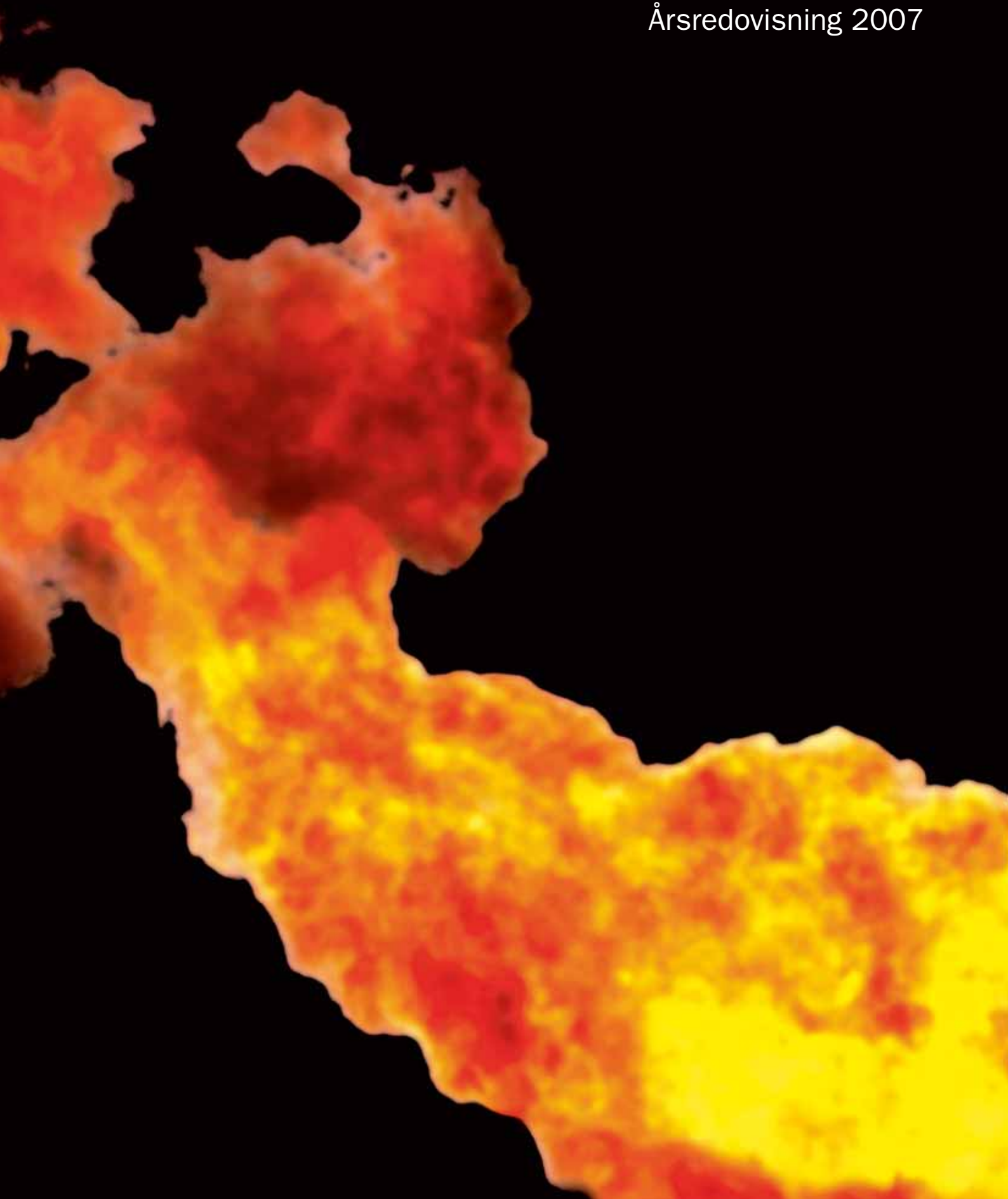




TETHYS OIL

Årsredovisning 2007



Innehåll

ÅRSSTÄMMA	2
FINANSIELL INFORMATION	2
TETHYS OIL I KORTHET	3
2007 I KORTHET	3
BREV TILL AKTIEÄGARNA	4
OLJE- OCH NATURGASPROSPEKTERING	6
OLJE- OCH NATURGASMARKNADEN	8
TETHYS OIL	11
Historik	12
Oman	14
Frankrike	19
Spanien	23
Marocko	26
Turkiet	29
Sverige	32
SAMHÅLLSANSVAR	34
STYRELSE, LEDNING OCH REVISORER	36
AKTIEINFORMATION	38
NYCKELTAL	40
FÖRVALTNINGSBERÄTTELSE	42
NOTER	55
REVISIONSBERÄTTELSE	66
DEFINITIONER OCH FÖRKORTNINGAR	67
ADRESSER	68

