	10%	965	Aladdin Middle East
	Trakien	25%	897	Aladdin Middle East
Frankrike	Attila	40%	1 986	Galli Coz
Totalt			8 233	

Oman

Block 15 är en mycket lovande licens med omkring 10 strukturer som identifierats genom seismiska undersökningar, inklusive Jebel Aswad/Wadi Saylah fyndet vilket i skrivande stund utvärderas genom horisontell borrhning med underbalanserad borrhväska.



Bakgrund

Tethys Oil förvärvade 24 maj 2006 GotOil Resources (Oman) Ltd., ett bolag som innehar en 40 procentig licensandel i Block 15 onshore Oman.

Geologi

Oman är beläget på den östra kanten av den Arabiska plattan. Block 15 ligger i den nordvästra delen av centrala Oman eller mer specifikt inom den norra delen av den västra omanska sedimentbassängen, kallad Fahud. Under en stor del av jura- och kritaperioderna, efter det att Gondwanaland brutits upp och Tethys-havet börjat öppna sig, var området ifråga en del av en långsamt sjunkande, men i övrigt passiv, plattform där stora mängder kalkhaltiga sediment avsattes.

Två olika tektoniska faser har skapat de geologiska förutsättningar som gjort området lämpligt att innehålla oljefält. Den första fasen inträffade under den senare delen av kritaperioden, då Block 15-området långsamt pressades ned i jordskorpan. Under denna tid bildades förkastningslinjer i nordvästlig-sydöstlig riktning. Den andra fasen inträffade under den tidiga tertiärperioden, då bergsveckningen som skapade de omanska bergen inleddes. Härvid trycktes jordskorpan ihop i nordöstlig-sydvästlig riktning, ett fenomen som är dokumenterat kring de i området belägna Natih- och Fahudfälten, varvid de tidigare bildade

nordväst- och sydvästgående förkastningarna vältes upp och ned (inverterades).

Reservoar

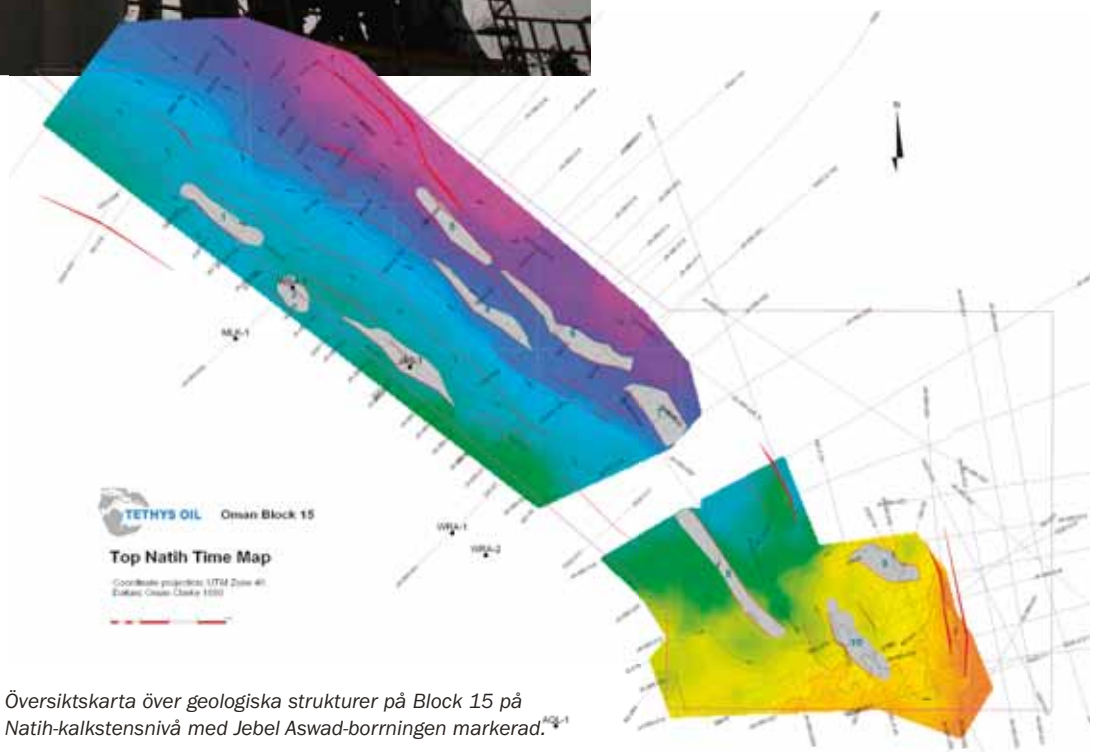
Reservoarbergarten i Block 15 är kalksten från krita-perioden, de så kallade Natih- och Shuaibaformationerna. Olja produceras ur Natihkalksten så väl som ur Shuaibakalksten i flera närliggande oljefält väster, sydväst, söder och sydost om Block 15 (till exempel i Natih- och Fahudfälten belägna 50 kilometer söder om blocket). I Block 15 påträffas reservoarbergarterna på omkring 2 800 meters djup.

Shuaibakalksten har oftast måttlig till god porositet (12–30 procent) men sämre permeabilitet (mindre än 5 mD (Millidarcy)). Den är också i många fall sprucken.

Natihkalkstenen är sprucken och krithaltig med huvudsakligen låg genomsnittlig permeabilitet. Produktionspotentialen styrs till stor del av sprickbildningarnas omfattning, riktning och konnektivitet. Omfattande sprickbildning förekommer ofta i anslutning till mindre lokala förkastningar. Natihreservoarens porositet i Natihfältet varierar mellan 15 och 27 procent med permeabiliteter om 2–500 mD. Den övervägande permeabiliteten ligger dock i intervallet 5–50 mD.



Licens	Tethys Oil, %	Total areal, km ²	Operatör
Block 15	40%	1 389	Tethys Oil
Totalt		1 389	



Historia

Det första oljefältet i Oman påträffades av Shell 1962 och gavs namnet Yibal. Yibal är det största fält som hittills har påträffats i Oman. Oman ingår inte i OPEC (Organisation of Petroleum Exporting Countries) och dagsproduktionen uppgår till cirka 800 000 fat olja per dag. Landets bevisade reserver uppskattas till 5,5 miljarder fat olja. Därtill är Oman storproducent av LNG (flytande naturgas).

GotOil Oman undertecknade ett prospekterings och produktionsdelningavtal (EPSA) med Sultanatet Omans Olje- och gasministerium avseende Block 15, onshore, den 6 september 2005. Avtalet ratificerades av Sultanen den 23 oktober 2005. GotOil Oman är operatör med 40 procents intresseandel. Odin Energi AS har resterande 60 procent. Tethys Oil förvärvade den 24 maj 2006 GotOil Oman. Block 15 omfattar en yta om 1 389 kvadratkilometer.

Mer än 2 500 kilometer 2D seismik har samlats in, bearbetats och tolkats.

British Petroleum insamlade den första moderna seismiken 1985 (835 kilometer). Dessa data ombearbetades av Conquest Oman som därtill samlade in ytterligare 425 kilometer 2D-seismik 1991.

De två prospekteringsborrningar som utförts på Block 15, Jebel Aswad och Wadi Saylah, borrades av Conquest Exploration 1994 respektive 1997. Jebel Aswad-1 testade 204 fat 40 gradig API olja från ett 30 fot perforerat intervall av Natihkalksten efter att ha öppnats igen 1995. Loggar från Jebel Aswad indikerar en oljeförande kalkstenszon om 210 fot brutto. Loggar från Wadi Saylah indikerar en oljeförande kolumn om 132 fot brutto, men testades aldrig. Conquest frånträdde blocket 1998 och Novus Petroleum erhöll blocket som del i en stor satsning i Oman. Novus genomförde en del seismisk ombearbetning men lämnade blocket i början av 2004.

Risk

Den största risken med oljefynden i Block 15 är produktionsflödena. Tidigare arbete har visat att olja kan produceras via traditionella vertikala hål, men i långsam takt. Sannolikt bestäms produktionspotentialen av omfattningen av sprickbildningarna i reservoarbergarten. För att kunna genomborra ett större antal sprickor föreslås horisontalborrningar i de mest produktiva reservoarzonerna. Om ett tillräckligt antal sprickzoner kan genomborras på detta sätt, ökar möjligheterna till goda produktionsflöden väsentligt.

Potential

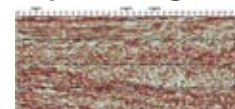
Baserat på en ingenjörstudie över de två utförda borrningarna uppskattas mängden befintlig olja i marken (OOIP) till omkring 55 miljarder fat. Den hittills uppskattade reservstorleken är endast baserad

på Natih-kalkstenen. Detta antagande bygger på att de två borrningarna påträffat en gemensam olje-/vat-tenkontakt och att oljan är jämnt fördelad över hela den geologiska strukturen. Bevisade reserver uppskattas enligt ingenjörstudien till 250 000 fat olja och avser den olja som finns i omedelbar anslutning till det borrade vertikala hål som flödat olja till ytan.

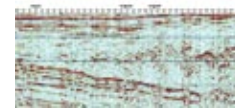
Arbetsprogram

Resultatet från det geologiska och geofysiska arbete som hittills utförts har bekräftat att den geologiska strukturen som identifierats genom borrningarna

Omprocessering



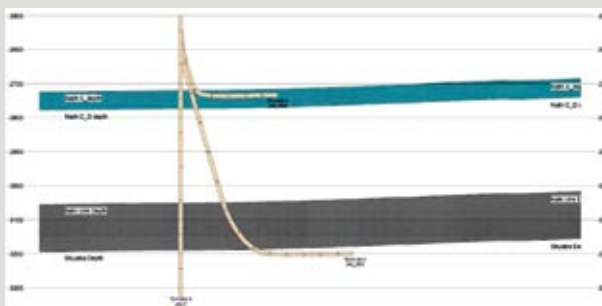
Före



Efter

Horisontell borrning

En väsentlig förbättring för vinkel borrning skedde i mitten av 1970-talet, när bormotorer som sänktes ned i borrhålet började användas. Med hjälp av dessa motorer kan borkronan fortfarande rotera medan borrsträngen är stationär. Detta gör det möjligt att styra borkronan i en båge. Det senaste tekniska genombrottet kom med roterande styrbara verktyg, vilket möjliggör en tredimensionell kontroll över borkronan utan att borrstångens rotation upphör.



Det finns många fördelar med horisontell borrning. Den största vinsten ligger i att man kan öka produktionen. Detta är möjligt därför att man genom att horisontellt genomborra en formation radikalt ökar blottläggningen av den oljeproducerande reservoaren. Horisontell eller riktad borrning används också när det inte är möjligt att nå målet, exempelvis när målet ligger under bebyggd mark. Tekniken möjliggör också för att borra ett stort antal brunnar från samma rigg, vilket speciellt offshore är mycket kostandseffektivt. Den enda nackdelen med horisontell borrning jämfört med vertikal borrning är den högre kostnaden.

Underbalanserad borrning

Underbalanserad borrning är en teknik genom vilken det hydrostatiska trycket i borrhålet hålls lägre än vätsketrycket i den genomborrade formationen. Under borrningen pressas vätska från formationen in i borrhålet och transporteras vidare upp till ytan, där den omhändertas. Denna process är raka motsatsen mot vad som sker i en "vanlig" borrning, där trycket är större i borrhålet än i den omgivande formationen för att förhindra att olja eller gas sipprar in i borrhålet.

Den främsta fördelen med att använda underbalanserad borrning är för att förhindra skador på reservoaren. Under konventionell borrning pressar det högre hydrostatiska borrhålstrycket in borrar i reservoaren, vilket ofta orsakar skador som ibland är irreparabla. Med ett lägre tryck i botten på borrhålet är det också lättare för borkronan att skära och transportera bort borrester. Genom att eventuella kolväten inte heller pressas tillbaka in i reservoaren kan operatören hela tiden övervaka brunnens innehåll. Nackdelen är kostnaden – underbalanserad borrning är oftast mer kostsam än traditionell borrning.



Jebel Aswad och Wadi Saylah är intakt. Nya seismiska kartor visar att Wadi Saylah borrar på en del av strukturen som är avskild från huvudstrukturen genom en förkastning. Wadi Saylahs omfattning kommer att bedömas senare. Den nu förestående borrhningen fokuserar på huvudstrukturen, såsom den framgår av seismiska kartor och data från den tidigare Jebel Aswadborrningen.

Den hittills uppskattade reservstorleken är endast baserad på Natih-kalkstenen. Därutöver har analyser av loggar indikerat att även Shuaiba-reservoaren är oljeförande. Shuaiba-kalkstenen är den huvudsakliga producerande bergarten i regionen, men den produktionstestades inte 1995. Den är därför mindre säker såsom producent än vad Natih är. Skulle Shuaiba producera, så kommer reserverna på licensen att öka väsentligt.



Återinträdesborrningen av Jebel Aswad inleddes under påskhelgen 2007 och beräknas pågå i omkring 40 dagar.

Borrningen genomförs för att utvärdera oljereserver och sannolik utvinningsgrad för både Natih och Shuaiba. En horisontell sektion kommer att borrar med underbalanserad borrhväska i respektive kalkstenslager. Underbalanserad borrhväska används för att minimera överkan på reservoaren samt för att uppnå största möjliga produktivitet.

Utöver Jebel Aswad/Wadi Saylah har flera ytterligare geologiska strukturer identifierats på blocket. Dessa kommer att undersökas närmare med ny seismik i framtiden.



Danmark

Under hösten 2006 genomförde Tethys Oils bolagets första prospekteringsborrning i egenskap av operatör – Karlebo-1 på Licens 1/02, i Karlebo onshore Själland. Det är Tethys äldsta licens och tilldelades av den danska staten under sommaren 2002. En andra dansk licens tilldelades Tethys under 2003. Karlebo-1 påvisade inga signifikanta mängder kolväten, men prospekteringsborrningen innebar en milstolpe i Tethys korta historia.



Danmark är en av Europas största producenter av olja och naturgas. Produktionen sker i den danska delen av Nordsjön. På det danska fastlandet, och framför allt på Själland, är det förhållandevis underprospekterat. Före Tethys Oils borrhning hade endast två prospekteringsborrningar för relativt länge sedan utförts på Själland.



Geologiska slutsatser från Karleboborrningen

Prospekteringsborrningen Karlebo-1 borrades till ett djup av 2 489 meter. Målet var sandstenslager från den mezosoiska eran. Utifrån seismiska data bedömdes dessa vara så positionerade att de kunde fungerat som fälla och reservoar för gas som genererats ur äldre djupare liggande moderbergarter från den paleozoiska eran (sannolikt alunskiffer). Drygt 300 meter reservoarbergart genomborrades, men inga kolväten påträffades innan borrhningen avslutades, och hålet förslöts och övergavs.

Data från Karleboborrningen har integrerats i databasen över licens 1/02 och en kompletterande översiktstudie har genomförts över licens 1/03. Det sammantagna resultatet tyder på att ytterligare prospektering sannolikt inte kan anses meningsfull.

Vid Karleboborrningen bekräftades som väntat alla nödvändiga förutsättningar för ett naturgasfynd, förutom moderbergart. Fokus på sammanställning och kompletteringar efter borrhningen har därför legat på moderbergartsfrågan. All relevant litteratur avseende alunskiffer i området har studerats och integrerats med borrhdata och de övergripande geologiska modellerna. Slutsatsen förblir som tidigare att alunskiffern är en vida utbredd och ursprungligen synnerligen rik moderbergart med stor potential att generera kolväten. Avancerade datasimuleringar över norra Själlands depositions- och temperaturhistorik har genomförts och modellerats och jämförts med data från Karleboborrningen och andra bergartsprover från området. De modeller som bäst beskriver alla kända data visar att alunskiffern har varit mogen att generera olja under den mellersta tiden av den paleozoiska eran och varit mogen att generera gas mot slutet av samma era.

Följaktligen har moderbergarten alunskiffer avgett huvuddelen av sitt organiska innehåll av kolväten innan den genomborrade reservoaren bildades under mesozoikum. Kolväten kan ha bildats också före permperioden, men dessa kolväten torde knappast ha blivit kvar i berggrunden under den kraftiga tektoniska aktivitet som ägde rum under den senare delen av paleozoikum. Dessa slutsatser synes gälla för en stor del av ett område som omfattar södra Kattegatt, Norra Själland och också Östra Jylland. Ytterligare prospektering inom Tethys danska licenser synes därför mindre sannolik.

Licens	Tethys Oil, %	Total areal, km ²	Partner	Operatör
Licens 1/02	50%	533	DONG, Odin, Star Energy	Tethys Oil Denmark
Licens 1/03	50%	1 655	DONG, Odin, Star Energy	Tethys Oil Denmark
Totalt		2 188		





Prospekteringsborrning Karlebo-1 (55°55'12.897" N; 12°25'04.042" E)

Redan i inledningen av 2006 började förberedelserna inför borrningen bli handfasta. Avtal om borrarplats fanns redan på plats och i januari undertecknades ett avtal rörande konstruktion av borrarplatsen. Sedan tidigare var också foderrör införskaffade, och upphandlingen av andra borrelaterade tjänster inleddes.

Under våren fortsatte den konstruktiva dialogen med Karlebo kommun. Den 19 april hölls ett i raden av öppna möten, där innevånare och övriga intresserade fick möjlighet att träffa ledningen i Tethys och ställa frågor om den kommande borrningen.

I juni erhöll Tethys bygglov gällande borrarplatskonstruktionen. Konstruktionsarbetet av den omkring 5 000 kvadratmeter stora borrarplatsen inleddes under andra halvan av juni och var klart i augusti. Sammanlagt 150 lastbilslastar med totalt 3 200 kubikmeter grus och 600 kubikmeter asfalt användes för borrarplatsens ytskikt. Platsen försågs med ett slutet avloppssystem för att man skulle kunna hantera regnvatten. Borrplattan konstruerades för att hålla för en belastning om 615 ton, och förstärktes med 67 stycken pålar om vardera 10 meter i armerad betong. I juni kontrakterades det polska borrarbolaget Oil and Gas Exploration Company Cracow Ltd. för prospekteringsborrningen.



I juli 2006 skrev Tethys Oil ett Letter of Intent med Star Energy Group plc rörande utfarmning om 20 procent av Tethys andel i de danska licenserna. Tethys andel minskade därigenom från 70 till 50 procent. Star Energy ersätter också Tethys enligt överenskommelsen med 20 procent av hittills nedlagda investeringar i licenserna, samt betalar 40 procent av kostnaden för prospekteringsborrningen på licens 1/02. Övriga partners i Danmark är DONG E&P och Odin Energi A/S.

I september inleddes mobiliseringen av borrarriegen. Sammanlagt 45 lastbilslastar anlände till borrarplatsen i Karlebo. I slutet av september inleddes borrningen med en amerikansk IRI-750 rigg. Den 27 september invigdes borrningen officiellt av Olav Aaen, borgmästare i Karlebo, i närvaro av drygt 100 inbjudna gäster.



Den 18 oktober hade prospekteringsborrningen nått ett djup av drygt 1 700 meter där foderrör satts och cementerats på plats. Vid ett djup av 1 916 meter uppstod tekniska problem, vilket medfört att ett sidohål (sidetrack) gjordes från botten av 7 tums foderrörsektionen. Den 14 november nådde prospekteringsborrningen sitt slutgiltiga djupet om 2 489 meter och den 17 november stod det klart att borrningen inte påträffat några signifikanta mängder kolväten. Följaktligen har hålet förslutits och lämnats.



Spanien

Spanien har varit en del i Tethys projektportfölj sedan 2003 och erbjuder en intressant blandning av möjliga mindre oljefynd och potentiella större naturgasstrukturer.



Tethys Oil har intressen i fem prospekteringslicenser i norra Spanien. Sedanoprojektet, som omfattar tre prospekteringslicenser, förvärvades under 2003 och ligger söder om de cantabriska bergen i norra Spanien inom Duerobassängen mellan städerna Burgos och Bilbao. 2006 utökades Tethys spanska projektportfölj med Camerosprojektet – två licenser i sedimentbassängen Ebro öster om staden Burgos i Riojadistriktet.

De cantabriska bergen består av paleozoiska bergarter som sträcker sig söderut under intresseområdet. Dessa består av kalksten, sandsten och kolflötser, vilka är viktiga moderbergarter för naturgas. Över de paleozoiska bergarterna finns yngre mesozoisk sandsten från triasperioden. Över dessa finns marina skiffrar som är moderbergarter för den olja som återfinns i Ayoluengofältet, vilka är inbäddade i sandsten från kritaperioden.

Sedanoprojektet

Huermeceslicensen ligger 180 kilometer söder om staden Bilbao. Tethys Oil har 50 procents andel i de tre licenserna. Partner och operatör, med övriga 50 procent, är AIM-noterade Ascent Resources plc.

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 borrhingsmetoder, med målsättning att utveckla Huidobro till ett producerande fält. Utöver detta har djupare strukturella bormål identifierats utifrån befintlig seismisk data.

Prospekteringslicensen Huermeces innefattar Hontominfyndet, som under 1960-talet borrades av Chevron och producerade i genomsnitt 113 bbls/d. Borrhningen 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 mindre djup.

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



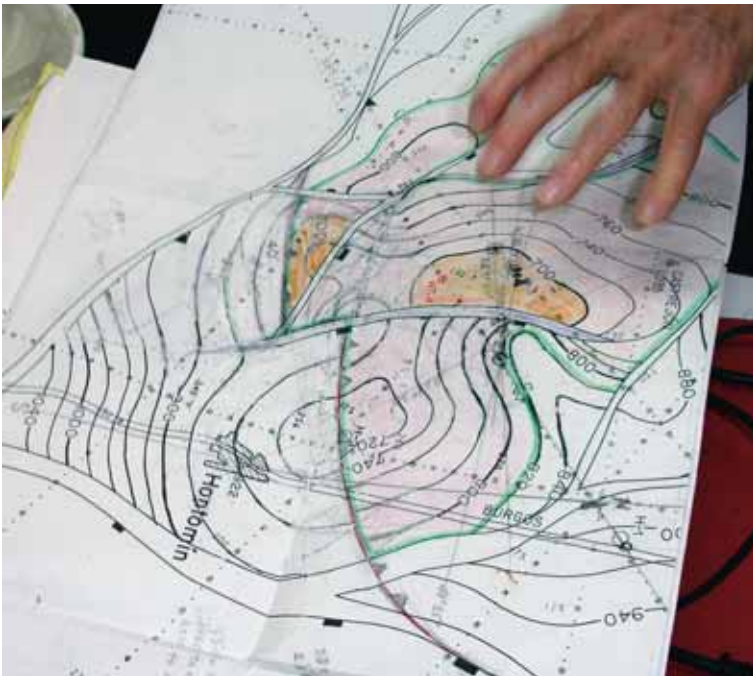
Tekniskt arbete på Sedanoprojektet

Under 2006 har det tekniska arbetet varit fokuserat på att slutföra arbetet med en borrhplats för borrhningen av Hontomin-4. Detta arbete inkluderade ytterligare kartläggning av strukturen genom befintlig seismik. Huvudsakligt arbete utfördes av operatören Ascent Resources och bestod i teknikstudier av borrhplatskonstruktion och brunnens utformning.

Den 17 mars 2007 inleddes borrhningen av Hontomin-4 på prospekteringslicensen Huermeces onshore Spanien. Borrhningsarbetet beräknas nå ett djup av 1 570 meter och syftar till att utvärdera möjliga reserver i Hontominstrukturen.

Borrhningen Hontomin-4 avslutades i slutet på april. Borrhningen utfördes till ett djup av 1 610 meter. Hålet loggades, men trots att målformationen genomborrats påträffades ingen olja. Enligt operatörens (Ascent Resources) preliminära analys förefaller komplexiteten i förkastningsmönstret ovanför reservoaren ha resulterat i att tillfredsställande förslutning saknades.

Licens	Tethys Oil, %	Total areal, km ²	Operatör
Valderredible	50%	241	Ascent Resources Plc
Huermeces	50%	121	Ascent Resources Plc
Basconillos-H	50%	194	Ascent Resources Plc
Cameros-2	26%	35	SHESA
Ebro-A	26%	217	SHESA
Totalt		808	

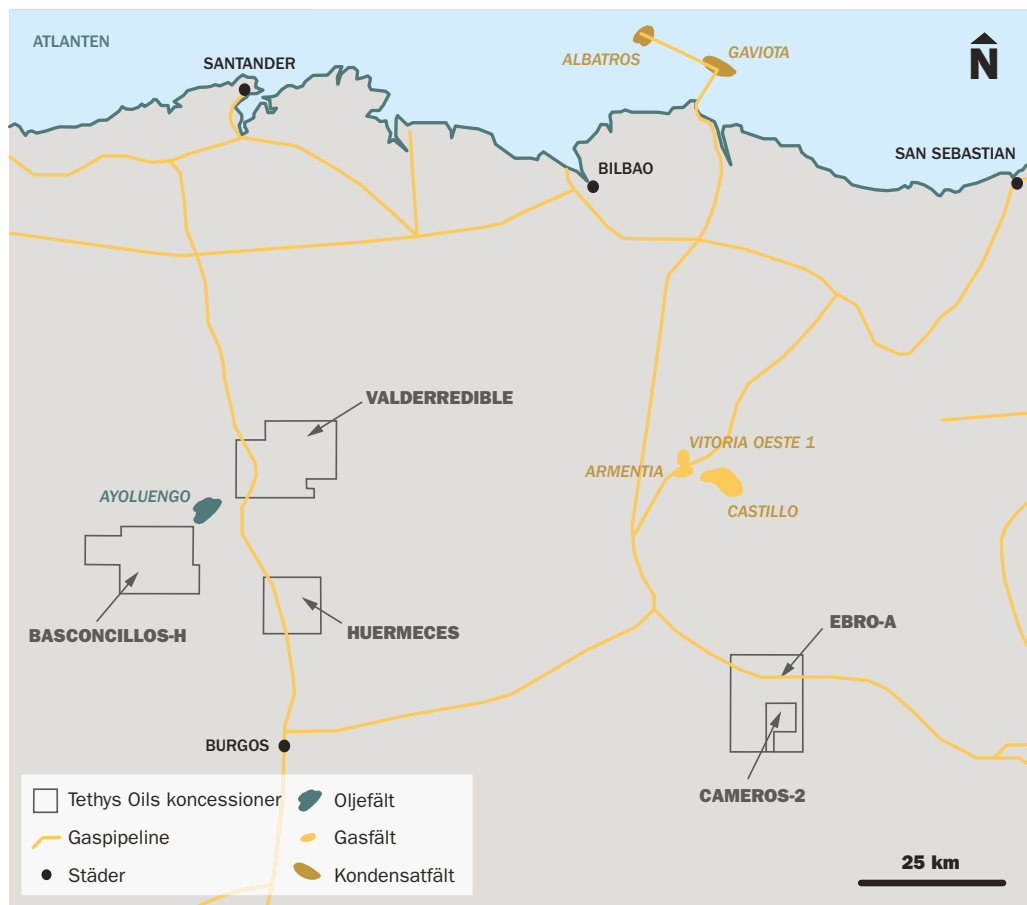


En entreprenör har kontrakterats för att göra en studie av möjliga geologiska strukturer ("leads") på Valderrediblelicensen. Målsättningen är att finna möjliga strukturer med ytligt belägen olja och djupt liggande naturgas, som kan komma att prospekteringsborras under 2008.

Camerosprojektet

Camerosprojektet är framför allt intressant till följd av den stora gasstruktur – Najera – som upptäckts genom ombearbetning av befintlig seismik. Tanken med Najera är att man ska finna naturgas som migrerat från underliggande mesozoiska moderbergart upp i sandstensreservoarer från kritaperioden. Moderbergarten tros ligga tillräckligt djupt för att naturgas skall ha genererats. Strukturen är en antiklinal från tertiärtiden och spanska bergsveckningeperoder.

Cameros-2 och den omgivande licensen Ebro-A är belägna i Ebrobassängen, i Riojadistriktet i norra Spanien. På Cameroslicensen finns prospekteringsbrunnen Rioja-5, som borrades 1983 av ENIEP, tidigare ett statligt oljebolag. Denna brunn, som borrades öster om Najera-strukturen, uppvisade förekomster av naturgas. På Ebro-licensen har ingen brunn tidigare borrats. Ebrobassängen har bevisats producera gas då tre andra gasfält tidigare upptäckts och varit i produktion i sedimentsbassängen. Genom floden Ebro's dalgång, och genom Ebro-licensen, går också en av Spaniens stora gasrörledningar. Tethys har en direktregistrerad andel om 26 procent i båda licenserna. Operatör är det baskiska oljebolaget SHESA. Bland övriga partner märks de spanska energibolagen Union Fenosa och Nuegas.



Tekniskt arbete på Camerosprojektet

Ett omfattande tekniskt arbete har utförts på licensen av tidigare licensinnehavare. Det omfattar bland annat tolkning av befintlig seismik och borrhävar från närliggande brunnar, stratigrafiska studier av brunnar och underliggande lagers utgående i dagen och geokemiska analyser. Det mest intressanta är en ombearbetning och tolkning av en seismisk undersökning, vilket resulterade i att Najera-strukturen identifierades och kartlades. Denna seismiska undersökning genomfördes 1997 av Enagas, ett spanskt energibolag, i syfte att finna passande lagringsplatser för gas.

Innan en prospekteringsborrning kan komma att ske skall borrhävar från Rioja-4 och Rioja-5 granskas och analyseras. I övrigt inkluderar arbetsprogrammet en geofysisk karaktärisering av Utrillareservoarens formation, analyser för att finna en optimal borrhävar, utformning av prospekteringsborrningen och en miljökonsekvensutredning.



ASCENT RESOURCES samlade projektportfölj innehåller över 20 olje- och gasfält i sex olika europeiska länder. Projekten finns onshore Italien, Schweiz, Ungern, Spanien, Slovenien och offshore Holland. I Spanien, där Tethys och Ascent är partners på tre prospekteringslicenser, är Ascent operatör med en licensandel om 88 procent på det enda spanska onshore oljefält som producerar över 100 fat olja per dag.

Ascents strategi går ut på att inneha ett majoritetsägande i olje- och naturgasprojekt med stor potential, samt minoritetsandelar med syftet att ge den europeiska portföljen en hävstång. Fördelningen mellan olje- och gasprojekt är jämn och strategin syftar till att sprida riskerna både geografiskt och mellan olja och gas.

Ascent har nyligen inlett ett borrhävarprogram som omfattar prospekterings- och utvärderingsborrning av sex brunnar, jämnt fördelade på Ungern, Spanien och Italien. Bolaget är sedan november 2004 noterat på AIM i London.



Marocko

2006 var ett intensivt år för Tethys i Marocko. Under sommaren avslutades de sista arbetena på undersökningslicensens arbetsprogram med ett tillräckligt bra resultat för att kunna genomföra en utfarmning till det oberoende brittiska oljebolaget Dana Petroleum. Under Danas ledning pågår nu förhandlingarna med marockanska myndigheter om att ingå ett avtal om prospektering och utvinning av kolväten på licensen.



I juli 2005 undertecknade Tethys Oil och partner Eastern Petroleum Cyprus Ltd. ett avtal avseende en undersökningslicens att under ett år genomföra undersökningar över ett område i centrala Marocko benämnt Bouanane. Avtalet ger Tethys, som operatör med 50 procents andel i licensen, och Eastern exklusiv rätt att under ett år genomföra undersökningar i licensområdet. Bouananelicensen är drygt 2 100 kvadratkilometer stor.

I september 2006 ingick Tethys och partner Eastern Petroleum (Cyprus) Limited ett avtal med det brittiska olje- och gas bolaget Dana Petroleum Plc. Enligt avtalet erhåller Dana en andel om 50 procent i det prospekterings- och produktionsavtal som, efter förhandling med marockanska myndigheter, skall ersätta den ettåriga undersökningslicensen. Som betalning för sin andel kommer Dana att svara för alla Tethys och Easterns kostnader avseende licensen. Tethys och Eastern har efter att tidsramen för undersökningslicensen gått ut ensamrätt att ingå avtal om prospektering och produktion över Bouananeområdet. Under Danas ledning pågår nu förhandlingarna med ONHYM, det statliga marockanska oljebolaget, om att ingå ett avtal om prospektering och utvinning av kolväten på licensen. Slutförs förhandlingarna kommer Dana att bli operatör för licensen. Tethys kommer då att ha 12,5 procents andel i licensen.

Geologi

För mer än 400 miljoner år sedan var stora delar av jordens kontinenter täckta av stora oceaner som sjöed 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 dagens 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. Tafejjartstrukturen tycks ha kunnat ta emot och lagra alla kolväten som migrerat. Befintlig data visar att Tafejjartstrukturen bildades genom landhöjning efter att de ordoviciska reservoarerna och de siluriska moderbergarterna avlagrats, och – viktigast av allt – innan moderbergarten begravdes tillräckligt. Med andra ord: strukturen är inte för gammal för att innesluta 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 reservoaren.



Licens	Tethys Oil, %	Total areal, km ²	Partners
Bouanane	(under förhandling)	(under förhandling)	Dana Petroleum, Eastern Petroleum, Tethys Oil



DANA PETROLEUM PLC är ett olje- och gasbolag med verksamhet inom prospektering och produktion och med bas i Storbritannien. Bolaget är noterat på Londonbörsens huvudlista.

Danas produktion uppgår till över 30 000 fat per dag, med målsättning att öka till över 40 000 fat per dag i slutet av 2007. Koncernen har produktion vid 15 olje- och gasfält, huvudsakligen i Nordsjön. Omkring 91 procent av bolagets olje- och gasproduktion om 17 901 fat oljekvivalenter per dag under 2005 kom från 11 fält i Nordsjön, varav andelen olja uppgick 83 procent. Dana har tilldelats nya licenser i Storbritannien och slutit licensavtal offshore Egypten och i Marocko.

All geologisk information stödjer Tethys teori om att Bouanelicensen 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.

Licensen och arbetsprogrammet

Det tekniska arbetsprogrammet för undersökningsperioden var utformat med syfte att påvisa lämpliga borrhållplatser för att kunna testa den stora Tafejjartstrukturen. Det tekniska arbetsprogrammet för licensen omfattade:

- 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

Fältprogrammet som inleddes i februari 2006 på undersökningslicensen Bouanane i Marocko har nu avslutats. Det inkluderade insamling och analys av satellit- och radardata, insamling och analys av nya gravimetriska och magnetiska data på ett område om 900 kvadratkilometer samt färdigställandet av omarbetning och tolkning av 600 kilometer seismisk data. Arbetsprogrammet har bekräftat områdets prospektivitet, speciellt för naturgas, samt styrkt Tafejjartstrukturens stora potential.