Information om årsstämma

Årsstämma i Tethys Oil planeras att hållas torsdagen den 8 maj i Stockholm. Kallelse till bolagsstämma kommer att ske genom annonsering i Post- och Inrikes Tidningar och i Svenska Dagbladet. Tethys Oil kommer även att skicka ut ett pressmeddelande med inbjudan till årsstämman. Information kommer också att finnas på www.tethysoil.com.

För att få delta i bolagsstämma skall aktieägare dels vara upptagen i utskrift av hela aktieboken avseende förhållandena fem vardagar före stämman, dels anmäla sig till bolaget senast den dag som anges i kallelsen till stämman.

För att delta och rösta som ombud på årsstämman, måste en fullmakt presenteras för bolaget.

Finansiell information

Bolaget planerar följande rapporter:

3-månadersrapport (januari–mars 2008) den 8 maj 2008

Årsstämma 2008, 8 maj 2008

6-månadersrapport (januari–juni 2008) publiceras 21 augusti, 2008

9-månadersrapport (januari–september 2008) publiceras 13 november, 2008

Bokslutskommuniké 2008 (januari–december 2008) den 16 februari 2009

Tethys Oil i korthet

Tethys Oil är ett svenskt energibolag med inriktning på identifiering och utbyggnad av samt produktion från olje- och naturgastillgångar i Mellanöstern, Nordafrika och Europa. Tethys strategi är att investera i projekt i områden med kända olje- och naturgasförekomster men som inte utvärderats fullt ut med modern teknik. På så vis kan hög avkastning nås med begränsad risk.

Tethys har licensrättigheter i Oman, Marocko, Frankrike, Spanien, Turkiet och Sverige. Aktierna är noterade på First North (TETY) i Stockholm. Remium AB är Certified Adviser.

2007 i korthet

Höjdpunkter

- Återinträdesborrningen Jebel Aswad genomförd – flödade 2 626 fat oljeekvivalenter per dag vid test
- Frankrike – Tethys deltog i prospekteringsborrningen Pierre Maubeuge 2 – möjligt kommersiellt gasfynd som skall testas 2008
- Spanien – Tethys deltog i borrningen av Hontomin 4 – ingen olja påträffades
- Förvärv av 50 procents andel i Block 3 och 4 onshore Oman
- Beviljades undersökningstillstånd för norra Gotland
- Emission föreslagen, som skall riktas till investerare i framför allt Asien och Mellanöstern och åtföljas av sekundärnotering i Dubai



Brev till aktieägarna

Vänner och investerare,

Var skall vi inleda redogörelsen för Tethys Oils verksamhet under 2007?

Kanske i Frankrike med det naturgasfält som indikerades när vi borrade Pierre Maubeuge 2 på landsbygden i Lorraine i oktober?

Eller kanske i Marocko och hur vi genom utfarmning av Bouananelicensen erhållit en gratis option på ett potentiellt naturgasfynd – en struktur av gigantisk omfattning i den marockanska stenöknen?

Eller varför inte helt enkelt börja med våra planer på att återuppväcka Sveriges enda oljeregion – Gotland? Eftersom vi är ett svenskt bolag är väl det en passande inledning?

Eller ska inledningen handla om hur vi efter förvärvet av 50 procents andel i Block 3 och 4 blev den ytmäsigt näst största licensinnehavaren onshore Oman?

Det är inte lätt att välja, men av förra årets händelser inträffade dock den mest betydelsefulla på midsommaraftonskvällen, en händelse som bäst kan sammanfattas i tre ord och fyra siffror:

OMAN

JEBEL ASWAD

2 626

Jebel Aswads kalksten från krita-tiden indränkt i (lätt) olja och naturgas blir i dessa dramatiska flammor levandegjord och flödet om 2 662 fat oljeekvivalenter per dag blir den slutgiltiga bekräftelsen på att ett komplicerat projekt belönats med framgång. Lika tydligt som i en Hollywoodfilm lyste kolväteströmmen från jordens inre upp natthimlen och förkunnade för världen att Tethys är på väg in i produktionsåldern.

Åtta månader senare har vi bildat oss en bestämd uppfattning om hur vi skall gå vidare. Tethys egna preliminära beräkningar uppskattar reserverna till omkring 50 miljarder kubikfot naturgas och 2,6 miljoner fat kondensat och produktionen beräknas kunna inledas i juli 2009. Än så länge har bara ett av tre kolväteförande lager utförligt testats, och de preliminära reservsiffrorna ovan bygger därför bara på det enda testade lagret. Allt eftersom projektet mognar ger detta en stor potential både vad gäller reserver och produktion.

Men som framgångssaga ligger den om Block 3 och 4 inte långt efter Block 15. Kunnande kombinerat med en rad lyckliga omständigheter har gett oss ett helt smörgåsbord fyllt med utvärderingsprojekt och spekteringsmöjligheter med låg risk. För att nämna en: Oljefyndet Farah South är en väldefinierad struktur som avgränsats genom tre borrhningar, vilka alla producerade olja. Flödestalen har dock varit ganska begränsade. Vi vill därför borra Farah South igen, fast nu med den horisontella teknik som var så framgångsrik på Jebel Aswad.

På Jebel Aswad fick vi en borrhning som producerat 40 fat att helt plötsligt producera 2 626 fat oljeekvivalenter per dag. Om vi kan få Farah South att producera 600 fat olja per dag tror vi att vi i ett slag kan fördubbla Tethys reserver av flytande kolväten.

Andra stora möjligheter på Block 3 och 4 är tungoljorna i Saiwan samt djupt liggande gas.

Således har vi mycket att berätta. Vi välkomnar er därför att fortsätta läsa om våra projekt längre fram i årsredovisningen. Och missa inte redogörelsen för vår syn på oljepriset.



Så följ med oss på resan. Äventyret fortsätter och ännu har vi bara nått till avslutningen på inledningen för Tethys.

Stockholm i mars 2008

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 borrningar. 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".

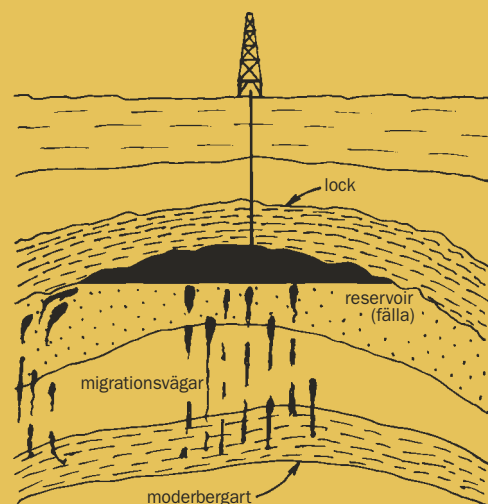
Det oljebolag som har det operativa ansvaret kallas för operatör och kan antingen själv utföra arbetena eller svara för att tjänsterna upphandlas och läggs ut på entreprenad.

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

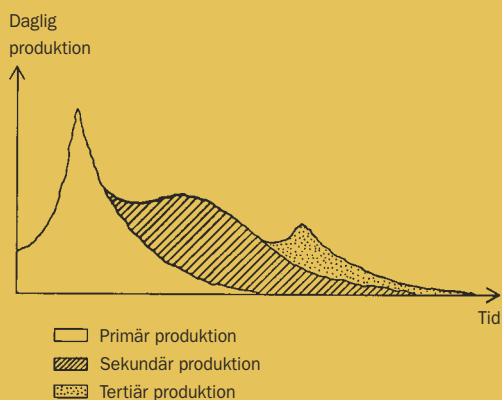
Olja och naturgas återfinns i sedimentära bergarter på upp till tio kilometers djup. Dessa bergarter har skapats genom att partiklar som kommit genom vatten eller genom luft har sedimenterat och cementerats samman. För att lokalisera geologiska strukturer som är gynnsamma för ansamling av olja och naturgas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

Under borrhålets fasen analyseras bergarten och vätskan från borrhålets genom att dessa tas upp till ytan. En kolväteindikering, "show", uppstår när borrhålets kronan penetrerar ett gas- eller oljeförande lager i berggrunden. När borrhålets kaxet 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 kaxet med blotta ögat i vanligt ljus. Ofta ökar också borrhålets hastighet när man borrar in i ett olje- eller gasförande berglager.