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

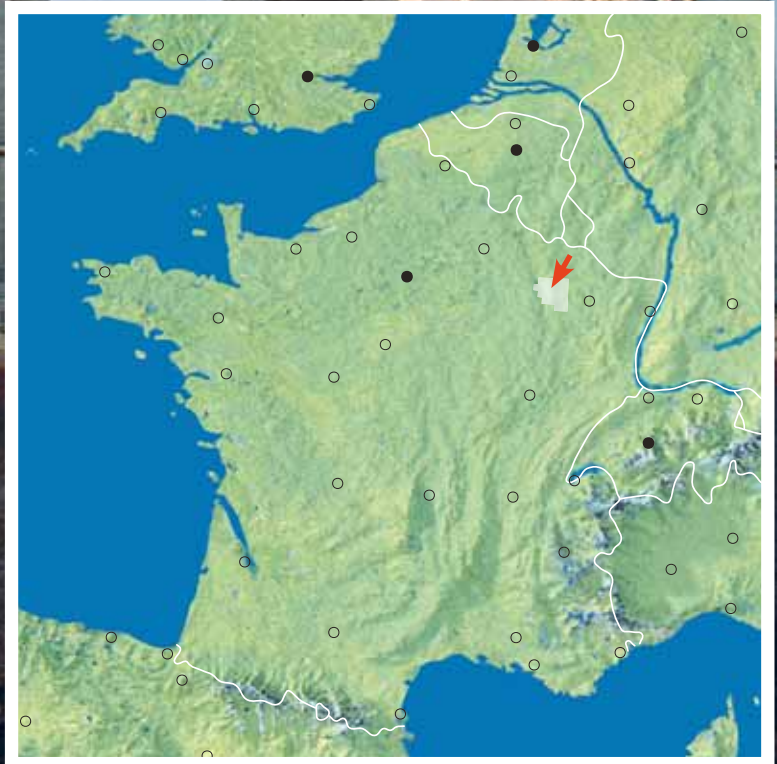
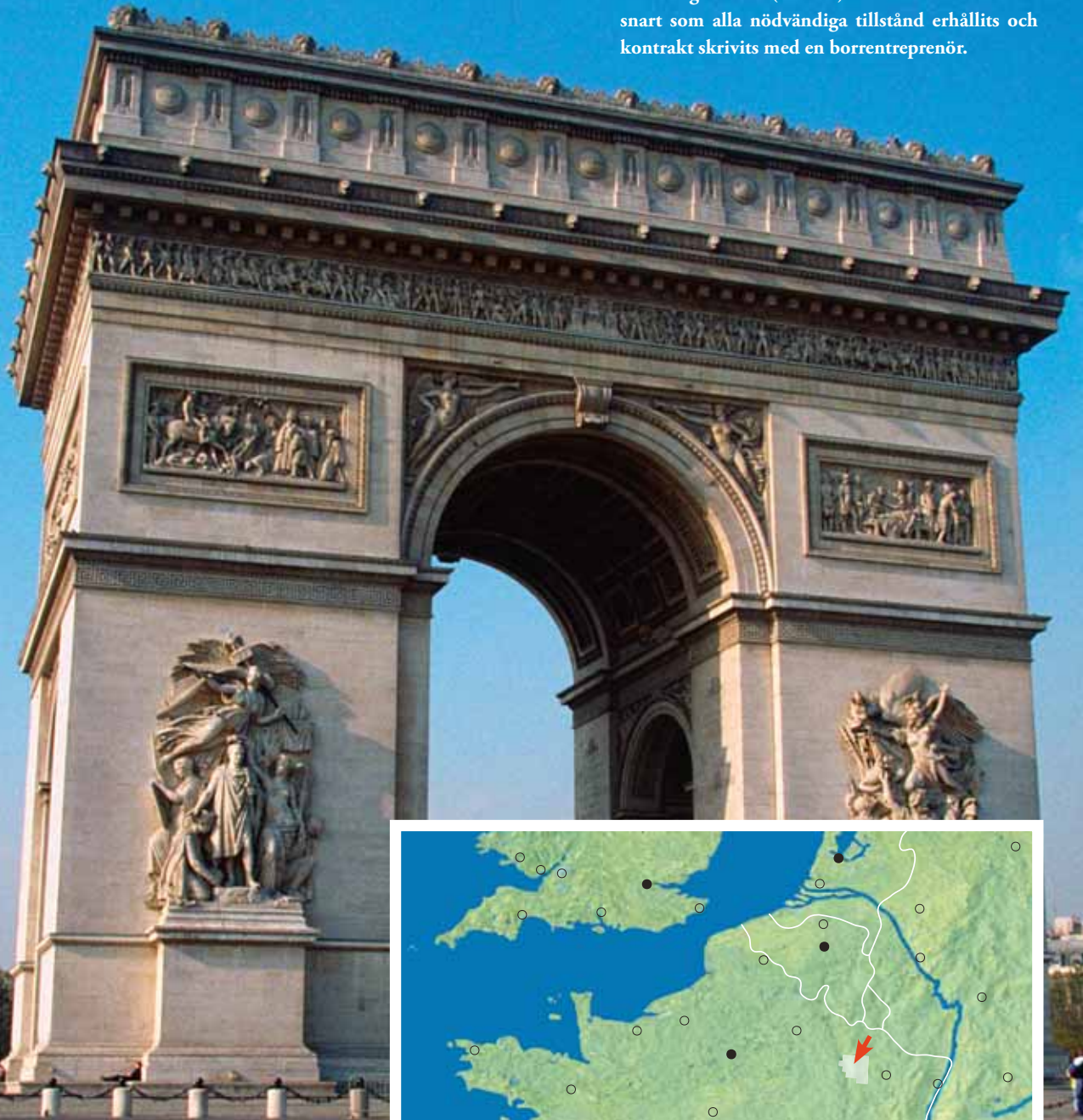
Gravimetriska undersökningar

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 saltdomer 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.

Frankrike

Under 2006 insamlades tillräckligt med information för att uppgradera strukturen från 'lead' till borrhbar struktur. Prospekteringsborrningen Pierre Maubeuge 2 well (PLM-2) kommer att inledas så snart som alla nödvändiga tillstånd erhållits och kontrakt skrivits med en borrentreprenör.



Bakgrund

I februari 2006 tilldelades Tethys Oil och operatören Galli Coz S.A. av de franska myndigheterna prospekteringslicensen Attila. Licensen täcker 1 986 kvadratkilometer i departementet Meuse, beläget i den olje- och gasproducerande Parissedimentbassängen omkring 250 kilometer öster om Paris. Tethys har 40 procent i licensen och Galli Coz S.A., har resterande 60 procent. Licensen gäller i fem år.

Geologi

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.

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.

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 Nordsjön, Storbritannien och Holland från detta kol.

Närvaron av ett gasfält i detta område är uppmuntran, 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 116 respektive 28 kvadratkilometer.

Huvudsakliga risker och reservpotential

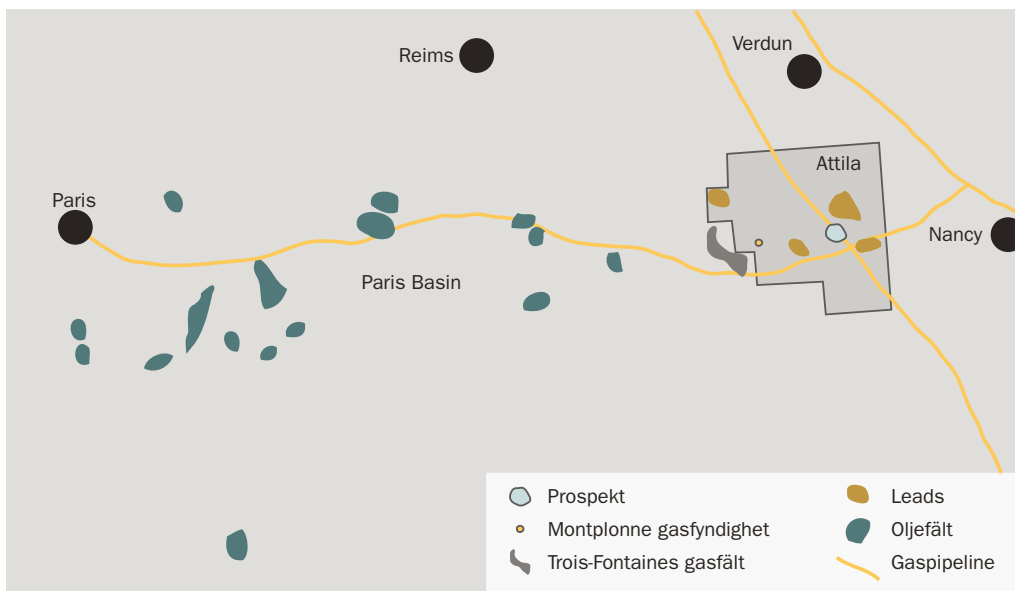
Målsättningen med arbetet på Attilalicensen är att finna naturgas som genererats under karbontiden och som migrerat upp i reservoarer från triastiden. En förslutning är en nödvändig förutsättning för ett naturgasfält. I detta fall antas en förslutning ha bildats genom en geologisk förkastning, där tvåa 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

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.

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

Licens	Tethys Oil, %	Total areal, km ²	Partner	Operatör
Attila	40%	1 986	Galli Coz S.A.	Galli Coz S.A.
Totalt		1 986		



informationen, tillsammans med tidigare kända data, är tillräckligt för att uppgradera strukturen från 'lead' till borrbar struktur.

Det huvudsakliga arbetet i Frankrike under 2006 var inriktat på att erhålla tillstånd för en bra borrplats samt på att föra detaljerade diskussioner och förhandlingar med det lokala samhället. Operatören har deltagit i ett flertal möten och noga utvärderat ett antal olika potentiella borrplatser utifrån kriterier om lämplighet

och tillgänglighet. I denna process har två preliminära platser valts och en löpande dialog förts med lokala myndigheter för att erhålla nödvändiga tillstånd för att kunna påbörja borrförberedelser. Samtidigt förs också samtal med borrhöretag, och offertförfrågningar rörande detta och andra borttjänster förbereds. Den 24 april erhöles borrhöretag från franska lokala myndighet.

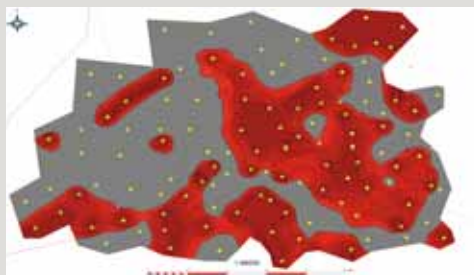
Geokemi

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 undersöknings-tillfällena 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 miljarddels 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



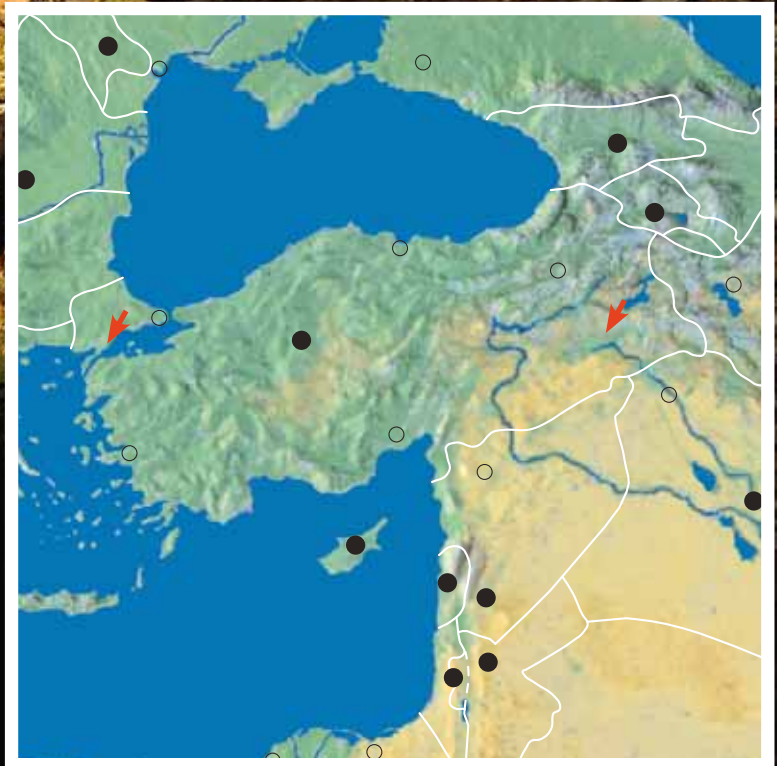
Frankrike, så kan områden som markeras på samma sätt på kartan antas markera en kolväteansamling. Denna metod säger inget om hur mycket gas som kan finnas, men om det finns bra kända kolvätefynd att jämföra med har resultatet av undersökningen visat sig vara korrekt vid nio av tio tillfällen. Detta reducerar prospekteringsrisken väsentligt.

I undersökningen av den franska licensen indikerar de röda områdena det uppmätta värde som överensstämmer med tidigare kända kolvätefynd, 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

Turkiet är geologiskt komplicerat och fortsatt underexploaterat. Tethys avser att fortsatt ha exponering mot ytligt liggande naturgasmöjligheter i nordväst såväl som mot mycket högre riskprospektering i sydöstra Turkiet.



Trakien

I september 2005 utökade Tethys bolagets licensportfölj med andelar i två licenser (licens 3998 och 3999) i Trakien. Tethys kan enligt vissa krav få 25 procents andel i licenserna. Aladdin Middle East är operatör, och det engelska bolaget JKK Oil & Gas är partner. Licenserna täcker en yta om 897 kvadratkilometer och är centralt belägna i den trakiska sedimentbassängen.

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.

Före 1970 borrades 33 brunnar i området. Borringarna var huvudsakligen inriktade på att finna olja i kalksten från kritaerioden. Prospekteringen resulterade i upptäckten av gasfältet Hamitabat samt en rad mindre fyndigheter. Hamitabat är fortfarande bassängens största gasfält. Sedan 1990 har en rad ytterligare fynd gjorts genom borrning av ytnära naturgasreservoarer i tertiär sandsten. Tidigare betraktades denna ytnära gas som en fara under borrning, men idag med infrastruktur på plats och stor efterfrågan på gas i området är också små gasfynd kommersiellt intressanta.

Tethys Oils geologiska modell i Trakien

Hamitabatformationen från eocentiden är den dominerande moderbergarten i den trakiska bassängen. Trots att naturgas utgör den dominerande kolvätefasen produceras även olja från bassängens flanker. Begränsade data avseende moderbergartens mognad antyder att fönstret för gasgenerering ligger på ett djup av 2 500 till 3 000 meter i större delen av bassängen.

Ett antal reservoarer med kolväte finns i den trakiska bassängen. Den äldsta kända reservoaren är belägen i det lägre eocenlagret av Hamitabatformationen. Kalksten med inslag av rev avsatta i grund vattenmiljö är produktiv i flera fält.

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 centerade längs utsträckningar från den underliggande Hamitabatsub-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.

Arbetsprogram

Existerande seismik visar på två starka indikativa geologiska strukturer på licenserna i Trakien. Mer seismik krävs dock för att styrka närvaron av borrhållstrukturer. Därför har partnergruppen tagit beslut om ett seismiskt program och en entreprenör har kontrakterats. Det seismiska programmet planeras genomföras under våren och sommaren 2007. Om resultaten från den nya seismikstudien är positiva kan en prospekteringsborrning komma att genomföras senare i år.

Licens	Tethys Oil, %	Total areal, km ²	Operatör
Trakien	25%	897	Aladdin Middle East Ltd.
Ispandika	10%	965	Aladdin Middle East Ltd.
Totalt		1 862	

Ispandikaprojektet

I november 2003 slöt Tethys ett avtal rörande prospekteringslicenserna 3794 och 3795 i Ispandika, Turkiet. Aladdin Middle East är operatör och Tethys har 10 procents andel.

Tethys Oils geologiska modell för Ispandika

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. Hitills 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.

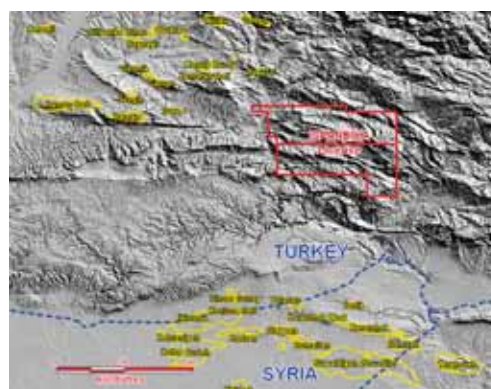
Huvudsakliga risker och reservpotential

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". Seismiska data är sparsamma och få borrhningar har utförts i denna del av Turkiet.