Då borrhålets avslutats genomförs en så kallad loggning av borrhålets, vilket innebär att elektriska sensorer släpps ned i hålet varvid mätningar genomförs. När ett borrhålets 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 borrhålets, 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

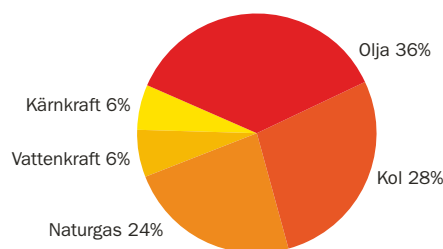
Med reserver avses en fyndighets beräknade volymer av råolja och naturgas som bedöms vara kommersiellt utvinningsbara under rådande ekonomiska omständigheter. Reserverna indelas i två grupper, bevisade och icke bevisade reserver. Icke bevisade reserver indelas i sin tur i sannolika och möjliga reserver. 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, bensin 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

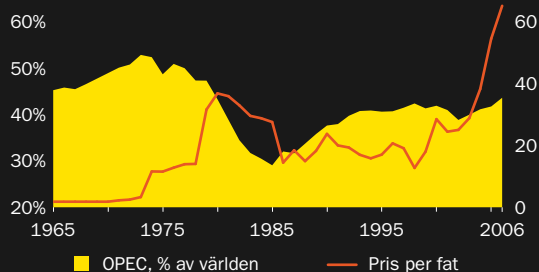
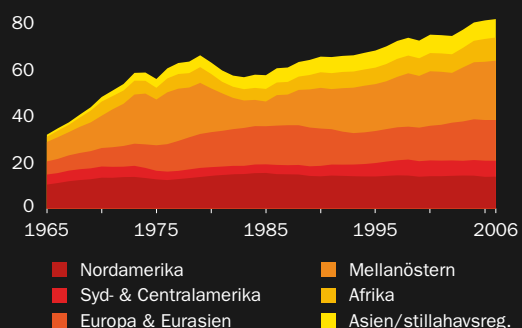
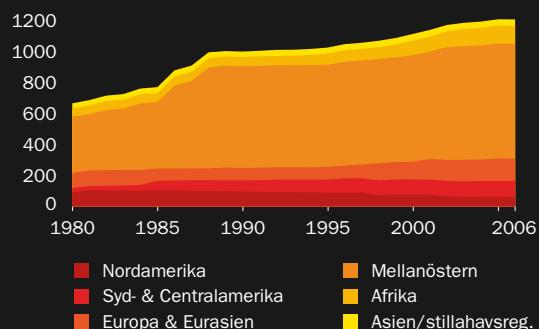
Det finns ett flertal olika källor till energi och de viktigaste är olja, kol och naturgas. Alternativa energikällor såsom vind- och vattenkraft, solenergi och biobränslen bidrar relativt marginellt. Olja och naturgas utgör mer än hälften av alla primära energikällor.

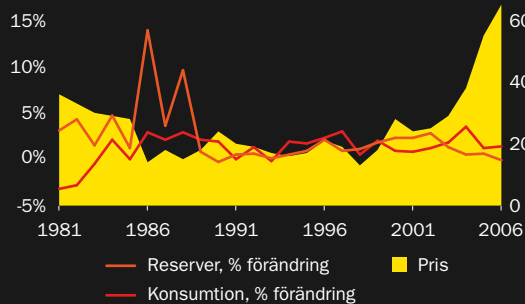
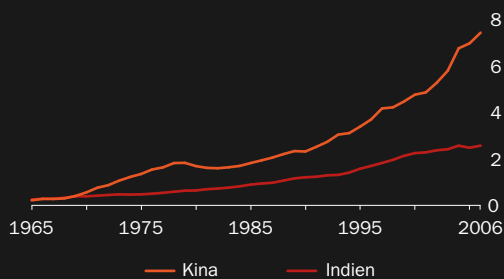
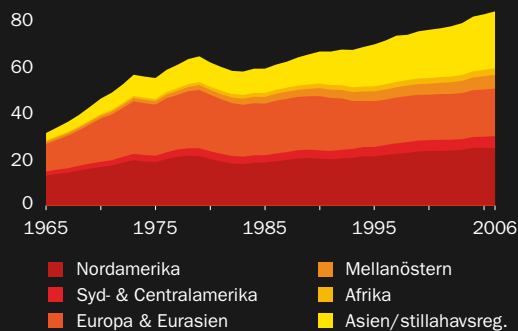


Oljemarknaden

Oljepriset – trender och variabler

Oljeprisanalys är i allt väsentligt inte annorlunda 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 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 asiatiska nedgången. Det är dock värt att notera, att den kinesiska konsumtionen faktiskt aldrig minskade. Endast ökningen av konsumtionen föll. Vidare är det värt att notera, att en mycket liten justering om mindre än 2 procent av utbudet återställde priset inom loppet av ett år.