Arbetsprogram

På Ispandikalicenserna onshore sydöstra Turkiet fick Tethys och operatören Aladdin Middle East Ltd. under fjärde kvartalet 2006 sällskap av en ny partner, Terralliance. Tethys bibehåller en andel om 10 procent i licenserna. Då endast begränsade seismiska data finns tillgängliga borrades en grund stratigrafisk (geologisk) undersökningsborrning under 2006. Den syftar till att öka kunskapen om hur de yttre bergarterna fördelar sig.

Borrhningen blev problematisk både avseende utförande och resultat. Problem med väder och säkerhetsöverväganden försvårade tillgång till borrhplatsen och den geologiska informationen som erhöles ökade inte nämnvärt kunskapen om området.



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.

Utöver de oljefält AME är operatör på har bolaget 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 med störst koncessionsområden bland de utländska bolag som innehar petroleumrättigheter.

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

Samhällsansvar



Policy

Liksom allt annat är Tethys Oil och dess anställda, kunder, samarbetspartners och aktieägare en del av vårt gemensamma samhälle och vår miljö. Vi som individer eller bolag arbetar från tid till annan i olika positioner och har olika roller att fylla, men vi är alltid en del av det lokala eller globala samhället och 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 har inte haft och kommer inte att påbörja någon större industriell aktivitet utan att begära in lämpliga hälso-, arbetsskydds-, miljö- och samhällsstudier (HSES) från experter. Förvärvade tillgångar där Tethys Oil inte är operatör utvärderas var för sig av Tethys Oil utifrån ett HSES-perspektiv och Tethys Oil kommer noga att övervaka hur varje kontraktspart eller operatör sköter sig. Varhelst förändringar med fördel kan användas kommer dessa att rekommenderas.

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

Sammanfattningsvis kommer Tethys Oil alltid vara medvetet om att bolaget är en del av vårt gemensamma samhälle och vår miljö och kommer att med alla tänkbara medel göra sitt yttersta för att uppträda ansvarsfullt.





Fallstudie Danmark

Karleboborrningen ur ett HSES-perspektiv

Karleboborrningen genomfördes norr om Köpenhamn i den danska by som givit sitt namn till borrhningen. Borrningen inleddes under hösten 2006 med Tethys som operatör. I samband med planeringen av borrhningen genomfördes en miljöstudie i syfte att klarlägga platsspecifika risker och faror. Dialogen med det lokala samhället var för Tethys viktig både före och under borrhningen, och bolaget informerade kontinuerligt om utvecklingen. Öppna möten hölls innan borrhutrustningen anlände. Under borrhningen höll Tethys både ett informationscentrum och en utkiksplats i direkt anslutning till borrhningen öppen dagligen. Intresserade kunde också följa borrhningen via en webbkamera. Samordning skedde med Karlebos kyrka och lokala skolor och dagis. Trafikåtgärder vidtogs för att skydda cyklister och fotgängare, vilket bland annat innebar att tung trafik endast fick framföras under vissa timmar och i begränsad hastighet. Ansträngningar gjordes för att de allra närmaste grannarna inte skulle störas av ljudföroreningar från borrhningen. Borrplatsen asfalterades i sin helhet för att undvika eventuella föroreningar i jorden. Borrvätska togs om hand i metalltankar och släpptes inte ut i nedgrävda schakt. Bergrester från borrhningen och borrvätskan har därefter transporterats till en speciell behandlingsanläggning. Hela borrhplatsen hade försetts med ett slutet avloppssystem för regnvatten. Därtill hade en oljeavskiljare installerats mellan borrhplatsens avloppssystem och det kommunala, men den behövde aldrig användas.



Oljeprospektering bland danska hästagar och fruktodlingar kräver stora åtaganden för att bli godkänd ur miljöhänsyn.

Styrelse, ledning och revisorer

Styrelse



Vincent Hamilton, född 1963.

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: 639 571. Antal Teckningsoptioner i Tethys Oil: 135 571



Håkan Ehrenblad, född 1939.

Ledamot av styrelsen sedan 2003. 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 internet-säkerhet. 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. Styrelseledamot i Tanganyika Oil Company Ltd. Antal aktier i Tethys Oil: 49 399. Antal Teckningsoptioner i Tethys Oil: 38 399



John Hoey, född 1939.

Ledamot av styrelsen sedan 2001. John Hoey har en bakgrund från corporate finance-verksamhet och energisektorn. 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 verksam som verkställande direktör och styrelseledamot 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. Han har deltagit i grundandet av VietNam Holding Ltd. som är noterat på AIM i London. Hoey är vice styrelseordförande i Viet-Nam Holding Ltd.

Antal aktier i Tethys Oil: 434 276. Antal Teckningsoptioner i Tethys Oil: 102 545



Magnus Nordin, född 1956.

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) Vostok Oil Ltd., verkställande direktör Sodra Petroleum 1998–2000. Styrelseledamot Minotaurus AB.

Antal aktier i Tethys Oil: 406 952 (inkl 20 000 utlånade till H&Q Bank AB). Antal Teckningsoptioner i Tethys Oil: 66 865 (inkl 20 000 utlånade till H&Q Bank AB).



Carl-Gustaf Ingelman, född 1935.

Ledamot av styrelsen 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 privatplacerare på den svenska aktiemarknaden. Han är medlem av ledningsgruppen för Östermalmskretsen i Sveriges Aktiesparares Riksförbund och styrelseledamot i Nordic Holding AB, GeVe Spirits AB, Midgård Equity AB, Nationella Spel i Sverige AB, Payer AB och Scandinavian Clinical Nutrition i Sverige AB.
Antal aktier i Tethys Oil: 370 000. Antal Teckningsoptioner i Tethys Oil: 0

Ledning

Magnus Nordin, Verkställande direktör.

Vincent Hamilton, Chief Operating Officer.

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: 22 000.



Jonas Lindvall, född 1967.

Ledamot av styrelsen sedan 2006. Verkställande direktör i Tethys Oils dotterbolag Tethys Oil Oman Ltd. Lindvall har examen i Petroleum Engineering från The University of Tulsa. Fram till 1998 arbetade Lindvall på IPC/Lundin Oil, på slutet som chef för oljefältet Bukha. Från 1998 till 2000 arbetade han för Shell Petroleum i Oman. Från 2000 arbetade Lindvall med sitt nystartade oljeföretag GotOil Resources. Mellan 2001 och 2004 var han chef för Talisman Energys borravdelning i Malaysia. Lindvall har erfarenhet från över 100 borrhål på fem kontinenter – både onshore och offshore.
Antal aktier i Tethys Oil: 401 000. Antal Teckningsoptioner i Tethys Oil: 0



Jan Risberg, född 1964.

Ledamot av styrelsen sedan 2004. 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 Ledstiernans Londonkontor under åren 2000-2002. Jan Risberg är idag verksam som oberoende konsult inom den finansiella sektorn.
Antal aktier i Tethys Oil: 204 422. Antal Teckningsoptioner i Tethys Oil: 64 236.

Revisor

Klas Brand, 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.

Aktier och utestående optioner

Tethys Oils registrerade aktiekapital per 31 december, 2006 uppgår till TSEK 2 871, fördelat på 5 741 760 aktier till ett nominellt värde av SEK 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, 2006 utvecklats enligt nedanstående tabell:

År	Aktiekapitalets utveckling	Kvotvärde, SEK	Förändring i antalet aktier	Totalt antal aktier	Förändring av aktiekapitalet, SEK	Totalt aktiekapital SEK
2001	Bolagets bildande	100,00	1 000	1 000	100 000	100 000
2001	Nyemission	100,00	4 000	5 000	400 000	500 000
2001	Aktiesplit 1:100	1,00	495 000	500 000	–	500 000
2003	Nyemission	1,00	250 000	750 000	250 000	750 000
2004	Aktiesplit 1:2	0,50	750 000	1 500 000	–	750 000
2004	Nyemission	0,50	2 884 800	4 384 800	1 442 400	2 192 400
2006	Företrädesemission	0,50	876 960	5 261 760	438 480	2 630 880
2006	Apportemission	0,50	400 000	5 661 760	200 000	2 830 880
2006	Riktad emission	0,50	80 000	5 741 760	40 000	2 870 880

Aktieägarstruktur

De 10 största aktieägarna i Tethys Oil per den 31 mars 2007.

Aktieägare per den 31 mars 2007	Antal aktier	Kapital och röster, %
Vincent Hamilton genom bolag*	639 571	11,14
SIS Segaintersettle AG	518 506	9,03
Bank Julius Baer und Co AG	436 990	7,61
John Hoey genom bolag**	434 276	7,56
Magnus Nordin***	406 952	7,09
Jonas Lindvall	401 000	6,98
Carl-Gustaf Ingelman	370 000	6,44
Lorito Holdings Ltd.	293 136	5,11
Jan Risberg	204 422	3,56
Neptunus Konsult AB	138 000	2,40
Övriga (1 401 aktieägare)	1 898 907	33,07
Totalt	5 741 760	100,00

* Oceanus Investments Hamilton Family

**Capge Ltd.

***Inklusive 20 000 aktier utlånade till Remium AB.

Källa: VPC och Tethys Oil

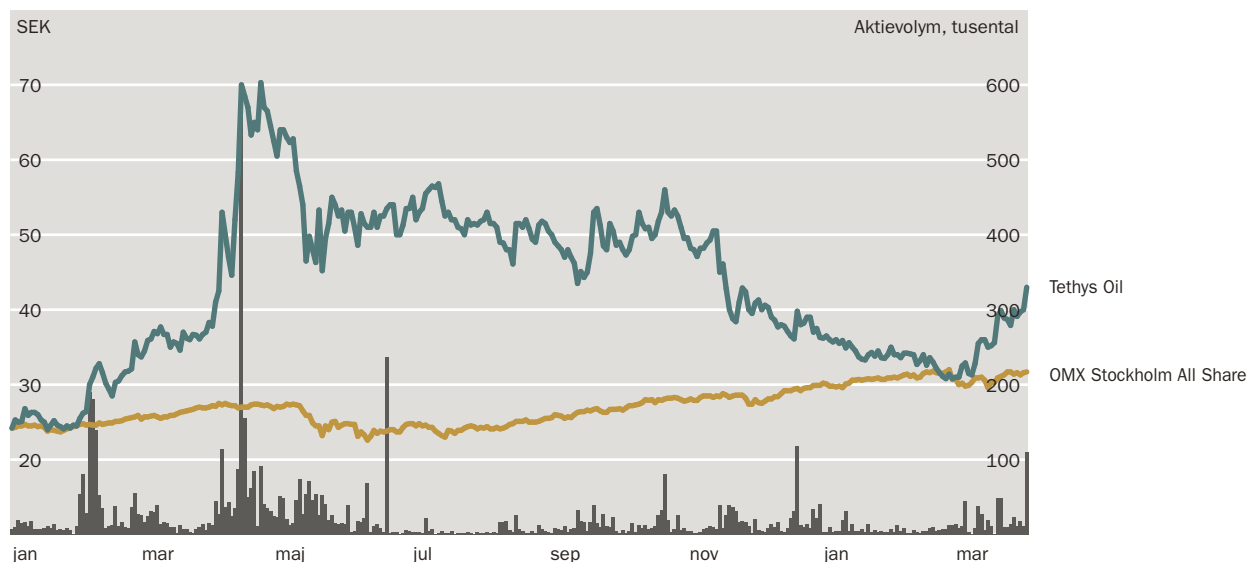
Fördelning av aktieinnehav

Fördelning av aktieinnehav i Tethys Oil per den 31 mars 2007.

Storleksklasser per den 31 mars 2007	Antal aktier	Andel av antal aktier, %	Antal aktieägare	Andel av antal aktieägare, %
1 – 500	207 617	3,62	935	66,41
501 – 10 000	772 978	13,46	442	31,39
10 001 – 50 000	371 172	6,46	18	1,28
50 001 – 100 000	220 000	3,83	3	0,21
100 001 –	4 169 993	72,63	13	0,71
Totalt	5 741 760	100,00	1 411	100,00

Källa: VPC och Tethys Oil

Aktieprisutveckling och omsättning, Jan 2006–Mar 2007



Källa: Stockholmsbörsen

Aktiestatistik 2006

Aktierna i Tethys Oil handlas på Stockholmsbörsens First North.

Ticker	TETY
Årshögsta	75,00 (12 april 2006)
Årslägsta	23,20 (1 februari 2006)
Genomsnittlig omsättning per dag (aktier)	23 609
Genomsnittlig omsättning per dag (TSEK)	1 131
Periodens omsättning (aktier)	5 925 791
Periodens omsättning/utestående aktier	126%

Nyckeltal

Koncernen	1 jan 2006– 31 dec 2006 12 månader	1 jan 2005– 31 dec 2005 12 månader	1 jan 2004– 31 dec 2004 12 månader
Resultat- och balansposter			
Bruttomarginal, TSEK	n.a.	n.a.	n.a.
Rörelseresultat, TSEK	-30 976	-14 998	-5 810
Rörelsemarginal, %	neg.	neg.	neg.
Resultat efter finansiella poster, TSEK	-29 802	-14 368	-5 062
Årets resultat, TSEK	-29 802	-14 368	-5 062
Nettomarginal, %	neg.	neg.	neg.
Eget kapital, TSEK	95 230	52 375	66 743
Balansomslutning, TSEK	118 983	54 833	69 102
Kapitalstruktur			
Soliditet, %	80,04%	95,52%	96,59%
Skuldsättningsgrad, %	n.a.	n.a.	n.a.
Andel riskbärande kapital, %	80,04%	95,52%	96,59%
Räntetäckningsgrad, %	n.a.	n.a.	n.a.
Investeringar, TSEK	35 207	6 491	12 696
Lönsamhet			
Räntabilitet på eget kapital, %	neg.	neg.	neg.
Räntabilitet på sysselsatt kapital, %	neg.	neg.	neg.
Nyckeltal per medarbetare			
Genomsnittligt antal anställda	5	4	3
Aktiedata			
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	5 742	4 385	4 385
Eget kapital per aktie, SEK	16,59	11,94	15,22
Vägt genomsnittligt antal aktier under räkenskapsåret, tusental	5 110	4 385	3 705
Resultat per aktie, SEK	-5,83	-3,28	-1,37
Resultat per aktie efter utspädning, SEK	-5,83	-3,28	-1,37

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 årets omsättning.

Kapitalstruktur

Soliditet: Eget kapital i procent av balansomslutning.

Skuldsättningsgrad: Räntebärande skulder i procent av 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 i procent av finansiella kostnader.

Investeringar: Totala investeringar under året.

Moderbolaget	1 jan 2006– 31 dec 2006 12 månader	1 jan 2005– 31 dec 2005 12 månader	1 jan 2004– 31 dec 2004 12 månader
Resultat- och balansposter			
Bruttomarginal, TSEK	n.a.	n.a.	n.a.
Rörelseresultat, TSEK	-4 488	-3 786	-3 903
Rörelsemarginal, %	neg.	neg.	neg.
Resultat efter finansiella poster, TSEK	-28 178	-12 391	-2 970
Årets resultat, TSEK	-28 178	-12 391	-2 970
Nettomarginal, %	neg.	neg.	neg.
Eget kapital, TSEK	100 945	56 444	68 835
Balansomslutning, TSEK	121 232	58 982	70 346
Kapitalstruktur			
Soliditet, %	83,27%	95,70%	97,85%
Skuldsättningsgrad, %	n.a.	n.a.	n.a.
Andel riskbärande kapital, %	83,27%	95,70%	97,85%
Räntetäckningsgrad, %	n.a.	n.a.	n.a.
Investeringar, TSEK	59 096	5 874	11 651
Lönsamhet			
Räntabilitet på eget kapital, %	neg.	neg.	neg.
Räntabilitet på sysselsatt kapital, %	neg.	neg.	neg.
Nyckeltal per medarbetare			
Genomsnittligt antal anställda	5	4	3
Aktiedata			
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	5 742	4 385	4 385
Eget kapital per aktie, SEK	16,59	12,87	15,70
Vägt genomsnittligt antal aktier under räkenskapsåret, tusental	5 110	4 385	3 705
Resultat per aktie, SEK	-5,51	-2,83	-0,80
Resultat per aktie efter utspädning, SEK	-5,51	-2,83	-0,80

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

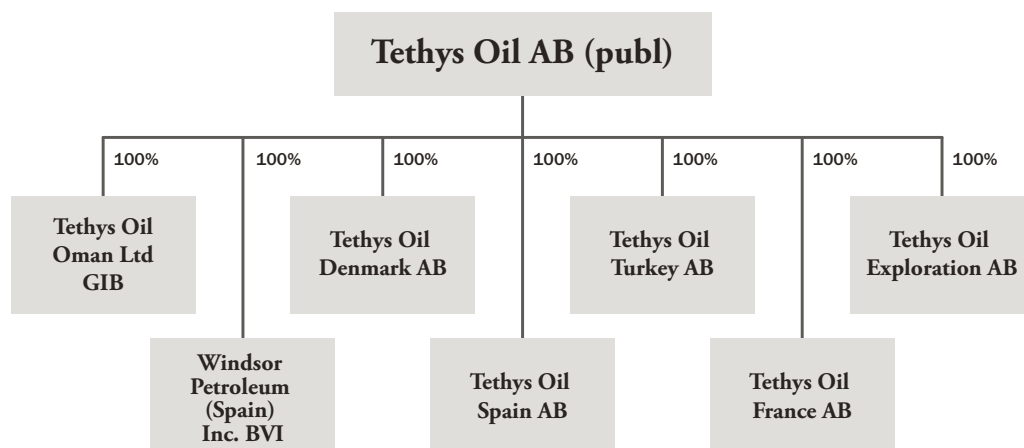
Antal anställda: Genomsnittligt antal heltidsanställda.

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 vägt genomsnittligt antal aktier.

Förvaltningsberättelse



Verksamhet

Tethys Oil är ett svenskt bolag inriktat på att söka och utvinna olja och naturgas. Tethys Oil strävar efter att hålla en välbalanserad portfölj med huvudsaklig inriktning mot prospektering med projekt som innebär hög risk men som också kan ge hög avkastning. Tethys Oil ska också ha prospekteringsprojekt av lägre risk samt utvärderings- och utbyggnadsprojekt. 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 Oman, Danmark, Marocko, Spanien och Turkiet och Frankrike.

Oman

Tethys Oil förvärvade den 24 maj 2006 100 procent av aktiekapitalet i GotOil Resources (Oman) Ltd., numera namnändrat till Tethys Oil Oman Ltd., från Maha Resources Ltd. Tethys Oil Oman Ltd. (Tethys Oman), med säte i Gibraltar, innehar 40 procent av ett prospekterings- och produktionsdelningsavtal avseende Block 15 i Oman. Det totala värdet av köpeskillingen uppgick till SEK 24 183 900.

Förberedelserna på Block 15 i Oman tilltog gradvis i omfattning under 2006. Samtidigt med borrhörförberedelserna har omfattande geologiska och geofysiska arbeten fortgått. Bland annat har petrofysiska utvärderingar genomförts, seismik har ombearbetats och tolkats, och litologi och reservoarutbredning har studerats. Den nya information som dessa arbeten resulterat i införlivas nu med tidigare data. Den samlade informationen kommer att utgöra grunden för att ytterligare optimera borrhörförberedelserna.

Block 15 är ett utvärderingsprojekt där befintlig olja i marken i redan borrade strukturer uppskattas till

drygt 50 miljoner fat. Dessutom finns stor prospekteringspotential. Tethys Oil har en licensandel om 40 procent.

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 50 procent.

Licens 1/02

Under 2006 har licens 1/02 varit i fokus. Under de första tre kvartalen var aktiviteterna huvudsakligen fokuserade på borrhörförberedelser och konstruktionsarbeten. Med Tethys Oil som operatör inleddes i slutet av det tredje kvartalet 2006 prospekteringsborrningen Karlebo-1 på licens 1/02 mellan Köpenhamn och Helsingör onshore Själland i Danmark. I partnergruppen ingår också Star Energy Group plc, DONG Energy A/S och Odin Energi A/S.

Den 14 november, 2006 nådde borrningen sitt slutgiltiga djup om 2 489 meter. Mätningar (wire line logs) utfördes i hålet, men inga signifikanta mängder kolväten påträffades. Ett beslut om att försluta och lämna hålet togs den 17 november. Den danska energimyndigheten har beviljat en förlängning av licensen fram till den 22 maj 2007.

Licens 1/03

På licens 1/03 har arbetet under 2006 huvudsakligen varit vilande i avvaktan på resultaten från licens 1/02. En detaljerad analys av all tillgänglig data, inklusive informationen från Karlebo-1, genomförs under första kvartalet 2007. Denna analys kommer att införlivas med Tethys geologiska modell.

Ett beslut om eventuella fortsatta arbeten på Tethys danska licenser, 1/02 på Själland och 1/03 på Själland och Jylland, kommer att tas under andra kvartalet 2007.

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.

Det omfattande arbetsprogrammet som genomfördes under 2006 har stärkt uppfattningen om att den geologiska strukturen är intakt och att områdets prospektivitet är god. Beslut fattades om att gå vidare med en prospekteringsborrning. Avtal rörande en borrhållplats har undertecknats och processen med att erhålla relevanta tillstånd pågår. Arbetet med upphandling av borrhåll och annan borrhållrustning har också inletts.

Spanien

Tethys Oil har intressen i fem licenser i Spanien i två separata områden. Tre prospekteringslicenser, tillsammans benämnda Sedanoprojektet, är belägna söder om de cantabriska bergen i norra Spanien, inom Duerobassängen mellan städerna Burgos och Bilbao. Tethys Oil har en intresseandel om 50 procent i de tre prospekteringslicenserna Huermece, Valderredible och Basconcillos-H. Ascent Resources Plc., ett olje- och naturgasbolag marknadsnoterat på Londonbörsens AIM-lista, är genom dotterbolaget Northern Petroleum Exploration Ltd. operatör för de tre licenserna.

De återstående två licenserna i Spanien, tillsammans benämnda Camerosprojektet, är belägna i Ebrobasängen en sedimentbassäng i Riojadistriktet i norra Spanien. Tethys Oils intresseandel i de två licenserna Cameros och Cameros-2 är 26 procent. Operatör för dessa licenser är det baskiska oljebolaget SHESA. Bland övriga partner märks de spanska energibolagen Union Fenosa och Nuegas.

I Sedanoprojektet har operatören Ascent Resources under 2006 fortsatt med de avslutande förberedelserna inför utvärderingsborrningen Hontomin-4 på prospekteringslicensen Huermece och återinträdet i Tozo-1 på prospekteringslicensen Basconcillos-H. Borrningen Hontomin-4 avslutades i slutet på april 2007. Borrningen utfördes till ett djup av 1 610 meter. Hålet loggades, men trots att målformationen genomborrats påträffades ingen olja. Enligt operatörens (Ascent Resources) preliminära analys förefaller komplexiteten i förkastningsmönstret ovanför reser-

voaren ha resulterat i att tillfredsställande förslutning saknades. En entreprenör har kontrakterats för att göra en studie av möjliga geologiska strukturer ("leads") på Valderrediblelicensen. Målsättningen är att genomföra en prospekteringsborrning under 2007.

Under fjärde kvartalet ingick Tethys en överenskommelse om att byta Tethys intressen i La Loralicensen inklusive Ayoluengofältet mot en licensandel i Camerosprojektet. Tethys har därför inte längre någon andel i kostnaderna eller intäkterna från Ayoluengofältet.

Camerosprojektet är intressant på grund av en stor väldefinierad geologisk struktur, som möjligen är gasförande. Den har identifierats genom ombearbetning av befintlig seismik data. Gas har tidigare producerats i Ebrobasängen. I februari 2007 beviljade myndigheterna partnergruppen en andra licens, Cameros-2, som ligger i anslutning till den första licensen.

Turkiet

Tethys Oil har andelar i fyra licenser i Turkiet. Två av licenserna ligger i Ispandikaområdet beläget 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. Tethys Oils turkiska partner, Aladdin Middle East Ltd., är operatör för licenserna.

Ispandika

På Ispandikalicenserna onshore sydöstra Turkiet fick Tethys och operatören Aladdin Middle East Ltd. under fjärde kvartalet sällskap av en ny partner, Terralliance. Tethys bibehåller en andel om 10 procent i licenserna. Då endast begränsade seismiska data finns tillgängliga borrar nu en grund stratigrafisk (geologisk) undersökningsborrning. Den syftar till att öka kunskapen om hur de yt nära bergarterna fördelar sig.

Trakien

Befintlig seismik visar på två mycket sannolika geologiska strukturer ("leads") på licenserna i Trakien. Mer seismik krävs dock för att styrka närvaron av borrhåll strukturer. Därför har partnergruppen tagit beslut om ett seismiskt program och en entreprenör har kontrakterats. Till följd av bristande tillgång på nödvändig personal i området samt den kommande vintern beräknas det seismiska programmet att inledas under våren 2007. En kommande borrning kommer därför att ske till sommaren.

Marocko

Under 2006 har Tethys Oil genomfört hela det avtalade fältprogrammet på undersökningslicensen Bouanane i Marocko. Resultaten har bekräftat områdets

prospektivitet, speciellt för naturgas, samt bättre kartlagt potentialen hos den stora Tafeljartstrukturen.

I september 2006 ingick Tethys och partnern Eastern Petroleum (Cyprus) Limited ett avtal med det brittiska olje- och gas bolaget Dana Petroleum Plc. Enligt avtalet erhåller Dana en andel om 50 procent i det prospekterings- och produktionsavtal som, efter förhandling med marockanska myndigheter, skall ersätta den ettåriga undersökningslicensen. Som betalning för sin andel kommer Dana att svara för alla Tethys och Easterns kostnader avseende licensen. Tethys och Eastern har efter att tidsramen för undersökningslicensen gått ut ensamrätt att ingå avtal om prospektering och produktion på Bouananeområdet. Under Danas ledning pågår nu förhandlingarna med ONHYM, det statliga marockanska oljebolaget, om att ingå ett avtal om prospektering och utvinning av kolväten på licensen. Slutförs förhandlingarna kommer Dana att bli operatör för licensen. Tethys kommer då att ha 12,5 procents andel i licensen.

Utvärdering av licensområden Gotland och Lettland

Genom förvärvet av licensandelen i Oman erhöll Tethys även en option att förvärva 30 procents intresseandel i en prospekteringslicens onshore Gotland i Sverige samt option att förvärva 11 procents intresseandel i produktionslicensen Dunalka onshore Lettland. Dessa optioner har förlängts och går ut i februari 2007. Tethys utvärderar för närvarande dessa licenser.

Väsentliga avtal och åtaganden

Tethys Oil har avtal rörande verksamheterna i Oman, Danmark, Turkiet, Marocko, Frankrike 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 Marocko 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 har fullföljt sina åtaganden i Danmark på licens 1/02 och 1/03. I Marocko har koncernen fullföljt sina åtaganden. I Frankrike, Attilalicensen, uppgår åtagandet till TEUR 520. I Oman har bolaget ett åtagande som uppgår till TUSD 4,459.

Resultat och kassaflöde

De konsoliderade finansiella räkenskaperna för Tethys Oil-koncernen (Tethys Oil), där Tethys Oil AB (publ) med organisationsnummer 556615-8266 är moderbolag, presenteras härmed för tolv månadersperioden som avslutades den 31 december 2006. Belopp som avser jämförelseperiod presenteras inom parentes efter beloppet för den aktuella perioden. Fram till den 31 december 2006, har Tethys Oil inte redovisat någon försäljning av olja och gas, varför det inte finns någon segmentinformation nedan. Till följd av att det inte rapporterats någon försäljning har säsongsvariationer inte haft någon signifikant påverkan på resultatet.

Förvärv av GotOil Resources (Oman) Ltd.

Tethys Oil förvärvade den 24 maj 2006 100 procent av aktiekapitalet av GotOil Resources (Oman) Ltd., numera namnändrat till Tethys Oil Oman Ltd., från Maha Resources Ltd. Tethys Oil Oman Ltd. (Tethys Oman), med säte i Gibraltar, innehar 40 procent av ett prospekterings- och produktionsdelningsavtal avseende Block 15 i Oman. Som betalning för förvärvet har Tethys Oil erlagt USD 600 000 (SEK 4 383 900) kontant och utgivit 400 000 nyemitterade aktier i Tethys Oil. Värdet av aktierna baseras på ett marknadspris om SEK 49,50 för Tethys Oil-aktien vid förvärvstillfället den 24 maj 2006, från vilket datum Tethys Oman är konsoliderat. Det totala värdet av köpeskillingen uppgår därför till SEK 24 183 900. Nyemissionen registrerades den 5 juni 2006.

Årets resultat och försäljning

Tethys Oil rapporterar ett resultat för helåret 2006 om TSEK -29 802 (TSEK -14 368 för motsvarande period föregående år), vilket motsvarar ett resultat per aktie om SEK -5,83 (SEK -3,28) för helåret. Nedskrivningar av olje- och gastillgångar om TSEK 22 382 gjordes under 2006, vilket påverkat resultatet för 2006 negativt. TSEK 18 985 av dessa nedskrivningar avser licens 1/02 i Danmark och är en konsekvens av utfallet från prospekteringsborrningen Karlebo-1 som borrades under det fjärde kvartalet, där inga signifikanta mängder kolväten påträffades. Övriga nedskrivningar har varit Tethys Oils intresse i produktionslicensen La Lora där Tethys Oil inte längre har något intresse och nedskrivningar av nya projektområden. Nedskrivningarna har gjorts efter en nedskrivningsprövning och sker i enlighet med Tethys Oils redovisningsprinciper. Kassaflöde från verksamheten före förändringar i rörelsekapital för helåret 2006 uppgick till TSEK -7 157 (TSEK -5 315).

Resultatet för helåret 2006 har ej i större utsträckning påverkats av valutakursvinster eller förluster.

Det har inte förekommit någon försäljning eller produktion av olja och gas under tolv månadersperioden som avslutades den 31 december 2006. Följaktligen har det inte skett någon avskrivning av olje- och gastillgångar.

Förändringar av olje- och gastillgångar

Land	Bokfört värde 1 jan 2005, TSEK	Investeringar 1 jan–31 dec 2005, TSEK	Nedskrivningar 1 jan–31 dec 2005, TSEK	Bokfört värde 31 dec 2005, TSEK	Bokfört värde 1 jan 2006, TSEK	Investeringar 1 jan–31 dec 2006, TSEK	Nedskrivningar 1 jan–31 dec 2006, TSEK	Bokfört värde 31 dec 2006, TSEK
Oman	–	–	–	–	–	26 700 ¹	–	26 700
Danmark	1 707	3 412	–	5 119	5 119	14 553 ²	18 985	687
Marocko	9	544	–	553	553	2 359	–	2 912
Spanien	3 118	33	–	3 152	3 152	214	1 487	1 878
Turkiet	8 897	615	-8 179	727	727	735	192	1 270
Frankrike	–	690	–	690	690	343	–	1 033
Nya områden	270	1 125	-233	1 163	1 163	1 304	1 855	612
Totalt	14 002	6 419	8 412	11 404	11 404	46 208	22 519	35 072

¹ Se vidare not 16.

² Investeringar i Danmark har minskat till följd av utfarmningen till Star Energy under det tredje kvartalet och deras betalning av tidigare nedlagda kostnader.

Administrationskostnader

Administrationskostnader och avskrivningar uppgick till TSEK -9 000 (TSEK -6 609) under helåret 2006. Avskrivningar uppgick till TSEK 125 (TSEK 35) för helåret 2006. Administrationskostnader består huvudsakligen av hyror, löner, noteringsrelaterade kostnader och konsultationer. Dessa kostnader är företagsrelaterade och kapitaliseras följaktligen inte. Avskrivningarna och nedskrivningarna är hänförliga inventarier. Ökningen av administrationskostnaderna beror på en ökning av bolagets aktivitet under 2006 jämfört med 2005 samt tillkommande administrationskostnader hänförliga till det förvärvade bolaget Tethys Oman.

Investeringar

Olje- och gastillgångar uppgick per den 31 december 2006 till TSEK 35 072 (TSEK 11 404). Investeringar i olje- och gastillgångar uppgick under helåret 2006 till TSEK 46 208 (TSEK 6 420). Investeringar under året har huvudsakligen varit förvärvet av Tethys Oil Oman Ltd. (tidigare GotOil Resources (Oman) Ltd.) och investeringar hänförliga till prospekteringsborrningen Karlebo-1 i Danmark. Den totala köpeskillingen för förvärvet i Oman samt nedlagda förvärvskostnader med avdrag för värdet på de förvärvade nettotillgångarna uppgår till TSEK 24 933 och har allokerats till olje- och gastillgångar och utgör därför den största delen av årets investeringar. På licens 1/02 i Danmark utförde Tethys Oil en prospekteringsborrning huvudsakligen under det fjärde kvartalet 2006. De totala investeringarna i Danmark under året uppgick till TSEK 14 553 och till största del består dessa investeringar av borrhkostnader, av vilka Tethys Oil betalade 30 procent och 70 procent betalades av partners. Eftersom inga signifikanta mängder kolväten påträffades under prospekteringsborrningen skrevs dessa investeringar samt tidigare nedlagda investeringar ned. De totala nedskrivningarna i Danmark uppgår under 2006 till TSEK 18 985. Övriga nedskrivningar av olje- och gastillgångar har huvudsakligen rört Spanien och varit hänförliga till produktions-

licensen Ayoluengo som Tethys Oil inte längre har en andel av. Totala nedskrivningar uppgick under 2006 till TSEK 22 519.

Förskottsbetalning av olje- och gastillgångar

Förskottsbetalning av olje- och gastillgångar per den 31 december 2006 uppgick till TSEK 8 723 (TSEK -). Förskottsbetalning av olje- och gastillgångar är till största del hänförliga till joint ventures där Tethys Oil inte är operatör. Till största del är förskottsbetalning av olje- och gastillgångar relaterade till betalningar av borrhkostnader för borrhningar som kommer att utföras i Spanien.

Likviditet och finansiering

Kassa och bank per den 31 december 2006 uppgick till TSEK 57 112 (TSEK 657). Kortfristiga placeringar per den 31 december 2006 uppgick till TSEK 973 (TSEK 40 445). De kortfristiga placeringarna är investeringar i räntebärande fonder med korta löptider, mindre än tre månader från förvärvsdag.