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

Oljepriset – en blick framåt

När den amerikanska dollarn fallit kraftigt under de senaste månaderna har oljepriset stigit skarpt. Samtidigt som utbudsökning på olja varit blygsam har efterfrågan, trots ekonomisk nedgång i USA, fortsatt varit stark. Den finansiella handeln med olja tycks fortsätta vara intensiv, och till och med öka.

En nedgång inom det som en gång var världens viktigaste energimarknad, har historiskt sett alltid orsakat ett fall i oljepriset. Men världen är kanske stadd i förändring. Nu tycks andra ekonomiska faktorer ha större betydelse för oljepriset, speciellt stigande efterfrågan på olja från snabbväxande marknader.

Det är därför svårt att inom överskådlig framtid tro på ett kraftigt oljeprisfall. Om den amerikanska dollarn stärks kanske vi får se ett oljeprisfall i dollar räknat. Oljepriset kommer troligtvis dock att vara relativt oförändrat mot övriga valutor eftersom det numera framför allt tycks styras av ekonomier som inte baseras i dollar.

Skulle oljepriset utsättas för en väsentlig press nedåt har dessutom OPEC troligtvis tillräcklig andel av marginalutbudet för att kunna stabilisera priset på den nivå de önskar.

Ett prisfall på olja inom två till fyra 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 ledderna emellertid är långa i oljeindustrin, är det inte ovanligt att resultaten av nyinvesteringar låter vänta på sig i fem år eller ännu längre. Frammot 2010–2011 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 ett dramatiskt prisfall ej uteslutas. 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.

Naturgasmarknaden i Europa

Översikt

Naturgas har blivit en allt viktigare energikälla i Väst- och Europa och svarade för 24 procent av den sammanlagda energiförbrukningen år 2006. 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, 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 2006–2007)

Priset på naturgas

Priset på naturgas bestäms delvis av energiinnehållet och anges i USD per tusen kubikfot (USD/mcf) eller i Euro per tusen kubikmeter (€/mcm), där en kubikmeter naturgas motsvarar 35,3 kubikfot. Transport av naturgas är krävande och dyrare än transport av olja, varför naturgas ofta prissätts på den lokala marknaden dit den 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 2005 och juli 2006 betalade industrikonsumenter inom EU i genomsnitt EUR 308 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)