Vid Tethys Oils extra bolagsstämma den 19 maj 2006 beslutades att genomföra en nyemission av aktier och tillhörande teckningsoptioner med företrädesrätt för befintliga aktieägare. Fem befintliga aktier berättigade till teckning av en Unit, som utgjordes av en nyemitterad aktie och en nyemitterad teckningsoption. Emissionskursen fastställdes till SEK 60 per Unit. Den 22 juni 2006 meddelade Tethys Oil företrädesemissionen fulltecknad. Genom företrädesemissionen tillfördes bolaget omkring MSEK 52,6 före emissionskostnader och ökade antalet aktier med 876 960 aktier. Emissionskostnaderna uppgick till omkring MSEK 4,5.

Kortfristiga fordringar

Kortfristiga fordringar uppgick till TSEK 16 853 (TSEK 1 681) per den 31 december 2006. Kortfristiga fordringar är huvudsakligen fordringar på partners i licenser. I synnerhet är den höga nivån på kortfristi-

ga fordringar hänförlig verksamheten i Danmark och licens 1/02 där Tethys Oil Denmark är operatör. En del av de kortfristiga fordringarna avser dansk momsfordran som har byggts upp under det fjärde kvartalet då prospekteringsborrningen utfördes.

Kortfristiga skulder

Kortfristiga skulder per den 31 december 2006 uppgick till TSEK 23 752 (TSEK 2 458), av vilka TSEK 22 282 (TSEK 2 055) är hänförliga till leverantörsskulder, TSEK 787 (TSEK 117) är hänförliga till övriga kortfristiga skulder och TSEK 684 (TSEK 286) är hänförliga till upplupna kostnader. Leverantörsskulder utgör den största delen av kortfristiga skulder och är huvudsakligen hänförlig kostnader avseende prospekteringsborrningen Karlebo-1 där Tethys Oil var operatör.

Moderbolaget

Moderbolaget redovisar ett resultat om TSEK -28 178 (TSEK -12 391) för helåret 2006. En nedskrivning av aktier i dotterbolag om TSEK 26 546 har påverkat resultatet negativt för tolv månadersperioden. Detta är en konsekvens av koncernens nedskrivningar av olje- och gastillgångar. Administrationskostnaderna inklusive avskrivningar uppgick till TSEK -7 742 (TSEK -6 598) för helåret 2006. Resultat från finansiella investeringar uppgick till TSEK -23 689 (TSEK -8 605) under 2006. Nedskrivning av aktier i dotterbolag ingår i resultat från finansiella investeringar. Investeringar uppgick under helåret 2006 till TSEK 59 096 (TSEK 5 874). Investeringarna är huvudsakligen hänförliga till förvärvet av Tethys Oman. Vid sidan av förvärvet utgörs investeringar av lån till dotterbolag för deras respektive olje- och gasverksamhet. Den omsättning som finns i moderbolaget är relaterad till fakturering av tjänster till dotterbolagen.

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

Vid årsstämman den 4 maj 2006 återvaldes Håkan Ehrenblad, Vincent Hamilton, John Hoey, Carl-Gustaf Ingelman, Magnus Nordin och Jan Risberg till styrelsemedlemmar. Inga suppleanter valdes. Vid samma stämma utsågs Vincent Hamilton till styrelseordförande. Vid extra bolagsstämma den 19 maj 2006 nyvaldes Jonas Lindvall till styrelsemedlem. Lindvall är petroleumingenjör med över 20 års erfarenhet från olje- och gasindustrin. Vidare är han anställd i koncernen och kommer att ansvara för verksamheten i Oman.

Styrelsearbetet följer etablerade rutiner som fördelar arbetet mellan styrelsen och verksamhetsställande direktö-

ren. Arbetsordningen utvärderas årligen och skrivs om, om det bedöms behövt. Den nu gällande arbetsordningen antogs av styrelsen den 4 maj 2006. Styrelsen hade 10 möten under 2006. Bland viktiga beslut märks förvärvet av den omanska verksamheten, antagande av kvartalsrapporter samt beslut om budgeten för 2007.

Styrelsen har bestått av sju ledamöter, varav fyra oberoende och tre som också uppburit anställning i bolaget. Vince Hamilton har varit både styrelsens ordförande och Chief Operating Officer. De fyra oberoende ledamöterna är även ledamöter i Revisionskommittén som har haft 4 möten under 2006. Ordförande i Revisionskommittén är Jan Risberg.

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 Oman Ltd., 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 5 741 760 (4 384 800), med ett kvotvärde om SEK 0,50 (SEK 0,50). Antalet aktier inkluderar 400 000 aktier från apportemissionen som gjordes i samband med förvärvet av Tethys Oman som registrerades den 5 juni 2006. Vidare ingår 876 960 aktier från företrädesemissionen som registrerades den 10 juli 2006. För beräkningen av det vägda genomsnittliga antalet aktier ingår de från utgivningsdatumet den 28 juni 2006. En riktad emission till Maha Resources om 80 000 aktier är inkluderade i antalet aktier. För beräkningen av vägt genomsnittligt antal aktier är de inkluderade från den 7 augusti 2006.

I företrädesemissionen beskriven ovan emitterade Tethys Oil en teckningsoption för varje emitterad aktie, motsvarande 876 960 teckningsoptioner. Dessa teckningsoptioner noterades för handel på First North den 17 juli 2006. Teckningsoptionerna kunde utnyttjas vid två i förväg fastställda perioder. Den första perioden var mellan den 1 december 2006 och den 31 januari 2007 och har en teckningskurs om SEK 72. Den andra perioden är mellan den 1 september 2007 och den 30 september 2007 och har en teckningskurs om SEK 78. Eftersom aktiekursen vid utgången av denna rapportperiod var lägre än teckningskursen ingår teckningsoptionerna inte i antalet aktier efter utspädning.

Risker och osäkerheter

En redogörelse för risker och osäkerheter presenteras under not 1 på sidan 59.

Utdelning

Styrelsen föreslår att ingen utdelning lämnas för verksamhetsåret.

Förslag till behandling av förlust

Styrelsen föreslår att den ansamlade förlusten, TSEK 50 711, varav årets förlust TSEK 28 178, överförs i ny räkning.

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 ordinarie bolagsstämma den 16 maj 2007.

Stockholm, den 30 april 2007

Vincent Hamilton, Styrelseordförande

Håkan Ehrenblad, Styrelseledamot

John Hoey, Styrelseledamot

Carl-Gustaf Ingelman, Styrelseledamot

Jonas Lindvall, Styrelseledamot

Jan Risberg, Styrelseledamot

Magnus Nordin, Verkställande direktör

Revisorspåteckning

Min revisionsberättelse har avgivits den 30 april 2007.

Klas Brand

Auktoriserad revisor

PricewaterhouseCoopers AB



Koncernens resultaträkning

TSEK	Not	1 jan 2006– 31 dec 2006 12 månader	1 jan 2005– 31 dec 2005 12 månader	1 jan 2004– 31 dec 2004 12 månader
Försäljning av olja och gas		–	–	–
Avskrivning av olje- och gastillgångar	4	–	–	–
Nedskrivning av olje- och gastillgångar	4	-22 519	-8 412	-435
Övriga intäkter		543	23	–
Administrationskostnader	5–7	-9 000	-6 609	-5 375
Rörelseresultat		-30 976	-14 998	-5 810
Finansiella intäkter och liknande resultatposter	8	2 204	774	764
Finansiella kostnader och liknande resultatposter	9	-1 030	-144	-16
Summa resultat från finansiella investeringar		1 174	630	748
Resultat före skatt		-29 802	-14 368	-5 062
Inkomstskatt		–	–	–
Årets resultat		-29 802	-14 368	-5 062
Antalet utestående aktier		5 741 760	4 384 800	4 384 800
Antalet utestående aktier (efter utspädning)	11	5 741 760	4 384 800	4 384 800
Vägt genomsnittligt antal aktier		5 109 599	4 384 800	3 705 094
Resultat per aktie, SEK		-5,83	-3,28	-1,37
Resultat per aktie (efter utspädning), SEK	11	-5,83	-3,28	-1,37

Koncernens balansräkning

TSEK	Not	31 dec 2006	31 dec 2005	31 dec 2004
TILLGÅNGAR				
Anläggningstillgångar				
Olje- och gastillgångar	4	35 072	11 404	14 002
Inventarier	10	145	195	158
Förskottsbetalning av olje- och gastillgångar		8 723	–	–
Summa anläggningstillgångar		43 940	11 599	14 160
Omsättningstillgångar				
Övriga fordringar		16 853	1 681	766
Förutbetalda kostnader		105	451	139
Övriga kortfristiga placeringar		973	40 445	53 525
Kassa och bank		57 112	657	513
Summa omsättningstillgångar		75 043	43 234	54 942
SUMMA TILLGÅNGAR		118 983	54 833	69 102
EGET KAPITAL OCH SKULDER				
Eget kapital				
Aktiekapital	11	2 871	2 192	2 192
Övrigt tillskjutet kapital		143 071	71 071	71 071
Balanserad förlust		-50 711	-20 888	-6 520
Summa eget kapital		95 230	52 375	66 743
Ej räntebärande kortfristiga skulder				
Leverantörsskulder		22 282	2 055	751
Övriga skulder		787	117	95
Upplupna kostnader	12	684	286	1 513
Summa ej räntebärande kortfristiga skulder		23 752	2 458	2 359
SUMMA EGET KAPITAL OCH SKULDER		118 983	54 833	69 102
Ställda säkerheter	14	–	780	–
Ansvarsförbindelser	15	18 193	14 527	14 527

Koncernens förändringar i eget kapital

TSEK	Aktie- kapital	Övrigt till- skjutet kapital	Balanserad förlust
Ingående balans 1 januari, 2004	750	4 250	-1 458
Årets resultat	-	-	-5 062
	750	4 250	-6 520
Nyemission	1 442	73 562	-
Emissionskostnader	-	-6 741	-
Utgående balans 31 december, 2004	2 192	71 071	-6 520
Ingående balans 1 januari, 2005	2 192	71 071	-6 520
Årets resultat	-	-	-14 368
Utgående balans 31 december, 2005	2 192	71 071	-20 888
Ingående balans 1 januari, 2006	2 192	71 071	-20 888
Årets resultat	-	-	-29 802
	2 192	71 071	-50 690
Apportemission	200	19 600	-
Företrädesemission	438	52 179	-
Emissionskostnader	-	-4 539	-
Riktad emission	40	4 760	-
Valutakursskillnader	-	-	-21
Utgående balans 31 december, 2006	2 871	143 071	-50 711

Koncernens kassaflödesanalys

TSEK	Not	1 jan 2006– 31 dec 2006 12 månader	1 jan 2005– 31 dec 2005 12 månader	1 jan 2004– 31 dec 2004 12 månader
Kassaflöde från den löpande verksamheten				
Rörelseresultat		-30 976	-14 998	-5 810
Finansiella intäkter och liknande resultatposter	8	2 204	774	764
Finansiella kostnader och liknande resultatposter	9	-1 030	-144	-16
Justering för nedskrivning av olje- och gastillgångar	4	22 519	8 412	435
Justering för avskrivningar	10	125	640	50
Kassaflöde använt i den löpande verksamheten före förändringar i rörelsekapital		-7 157	-5 315	-4 577
Minskning av fordringar		-14 825	-1 228	-886
Ökning av skulder		21 294	99	1 762
Kassaflöde använt i den löpande verksamheten		-689	-6 444	-3 701
Investeringsverksamheten				
Investeringar i olje- och gastillgångar	4	-26 408	-6 420	-12 538
Investeringar i övriga materiella anläggningstillgångar	10	-75	-72	-158
Förskotts betalning av olje- och gastillgångar		-8 723		
Kassaflöde använt i investeringsverksamheten		-35 206	-6 491	-12 696
Finansieringsverksamheten				
Nyemission efter avdrag för emissionskostnader		52 879	-	68 263
Kassaflöde från finansieringsverksamheten		52 879	-	68 263
Årets kassaflöde		16 983	-12 936	-51 866
Likvida medel vid årets början *		41 102	54 037	2 171
Likvida medel vid årets slut *		58 085	41 102	54 037

* Presenterat som kassa och bank och övriga kortfristiga placeringar i balansräkningen.

Moderbolagets resultaträkning

TSEK	Not	1 jan 2006– 31 dec 2006 12 månader	1 jan 2005– 31 dec 2005 12 månader	1 jan 2004– 31 dec 2004 12 månader
Försäljning av olja och gas		–	–	–
Avskrivning av olje- och gastillgångar	4	–	–	–
Nedskrivning av olje- och gastillgångar	4	–	–	–
Övriga intäkter	5–7	3 253	2 812	1 472
Administrationskostnader		-7 742	-6 598	-5 375
Rörelseresultat		-4 488	-3 786	-3 903
Finansiella intäkter och liknande resultatposter	8	3 503	1 226	948
Finansiella kostnader och liknande resultatposter	9	-646	-139	-16
Nedskrivning av aktier i koncernföretag	13	-26 546	-9 692	–
Summa resultat från finansiella investeringar		-23 689	-8 605	933
Resultat före skatt		-28 178	-12 391	-2 970
Inkomstskatt		–	–	–
Årets resultat		-28 178	-12 391	-2 970
Antalet utestående aktier		5 741 760	4 384 800	4 384 800
Antalet utestående aktier (efter utspädning)	11	5 741 760	4 384 800	4 384 800
Vägt genomsnittligt antal aktier		5 109 599	4 384 800	3 705 094

Moderbolagets balansräkning

TSEK	Not	31 dec 2006	31 dec 2005	31 dec 2004
TILLGÅNGAR				
Materiella anläggningstillgångar				
Olje- och gastillgångar	4	–	–	–
Inventarier	10	145	195	158
Summa materiella anläggningstillgångar		145	195	158
Finansiella anläggningstillgångar				
Aktier i dotterbolag	13	25 831	1 203	1 203
Fordringar hos koncernföretag		44 441	16 794	10 993
Summa finansiella anläggningstillgångar		70 272	17 998	12 196
Omsättningstillgångar				
Övriga fordringar		522	28	427
Förutbetalda kostnader		85	156	139
Fordringar från koncernföretag		–	–	3 890
Övriga kortfristiga placeringar		973	40 445	53 525
Kassa och bank		49 234	160	13
Summa omsättningstillgångar		50 814	40 789	57 993
SUMMA TILLGÅNGAR		121 232	58 981	70 346
EGET KAPITAL OCH SKULDER				
Eget kapital				
Aktiekapital	11	2 871	2 192	2 192
Reservfond		71 071	71 071	71 071
Överkursfond		72 000	–	–
Balanserad förlust		-16 820	-4 428	-1 458
Årets resultat		-28 178	-12 391	-2 970
Summa eget kapital		100 945	56 444	68 835
Ej räntebärande kortfristiga skulder				
Leverantörsskulder		19 164	2 055	751
Övriga kortfristiga skulder		641	312	95
Upplupna kostnader	12	482	170	665
Summa ej räntebärande kortfristiga skulder		20 287	2 538	1 511
SUMMA EGET KAPITAL OCH SKULDER		121 232	58 982	70 346
Ställda säkerheter	14	–	780	–
Ansvarsförbindelser	15	4 696	–	–

Moderbolaget förändringar i eget kapital

TSEK	Bundet eget kapital			Fritt eget kapital	
	Aktie-kapital	Reserv-fond*	Överkurs-fond	Balanserad förlust	Årets resultat
Ingående balans 1 januari, 2004	750	4 250	-	-567	-891
Överföring av föregående års resultat	-	-	-	-891	891
Årets resultat	-	-	-	-	-2 970
	750	4 250	-	-1 458	-2 970
Nyemission	1 442	73 562	-	-	-
Emissionskostnader	-	-6 741	-	-	-
Utgående balans 31 december, 2004	2 192	71 071	-	-1 458	-2 970
Ingående balans 1 januari, 2005	2 192	71 071	-	-1 458	-2 970
Överföring av föregående års resultat	-	-	-	-2 970	2 970
Årets resultat	-	-	-	-	-12 391
Utgående balans 31 december, 2005	2 192	71 071	-	-4 428	-12 391
Ingående balans 1 januari, 2006	2 192	71 071	-	-4 428	-12 391
Överföring av föregående års resultat	-	-	-	-12 391	12 391
Årets resultat	-	-	-	-	-28 178
	2 192	71 071	-	-16 820	-28 178
Apportemission	200	-	19 600	-	-
Företrädesemission	438	-	52 179	-	-
Emissionskostnader	-	-	-4 539	-	-
Riktad emission	40	-	4 760	-	-
Utgående balans 31 december, 2006	2 871	71 071	72 000	-16 820	-28 178

* Överkursfond har per den 1 december 2005 omklassificerats till Reservfond i enlighet med aktiebolagslagen.