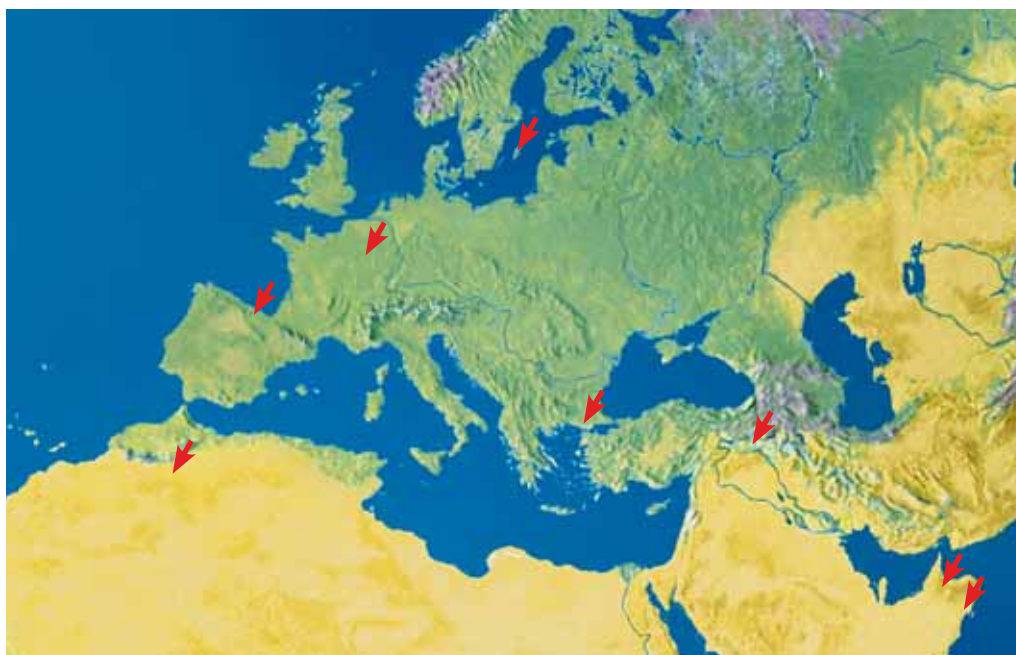
Miljö

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 2006–2007). Genom EU:s lagstiftning har tredje part tillgång till transportnäten och insyn i transporttariffer.

Tethys Oil



Översikt

Tethys Oil är ett svenskt energibolag med inriktning på identifiering och utbyggnad av samt produktion från olje- och naturgasstillgångar i Mellanöstern, Nordafrika och Europa. Tethys strategi är att investera i projekt i områden med kända olje- och naturgasförekomster men som inte utvärderats fullt ut med modern teknik. På så vis kan hög avkastning nås med begränsad risk.

Bolaget har licensrättigheter i Oman, Marocko, Frankrike, Spanien, Turkiet och Sverige. Aktierna är noterade på First North (TETY) i Stockholm. Remium AB är Certified Adviser.

Tillgångsportfölj

Tethys Oils strategi att skapa aktieägarvärden genom såväl prospektering som genom förvärv av tillgångar i olika utvecklingsfaser har varit framgångsrik. Under

de närmaste åren kommer därför fokus ligga på att ta nuvarande tillgångsbas till intäktsgenererande produktion snarare än att förvärva nya licenser.

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 nio hel- och deltidsanställda och har historiskt förlitat sig på tekniska och geologiska konsulter där koncernen varit operatör och vid tillfällen då aktiviteterna varit omfattande. På detta sätt har bolaget haft låga överhead-kostnader och en strömlinjeformad och resultatinriktad struktur. När Omanprojektet kommer in i utvecklingsfasen kommer Tethys långsiktigt anställa permanent teknisk kompetens.

Land	Licensområde	Tethys Oil	Total areal, km ²	Operatör
Oman	Block 15	40%	1 389	Tethys Oil
	Block 3&4	50%	33 125	CCED*
Frankrike	Attila	40%	1 986	Galli Coz
Marocko	Bouanane	12,5%	2 100	Dana Petroleum
Sverige	Gotland Större	100%	540	Tethys Oil
Spanien	Sedanprojektet	50%	556	Leni Gas&Oil
	Camerosprojektet	26%	252	SHESA
Turkiet	Ispandika	10%	965	Aladdin Middle East
	Trakien	25%	994	Aladdin Middle East
Totalt			41 907	

* Consolidated Contractors Energy Development (Oman)

Historik

Tethys Oil grundades 2001 av styrelseledamöterna 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 2003 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, Marocko, Frankrike, Oman och Sverige.

Borrhistoria, Tethys fem borrhningar 2004–2007

Kocetepe-1 (2004)

Tethys första prospekteringsborrning Kocetepe-1, påbörjades på Hotolicensen i Turkiet i juli 2004. Operatör, och partner med 55 procent, var Aladdin Middle East Ltd. Måldjupet om 1 650 meter nåddes under sista veckan i augusti. Skilda oljeförande zoner påträffades under borrhningen, men dessa zoner hade inte tillräcklig permeabilitet för att kunna producera olja i kommersiella kvantiteter. Tethys har lämnat licensen.