Moderbolagets kassaflödesanalys

TSEK	Not	1 jan 2006– 31 dec 2006 12 månader	1 jan 2005– 31 dec 2005 12 månader	1 jan 2004– 31 dec 2004 12 månader
Kassaflöde från den löpande verksamheten				
Rörelseresultat		-4 488	-3 786	-3 903
Finansiella intäkter och liknande resultatposter	8	3 503	1 226	948
Finansiella kostnader och liknande resultatposter	9	-646	-139	-16
Justering för avskrivningar	10	125	35	50
Kassaflöde använt i den löpande verksamheten före förändringar i rörelsekapital		-1 506	-2 664	-2 920
Minskning av fordringar		-423	4 271	-3 240
Ökning av skulder		17 749	1 026	914
Kassaflöde från/använt i den löpande verksamheten		15 820	-2 633	-5 246
Investeringsverksamheten				
Investeringar i långfristiga fordringar		-54 637	-15 494	-11 493
Förvärv av dotterbolag efter avdrag för förvärvade likvida medel		4 384	-	-
Investeringar i övriga materiella anläggningstillgångar	10	-75	-72	-158
Kassaflöde använt i investeringsverksamheten		-59 096	-15 566	-11 651
Finansieringsverksamheten				
Nyemission efter avdrag för emissionskostnader		52 879	-	68 263
Kassaflöde från finansieringsverksamheten		52 879	-	68 263
Årets kassaflöde		9 602	-12 933	51 366
Likvida medel vid årets början *		40 605	53 537	2 171
Likvida medel vid årets slut *		50 207	40 604	53 537

* Presenterat som kassa och bank 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. Koncernen bedriver prospekteringsverksamhet i Danmark, Frankrike, Oman, Spanien, Turkiet och Marocko. Under året förvärvade koncernen 100 procent av aktiekapitalet av GotOil Resources (Oman) Ltd., numera namnändrat till Tethys Oil Oman Ltd. Tethys Oil Oman Ltd. innehar 40 procent av ett prospekterings- och produktionsdelningsavtal avseende Block 15 i Oman.

Bolaget är ett aktiebolag registrerat och med säte i Stockholm, Sverige. Bolaget är noterat på First North (tidigare Nya Marknaden) i Stockholm.

Denna koncernredovisning har av styrelsen den 30 april 2007 godkänts för offentliggörande.

Redovisningsprinciper

De viktigaste redovisningsprinciperna som tillämpats när denna koncernredovisning upprättats anges nedan. Samma redovisningsprinciper användes för årsredovisningen 2005 och har tillämpats konsekvent för alla presenterade år, om inte annat anges.

Koncernens årsredovisning har upprättats i enlighet med Årsredovisningslagen, RR 30 "Kompletterande redovisningsregler för koncernen och International Financial Reporting Standards (IFRS) sådana de antagits av EU. Moderbolaget har upprättat sin årsredovisning i enlighet med Årsredovisningslagen och Redovisningsrådets rekommendation RR 32 Redovisning för juridisk person. Reglerna i RR 32 innebär att moderbolaget följer godkända IFRS-regler och uttalanden så långt detta är möjligt inom ramen för Årsredovisningslagen och med hänsyn tagen till sambandet mellan redovisning och beskattning. Rekommendationen anger vilka undantag och tillägg som skall göras från IFRS. Moderbolagets redovisningsprinciper motsvarar de för koncernen. 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 1.

Standarder, ändringar och tolkningar som gäller 2006 men som inte är relevanta för koncernen

Följande standarder, ändringar och tolkningar är obligatoriska för räkenskapsår som börjar den 1 januari 2006 eller senare är inte relevanta för koncernen.

- IAS 19 (ändring), ersättningar till anställda
- IAS 21 (ändring), nettoinvestering i självständig utlandsverksamhet
- IAS 39 (ändring), säkringsredovisning för kassaflödessäkringar av prognostiserade transaktioner mellan koncernföretag,
- IAS 39 (ändring), alternativet verkligt värde,
- IAS 39 och IFRS 4 (ändring), finansiella garantivtal,
- IFRS 1 (ändring), Första gången International Financial Reporting Standards tillämpas och IFRS 6 (ändring), prospektering efter samt utvärdering av mineraltillgångar,
- IFRS 6, prospektering efter samt utvärdering av mineraltillgångar,
- IFRIC 4, Fastställande huruvida ett avtal innehåller ett leasingavtal, samt
- IFRIC 5, Rättigheter till intressen i fonder för nedläggning, återställande och miljöåterställande åtgärder.
- IFRIC 6, Förpliktelser som uppstår genom deltagande på viss marknad – avfall som utgörs av eller innehåller elektriska eller elektroniska produkter,

Tolkningar av befintliga standarder som ännu inte har trätt i kraft och som inte har tillämpats i förtid av koncernen

Följande tolkningar av befintliga standarder har publicerats och är obligatoriska för koncernens redovisning för räkenskapsår som börjar den 1 maj 2006 eller senare men har inte tillämpats i förtid av koncernen.

- IFRS 7, Finansiella instrument: Upplysningar, och den kompletterande ändringen av IAS 1, Utformning av finansiella rapporter – Upplysningar om kapital. IFRS 7 inför nya upplysningar avseende finansiella instrument. Standarden har ingen inverkan på klassificering och värdering av koncernens finansiella instrument.
- IFRIC 8, Tillämpningsområdet för IFRS 2 (gäller för räkenskapsår som börjar den 1 maj 2006 eller senare). IFRIC 8 kräver att transaktioner som berör utfärdande av egetkapitalinstrument – där det vederlag som erhålls understiger verkligt värde – ska prövas för att fastställa om de faller inom ramen för IFRS 2. Koncernen kommer att tillämpa IFRIC 8 från och med den 1 januari 2007 men detta förväntas inte ha någon inverkan på koncernens räkenskaper, samt
- IFRIC 7, Tillämpning av inflationsjusteringsmetoden enligt IAS 29 Redovisning i höginflationsländer (gäller fr.o.m. den 1 mars 2006). IFRIC 7 ger vägledning om hur kraven IAS 29 ska tillämpas under en räkenskapsperiod då ett företag identifierar att landet vars valuta en koncernenhet använder som funktionell valuta har drabbats av hög-inflation, om landet inte hade höginflation under perioden före. Eftersom inget av koncernföretagen

har en höginflationsvaluta, är IFRIC 7 inte aktuell för koncernen, samt

- IFRIC 9, Omvärdering av inbäddade derivat (gäller för räkenskapsår som börjar den 1 juni 2006 eller senare). IFRIC 9 kräver att företaget ska bedöma huruvida ett inbäddat derivat ska avskiljas från värdkontraktet och redovisas som ett derivat när företaget för första gången ingår kontraktet. Efterföljande omvärdering är förbjuden, utom när en ändring i kontraktsvillkoren väsentligen ändrar kassaflöden som annars skulle uppkomma enligt kontraktet. I det fallet krävs en omvärdering. Eftersom inget av koncernföretagen har ändrat villkoren i sina kontrakt, är IFRIC 9 inte relevant för koncernen.
- IFRIC 10, Delårsrapportering och värdenedgångar (gäller för räkenskapsår som börjar den 1 november 2006 eller senare). IFRIC 10 tillåter inte att de nedskrivningar som redovisas under en delårsperiod för goodwill, placeringar i egetkapitalinstrument och placeringar i finansiella tillgångar som redovisas till anskaffningsvärde återförs per en efterföljande balansdag. Koncernen kommer att tillämpa IFRIC 10 från och med den 1 januari 2007 men detta förväntas inte ha någon inverkan på koncernens räkenskaper.

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 dotterbolagets egna kapital som tillkommit efter förvärven. Under året förvärvade bolag inkluderas i koncernredovisningen med belopp avseende tiden efter förvärvet. Identifierade förvärvade tillgångar och övertagna skulder och eventuförpliktelse i ett rörelseförvärv värderas inledningsvis till verkliga värden på förvärvsdagen. Det överskott som utgörs av skillnaden mellan anskaffningsvärdet och det verkliga värdet på identifierbara förvärvade tillgångar, skulder och eventualförpliktelser redovisas som goodwill.

Samtliga koncerninterna vinster, transaktioner och mellanhavanden elimineras i koncernredovisningen.

Utländska valutor

Valutakursvinster och -förluster som uppkommer vid betalning av utländska 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.

Vid valutasäkring av framtida budgeterade flöden omvärderas inte säkringsinstrumenten vid förändrade valutakurser. Hela effekten av förändringar i valutakurserna redovisas i resultaträkningen när säkringsinstrumenten förfaller till betalning.

Valutakursvinster eller -förluster som uppstår vid omräkning av monetära tillgångar och skulder i utländsk valuta vid rapportperiodens valutakurs presenteras i resultaträkningen.

Segmentsinformation

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.

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 per 2006 om totalt TSEK 44 998 har ej redovisats, då bolaget ännu är i en prospekteringsfas varvid det är osäkert om och när sådana underskottsavdrag kan utnyttjas. Underskottsavdrag per den 31 december 2005 uppgick till TSEK 16 820 och per 31 december 2004 till TSEK 4 428.

Materiella anläggningstillgångar

Materiella anläggningstillgångar redovisas till historisk kostnad minskat med avskrivningar. Förbättringsutgifter läggs till tillgångens redovisade värde. Alla andra reparationer och underhåll redovisas som kostnader i resultaträkningen under den period de uppkommer.

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.

Värderingsprinciper

Tillgångar och skulder, inklusive övriga fordringar och kortfristiga placeringar, redovisas inledningsvis till verkligt värde och därefter till upplupet anskaffningsvärde med tillämpning av effektivräntemetoden. Tillgångar minskas också med eventuell reservering för värdeminskning.

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

Olje- och gasverksamhet

a) Redovisning av kostnader för prospektering, utvärdering och utbyggnad

I olje- och gasverksamheten redovisas alla kostnader för anskaffning av licenser och intressen 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, 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 royaltyandel 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 av koncernen som medlicensinnehavare i Joint Ventures med andra parter. Redovisningen omfattar de andelar av respektive produktion, investeringskostnader, rörelsekostnader, omsättningstillgångar och kortfristiga skulder som är hänförliga till bolaget.

e) Nedskrivningsprövning

Nedskrivningsprövning utförs löpande för att fastställa att netto bokfört värde av kapitaliserade kostnader för varje fältbaserat kostnadsställe med avdrag för avsättningar för återställningskostnader, royalties och upplupna produktions- och inkomstrelaterade skatter täcks av förväntade framtida nettointäkter från olje- och gasreserver hörande till koncernens andel i fältet. Reservering görs vid varje nedskrivningsprövning, när netto bokfört värde, enligt ovan, varaktigt överstiger beräknat framtida diskonterat nettokassaflöde med användande av de priser och kostnadsnivåer som används av koncernen 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 koncernen är skyldig att bidra till återställningskostnader 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 koncernen 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 koncernen 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.

i) Royalties

Den lokala skattelagstiftningen bestämmer om royalties skall betalas kontant eller i natura. Royalties som betalas kontant blir periodiserad varefter en skuld uppkommer. Royalties som tas i natura innebär att produktionen under perioden royaltyn härrörs till minskas med motsvarande mängd.

j) Ränta

Ränta på lån för finansiering av förvärv av producerande olje- och gastillgångar kostnadsförs löpande. Ränta på lån för finansiering av fält under utbyggnad kapitaliseras och läggs till tillgångens bokförda värde till dess produktion påbörjas.

Not 1, Risk management

Koncernens verksamhet är utsatt för ett antal risker och osäkerheter som löpande övervakas och analyseras. Nedan presenteras koncernens huvudsakliga risker och osäkerheter så som de identifierats av styrelsen och hur koncernen hanterar dessa risker.

Teknisk och geologisk risk

Tethys Oil har fram till den 31 december 2006 inte rapporterat någon försäljning av olja eller naturgas. Koncernen prospekterar efter olja och naturgas och den huvudsakliga risken är att de intressen koncernen har i olje- och gastillgångar inte kommer att utvecklas till kommersiella fyndigheter. Det finns inga metoder som med säkerhet kan fastställa exakt hur mycket olja eller naturgas som finns i ett geologiskt lager några kilometer under jordskorpan. Sannolikheten att kommersiella fyndigheter inte kommer att finnas är alltid störst före och under prospekteringsborrningen. Även om olja och naturgas påträffas under en prospekteringsborrning föreligger osäkerhet kring hur och när dessa reserver kan extraheras. Koncernen har för närvarande intressen i 14 licenser som alla är behäftade med olika risk. Bland de licenser med högre risk finns licenser där förekomsten av olja och naturgas aldrig påträffats och bland de licenser med lägre risk har förekomsten av olje- och naturgasreserver bevisats och risken istället rör om dessa reserver kommersiellt kan produceras. Urvalsprocessen av nya licenser sker efter en noga och detaljerad process av Tethys Oil. Betydande risker kvarstår emellertid och Tethys Oils huvudsakliga hantering av dessa risker sker genom diversifiering av tillgångar, riskdelning med industriella partners och genom att attrahera och använda sig av högt kvalificerad teknisk och geologisk personal, såväl internt som externt.

Oljepriset

Oljepriset spelar en avgörande roll för Tethys Oil eftersom inkomst och lönsamhet kommer att bero på det vid varje tidpunkt gällande priset. Då bolaget för närvarande inte producerar olja eller naturgas är denna effekt begränsad. Avsevärt lägre oljepriser skulle minska förväntad lönsamhet i projekt och kan innebära att projekt bedöms som olönsamma även om fynd påträffas. Lägre oljepriser kan också minska det industriella intresset för Tethys Oils projekt avseende utfarmningar och försäljning av tillgångar. Tethys Oils olje- och gastillgångar har olika känslighet för oljeprisfluktuationer. Återigen är Tethys Oils huvudsakliga hantering av riskerna att diversifiera tillgångsportföljen. Några av bolagets tillgångar är mindre oljepriskänsliga än andra och dessutom är vissa projekt förväntade oljeprosjekt och andra gasprojekt. För närvarande använder Tethys Oil sig inte av finansiella instrument för att säkra oljepriser.

Tillgång på utrustning

En operationell risk är tillgång på utrustning i Tethys Oils projekt. I synnerhet under borrfasen av ett pro-

jekt är koncernen beroende av avancerad utrustning såsom riggar, foderrör, etc. Brist på denna utrustning kan innebära svårigheter för Tethys Oil att fullfölja projekt. På senare år har bristen på riggar inneburit ökade kostnader och försenade projekt.

Politisk risk

Tethys Oil bedriver, självständigt eller genom samarbeten, verksamhet i flera olika länder och är genom det exponerad för politisk risk. Den politiska risken övervakas och inkluderas när nya möjliga projekt utvärderas. En diversifierad tillgångsportfölj är återigen Tethys Oils huvudsakliga förhållningssätt till denna risk. Tethys Oil hanterar också politisk risk genom att betona löpande nära dialog med värdländernas myndigheter och intressegrupper, nationellt såväl som lokalt. Tethys Oil innehar sina olje- och gasintressen genom licenser, direkt eller indirekt, som utfärdas av nationella myndigheter. Vidare är Tethys Oils verksamhet även föremål för lokala tillstånd. Tethys Oil och olje- och gasindustrin är därför föremål för flera former av politisk risk på olika nivåer och industrin är känslig för politiska förändringar.

Valutarisk

Genom att vara verksamt i flera länder är Tethys Oil exponerat mot fluktuationer i ett antal valutor. Av betalda fakturor under 2006 utgjorde 20 procent betalningar i svenska kronor och den huvudsakliga valutan var amerikanska dollar. Eventuella framtida intäkter kommer sannolikt vara denominerade i utländsk valuta, i synnerhet amerikanska dollar. För närvarande utnyttjar Tethys Oil inte finansiella instrument för att säkra valutakurser.

Likviditetsrisk

Bolaget har sedan grundandet varit helt eget kapitalfinansierat och då koncernen inte producerat några vinster har finansiering skett genom nyemissioner. Projekten har till dags dato finansierats antingen av emissionslikvid eller av medel från partners. Det kan inte uteslutas att ytterligare kapital kan komma att behövas för att finansiera Tethys Oils verksamhet och/eller till förvärv av ytterligare licenser. Den huvudsakliga risken är att det kan komma att ske i ett marknads läge som är mindre gynnsamt än idag.

Miljö

Olje- och naturgasprospektering samt produktion av olja och naturgas är föremål för ett omfattande regelverk med hänseende till miljön på såväl internationell som nationell nivå. Miljölagstiftningen reglerar bland annat kontroll av vatten- och luftföroreningar, avfall, tillståndskrav och restriktioner för att bedriva verksamhet i miljö känsliga och kustnära områden. Miljöregleringarna förväntas bli än mer rigorösa i framtiden med följderna att kostnaderna för att uppfylla

dessas med största sannolikhet kommer att öka. Skulle Tethys Oil inte uppfylla gällande miljöregler finns det en risk att bolaget ej kommer att erhålla tillstånd för att bibehålla sina nuvarande eller förvärva nya licenser och intresseandelar och/eller tvingas betala böter eller bli föremål för andra sanktioner, vilket kan ha väsentlig negativ effekt på bolagets finansiella ställning och resultat.

Nyckelpersoner

Tethys Oil är beroende av ett antal nyckelpersoner, varav vissa grundat bolaget och tillika utgör bolagets nuvarande större aktieägare och styrelseledamöter. Personerna är viktiga för en framgångsrik utveckling av Tethys Oils verksamhet. Tethys Oil försöker aktivt hålla en optimal balans mellan beroendet av nyckelpersoner och metoder att bibehålla dessa.

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. De antaganden som löper risk att orsaka avsevärda förändringar av rådande tillgångsvärden under nästkommande räkenskapsår diskuteras nedan.

Nedskrivningsprövning – Koncernen utför löpande nedskrivningsprövningar 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.

Not 3, Segmentinformation

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 under not 4.

Not 4, Olje- och gastillgångar

Land	Bokfört värde	Investeringar	Nedskrivningar	Bokfört värde 31 dec 2005, TSEK	Bokfört värde	Investeringar	Nedskrivningar	Bokfört värde 31 dec 2006, TSEK
	1 jan 2005, TSEK	1 jan–31 dec 2005, TSEK	1 jan–31 dec 2005, TSEK	dec 2005, TSEK	1 jan 2006, TSEK	1 jan–31 dec 2006, TSEK	1 jan–31 dec 2006, TSEK	dec 2006, TSEK
Oman	–	–	–	–	–	26 700 ¹	–	26 679
Danmark	1 707	3 412	–	5 119	5 119	14 553 ²	18 985	687
Marocko	9	544	–	553	553	2 359	–	2 912
Spanien	3 118	33	–	3 152	3 152	214	1 487	1 878
Turkiet	8 897	615	-8 179	727	727	735	192	1 270
Frankrike	–	690	–	690	690	343	–	1 033
Nya områden	270	1 125	-233	1 163	1 163	1 304	1 855	612
Totalt	14 002	6 419	8 412	11 404	11 404	46 208	22 519	35 072

¹ Se vidare not 16. ² Investeringar i Danmark har minskat till följd av utfarmningen till Star Energy under det tredje kvartalet och deras betalning av tidigare nedlagda kostnader.

TSEK	Koncernen			Moderbolaget		
	1 jan 2006–31 dec 2006 12 månader	1 jan 2005–31 dec 2005 12 månader	1 jan 2004–31 dec 2004 12 månader	1 jan 2006–31 dec 2006 12 månader	1 jan 2005–31 dec 2005 12 månader	1 jan 2004–31 dec 2004 12 månader
Olje- och gastillgångar						
Investeringar i olje- och gastillgångar						
1 januari	20 251	14 437	1 899	–	–	–
Investeringar i Danmark	14 553	3 412	1 097	–	–	–
Investeringar i Frankrike	343	690	–	–	–	–
Investeringar i Marocko	2 359	544	–	–	–	–
Investeringar i Oman	26 700	–	–	–	–	–
Investeringar i Spanien	214	33	1 991	–	–	–
Investeringar i Turkiet	735	615	8 779	–	–	–
Övriga investeringar i olje- och gastillgångar	1 304	1 125	671	–	–	–
31 december	66 459	20 856	14 437	–	–	–
Omklassificeringar av tillgångar i Turkiet	–	-605	–	–	–	–
Avskrivningar av olje- och gastillgångar						
Avskrivningar	–	–	–	–	–	–
Nedskrivningar av olje- och gastillgångar						
1 januari	8 847	435	–	–	–	–
Nedskrivningar	22 519	8 412	435	–	–	–
31 december	31 366	8 847	435	–	–	–
Utgående balans	35 072	11 404	14 002	–	–	–

Not 5, Ersättning till revisor

TSEK	Koncernen			Moderbolaget		
	1 jan 2006–31 dec 2006 12 månader	1 jan 2005–31 dec 2005 12 månader	1 jan 2004–31 dec 2004 12 månader	1 jan 2006–31 dec 2006 12 månader	1 jan 2005–31 dec 2005 12 månader	1 jan 2004–31 dec 2004 12 månader
Ersättning till revisor omfattar:						
PricewaterhouseCoopers AB:						
Revisionsarvode	416	385	123	285	385	123
Övrigt	477	–	–	477	–	–
Totalt	893	385	123	762	385	123

Not 6, Administrationskostnader

TSEK	Koncernen			Moderbolaget		
	1 jan 2006– 31 dec 2006 12 månader	1 jan 2005– 31 dec 2005 12 månader	1 jan 2004– 31 dec 2004 12 månader	1 jan 2006– 31 dec 2006 12 månader	1 jan 2005– 31 dec 2005 12 månader	1 jan 2004– 31 dec 2004 12 månader
Administrationskostnader						
Personal	-4 125	-2 847	-2 000	-3 004	-2 847	-2 000
Hyra	-593	-589	-433	-590	-589	-433
Övriga kontorskostnader	-49	-81	-26	-43	-81	-26
Noteringskostnader	-757	-625	-385	-757	-625	-385
Revisionsarvode	-416	-385	-123	-416	-385	-123
Kostnader extern kommunikation	-957	-421	-197	-957	-421	-197
Externa redovisningstjänster	-52	-157	-283	-14	-157	-283
Övriga kostnader	-1 924	-1 469	-1 878	-1 835	-1 458	-1 878
Avskrivningar	-125	-35	-50	-125	-35	-50
Totalt	-9 000	-6 609	-5 375	-7 742	-6 598	-5 375

Not 7, Anställda

Genomsnittligt antal anställda	2006		2005		2004	
	Totalt	Totalt män	Totalt	Totalt män	Totalt	Totalt män
Moderbolaget	4	3	4	3	3	3
Dotterbolag	1	1	–	–	–	–
Totalt	5	4	4	3	3	3

TSEK	2006			2005		2004	
	Löner, andra ersättningar och sociala kostnader	Löner, andra ersättningar	Sociala kostnader	Löner, andra ersättningar	Sociala kostnader	Löner, andra ersättningar	Sociala kostnader
Moderbolaget	2 463	568	568	2 324	551	1 615	395
Dotterbolag	1 121	–	–	–	–	–	–
Totalt	3 584	568	568	2 324	551	1 615	395

Löner och andra ersättningar fördelade mellan styrelse och övriga anställda	2006		2005		2004	
	Styrelse och VD	Övriga anställda	Styrelse och VD	Övriga anställda	Styrelse och VD	Övriga anställda
Moderbolaget	1 704	759	1 694	629	1 260	355
Dotterbolag	1 121	–	–	–	–	–
Totalt	2 825	759	1 694	629	1 260	355

Koncernen har för närvarande 6 heltidsanställda. Till följd av det fåtal anställda presenteras inga uppgifter kring sjukfrånvaro. 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.

Löner och andra ersättningar till operativa styrelseledamöter och ledning	Löner	Bonus	Förmåner	Totalt 2006	Totalt 2005	Totalt 2004
Vincent Hamilton	960	–	–	960	960	720
Magnus Nordin	732	–	12	744	734	540
Övriga	1 138	–	440	1 578	629	355
Totalt	2 830	–	452	3 282	2 324	1 615

Löner och andra ersättningar till styrelseledamöter (i egenskap av styrelseledamöter)	Löner	Ersättning	Totalt 2006	Totalt 2005	Totalt 2004	Närvaro 2006
Vincent Hamilton	-	-	-	-	-	10/10
Magnus Nordin	-	-	-	-	-	10/10
Jonas Lindvall *	-	-	-	-	-	5/5
John Hoey	-	25	-	-	-	10/10
Carl Gustaf Ingelman	-	25	-	-	-	10/10
Håkan Ehrenblad	-	25	-	-	-	10/10
Jan Risberg	-	25	-	-	-	9/10
Totalt	-	100	-	-	-	

* Jonas Lindvall invaldes i styrelsen den 19 maj 2006.

Vid årsstämman den 4 maj 2006 återvaldes Håkan Ehrenblad, Vincent Hamilton, John Hoey, Carl-Gustaf Ingelman, Magnus Nordin och Jan Risberg till styrelsemedlemmar. Inga suppleanter valdes. Vid samma stämma utsågs Vincent Hamilton till Styrelseordförande. Vid extra bolagsstämma den 19 maj 2006 nyvaldes Jonas Lindvall till styrelsemedlem. Lindvall är petroleumingenjör med över 20 års erfarenhet från olje- och gasindustrin. Vidare är han anställd i koncernen och kommer att ansvara för verksamheten i Oman.

Det finns inga avtal om pensioner eller avgångsvederlag för någon av styrelseledamöterna.

Not 8, Finansiella intäkter och liknande resultatposter

TSEK	Koncernen			Moderbolaget		
	1 jan 2006– 31 dec 2006 12 månader	1 jan 2005– 31 dec 2005 12 månader	1 jan 2004– 31 dec 2004 12 månader	1 jan 2006– 31 dec 2006 12 månader	1 jan 2005– 31 dec 2005 12 månader	1 jan 2004– 31 dec 2004 12 månader
Ränteinkomster	296	0	0	1 619	473	185
Valutakursvinster	946	145	83	922	125	83
Uppskrivningar av kortfristiga placeringar	-	440	622	-	440	622
Resultat vid avyttring av kortfristiga placeringar	962	188	58	962	188	58
Totalt	2 204	774	764	3 503	1 226	948

Not 9, Finansiella kostnader och liknande resultatposter

TSEK	Koncernen			Moderbolaget		
	1 jan 2006– 31 dec 2006 12 månader	1 jan 2005– 31 dec 2005 12 månader	1 jan 2004– 31 dec 2004 12 månader	1 jan 2006– 31 dec 2006 12 månader	1 jan 2005– 31 dec 2005 12 månader	1 jan 2004– 31 dec 2004 12 månader
Räntekostnader	-3	-3	-1	-2	-3	-1
Nedskrivningar av kortfristiga placeringar	-584	-	-	-584	-	-
Valutakursförluster	-443	-136	-15	-60	-136	-15
Övrigt	-	-5	-	-	-	-
Totalt	-1 030	-144	-16	-646	-139	-16

Not 10, Inventarier

TSEK	Koncernen			Moderbolaget		
	1 jan 2006– 31 dec 2006 12 månader	1 jan 2005– 31 dec 2005 12 månader	1 jan 2004– 31 dec 2004 12 månader	1 jan 2006– 31 dec 2006 12 månader	1 jan 2005– 31 dec 2005 12 månader	1 jan 2004– 31 dec 2004 12 månader
Inventarier						
Tillgångar						
1 januari	287	216	58	287	216	58
Inköp	76	72	158	76	72	158
31 december	363	287	216	363	287	216
Avskrivningar						
1 januari	-93	-58	-8	-93	-58	-8
Årets avskrivningar	-125	-35	-50	-125	-35	-50
31 december	-218	-93	-58	-218	-93	-58
Utgående balans	145	195	158	145	195	158

Not 11, Eget kapital

Det totala antalet aktier i Tethys Oil uppgår till 5 741 760 (4 384 800), med ett kvotvärde om SEK 0,50 (SEK 0,50). Antalet aktier inkluderar 400 000 aktier från apportioneringen som gjordes i samband med förvärvet av Tethys Oman som registrerades den 5 juni 2006. Vidare ingår 876 960 aktier från företrädesemissionen som registrerades den 10 juli 2006. För beräkningen av det vägda genomsnittliga antalet aktier ingår de från utgivningsdatumet den 28 juni 2006. En riktad emission till Maha Resources om 80 000 aktier är inkluderade i antalet aktier. För beräkningen av vägt genomsnittligt antal aktier är de inkluderade från den 7 augusti 2006.

I företrädesemissionen beskriven ovan emitterade Tethys Oil en teckningsoption för varje emitterad aktie, motsvarande 876 960 teckningsoptioner. Dessa teckningsoptioner noterades för handel på First North den 17 juli 2006. Teckningsoptionerna kunde utnyttjas vid två i förväg fastställda perioder. Den första perioden var mellan den 1 december 2006 och den 31 januari 2007 och har en teckningskurs om SEK 72. Den andra perioden är mellan den 1 september 2007 och den 30 september 2007 och har en teckningskurs om SEK 78. Eftersom aktiekursen vid utgången av denna rapportperiod var lägre än teckningskursen ingår teckningsoptionerna inte i antalet aktier efter utspädning.

Tethys Oil har inget incitamentsprogram.

Not 12, Upplupna kostnader

TSEK	Koncernen			Moderbolaget		
	1 jan 2006– 31 dec 2006 12 månader	1 jan 2005– 31 dec 2005 12 månader	1 jan 2004– 31 dec 2004 12 månader	1 jan 2006– 31 dec 2006 12 månader	1 jan 2005– 31 dec 2005 12 månader	1 jan 2004– 31 dec 2004 12 månader
Upplupna kostnader						
Upplupna kostnader – prospektering	–	116	848	–	–	–
Övrigt	684	170	665	482	170	665
Totalt	684	286	1 513	482	170	665

Not 13, Aktier i dotterbolag

TSEK	Moderbolaget	Moderbolaget	Moderbolaget
Aktier i dotterbolag	31 december 2006	31 december 2005	31 december 2004
1 januari	1 203	1 203	703
Förvärv	25 331	–	500
Lämnat aktieägartillskott	25 843	9 692	–
Nedskrivning i dotterbolag	-26 546	-9 692	–
31 december	2 831	1 203	1 203

Bolag	Org. nummer	Säte	Antal aktier	Procent	Kvotvärde	Moderbolag	Moderbolag	Moderbolag
						Bokfört värde 31 december 2006, TSEK	Bokfört värde 31 december 2005, TSEK	Bokfört värde 31 december 2004, TSEK
Tethys Oil Denmark AB	556658-1467	Sverige	1 000	100%	SEK 100	100	100	100
Tethys Oil Spain AB	556658-1442	Sverige	1 000	100%	SEK 100	100	100	100
Tethys Oil Turkey AB	556658-1913	Sverige	1 000	100%	SEK 100	100	100	100
Tethys Oil Exploration AB	556658-1483	Sverige	1 000	100%	SEK 100	100	100	100
Tethys Oil France AB	556658-1491	Sverige	1 000	100%	SEK 100	100	100	100
Tethys Oil Oman Ltd.	95212	Gibraltar	100	100%	GBP 1	25 331	-	-
Windsor Petroleum (Spain) Inc.	549 282	Brittiska Jungfruöarna	1	100%	USD 1	-	703	703
Totalt						25 831	1 203	1 203

Not 14, Ställda säkerheter

Det finns inga ställda säkerheter per den 31 december 2006. Per den 31 december 2005 uppgick ställda säkerheter i moderbolaget till TSEK 780 och per den 31 december 2004 fanns inga ställda säkerheter.

Not 15, Ansvarsförbindelser

Ansvarsförbindelser uppgick per den 31 december 2006 till TSEK 18 193. I Danmark uppgår koncernens ansvarsförbindelser till TSEK 1 210 avseende kvarvarande arbetsåtaganden på den danska borrhavsplatsen enligt avtal med markägaren, i Frankrike uppgår moderbolagets finansiella arbetsåtagande till TSEK 4 696 och i Oman uppgår koncernens finansiella arbetsåtagande till TSEK 12 200. Per 31 december 2005 och 31 december 2004 uppgick ansvarsförbindelserna till TSEK 14 527.

Not 16, Förvärv

Tethys Oil förvärvade den 24 maj 2006 100 procent av aktiekapitalet av Tethys Oman från Maha Resources Ltd. Tethys Oman, med säte i Gibraltar, innehar 40 procent av ett prospekterings- och produktionsdelningsavtal avseende Block 15 i Oman. Som betalning för förvärvet har Tethys Oil erlagt USD 600 000 (SEK 4 383 900) kontant och utgivit 400 000 nyemitterade aktier i Tethys Oil. Värdet av aktierna baseras på ett marknadspris om SEK 49,50 för Tethys Oil-aktien vid förvärvstillfället den 24 maj 2006, från vilket datum Tethys Oman är konsoliderat. Det totala värdet av köpeskillingen uppgår därför till SEK 24 183 900. Nyemissionen registrerades den 5 juni 2006.

Tethys Oman bidrog med intäkter om TSEK 1 146 och ett nettoresultat om TSEK -354 till koncernen från tidpunkten från förvärvet till den 31 december 2006. Om förvärvet hade skett per den 1 januari

2006 skulle koncernens intäkter och nettoresultat för tolv månadersperioden som avslutades den 31 december 2006 varit TSEK 2 330 respektive TSEK -318. Omsättningen i Tethys Oman är hänförlig till fakturering av tjänster till joint venture-gruppen avseende Block 15 i Oman.

Poster	TSEK
Total köpeskillning	24 184
Kostnader relaterade till förvärvet	1 147
Verkligt värde för förvärvade nettotillgångar (se nedan)	-399
Övervärde allokerat till olje- och gastillgångar	24 933

Övervärdet mellan köpeskillingen och värdet på GotOil Resources (Oman) nettotillgångar har i sin helhet allokerats till olje- och gastillgångar i koncernbalansräkningen och är hänförligt koncernens intresse i Block 15 i Oman.

TSEK	Verkligt värde	Förvärvat bokfört värde
Kapitaliserade kostnader	461	461
Fordringar	17	17
Övriga kortfristiga skulder	-54	-54
Upplupna kostnader	-25	-25
Förvärvade nettotillgångar	399	399

Not 17, Närstående-transaktioner

I samband med företrädesemissionen under andra och tredje kvartalet 2006 utbetalades TSEK 819 till företrädesemissionens garantier. Garanterna bestod av Håkan Ehrenblad, Vincent Hamilton, John Hoey, Carl-Gustaf Ingelman, Jan Risberg, Magnus Nordin och Lorito Holdings Limited.

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 2006. (Bolagets årsredovisning ingår i den tryckta versionen av detta dokument på sidorna 44–65) 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 revisionssed 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 verkställande 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 redovisningssed 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 april 2007

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

bbf	Fat (barrel). Ett fat = 159 liter
bbfs	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 ³
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.



Huvudkontor

Blasieholmsgatan 2A
SE-111 48 Stockholm
Sverige
Tfn +46 8 679 4990
Fax +46 8 678 8901
E-mail: 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

www.tethysoil.com