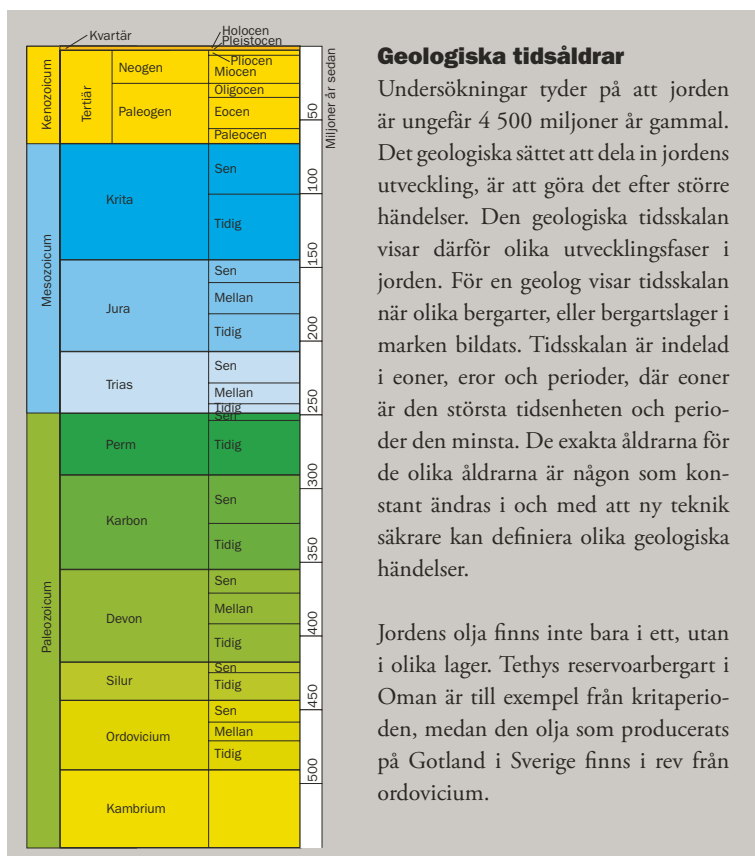


Karlebo-1 (2006)

Tethys andra prospekteringsborrning, nu som operatör, blev Karlebo-1 hösten 2006. Efter nästan fem års förberedelser påbörjades borrhningen av Karlebo-1 på licens 1/02 norr om Köpenhamn onshore Själland i slutet av september. Den officiella invigningen skedde

den 27 september. Borrhningen pågick till ett slutligt djup om 2 489 meter, och den 17 november stod det klart att inga kolväten påträffats. Tethys har nu frånträtt de danska licenserna.

Även om resultatet blev en besvikelse, så har Karlebo-1 i sig självt varit en tillgång för bolaget och etablerat Tethys som en operatör med kapacitet att genomföra en komplicerad borrhning i ett av de tekniskt och miljömässigt mest komplicerade juridiska systemen i världen – den Europeiska Unionen. En fallstudie finns att läsa under Policyavsnittet på sida 35.



Geologiska tidsåldrar

Undersökningar tyder på att jorden är ungefär 4 500 miljoner år gammal. Det geologiska sättet att dela in jordens utveckling, är att göra det efter större händelser. Den geologiska tidsskalan visar därför olika utvecklingsfaser i jorden. För en geolog visar tidsskalan när olika bergarter, eller bergartslager i marken bildats. Tidsskalan är indelad i eoner, eror och perioder, där eoner är den största tidsenheten och perioder den minsta. De exakta åldrarna för de olika åldrarna är någon som konstant ändras i och med att ny teknik säkrare kan definiera olika geologiska händelser.

Jordens olja finns inte bara i ett, utan i olika lager. Tethys reservoarbergart i Oman är till exempel från krita-perioden, medan den olja som producerats på Gotland i Sverige finns i rev från ordovicium.



Hontomin-4 (2007)

Med Ascent Resources som operatör påbörjades borrningen av Hontomin-4 på Sedanoprojektet onshore Spanien i mars 2007. Borrningen avslutades i slutet av april vid ett djup av 1 610 meter. Hålet loggades, men trots att målformationen genomborrats påträffades ingen olja. Enligt en analys förefaller komplexiteten i förkastningsmönstret ovanför reservoaren ha resulterat i att tillfredsställande förslutning saknades.

Jebal Aswad (2007)

Nästan på dagen ett år efter att Tethys förvärvade en licensandel om 40 procent i Block 15 onshore Oman påbörjades, med Tethys som operatör, återinträdesborrningen Jebel Aswad i april 2007. Jebel Aswad borrades ursprungligen 1994 och påträffade olja i två kalkstenslager, kallade Natih och Shuaiba. Den 25 juni hade borrningen avslutats och testning genomförts. Båda kalkstenslagren, Natih och Shuaiba, producerade kolväten till ytan. En horisontell sektion om 848 meter borrades i Natih och borrningen avslutades efter 3 830 meter. Vid test flödade Natihsektionen 11,03 miljoner kubikfot naturgas per dag och 793 fat kondensat per dag uppmättes (motsvarande sammanlagt 2 626 fat oljeekvivalenter per dag). Kondensaten höll mycket god kvalitet med en densitet av 57 grader API. Shuaibasektionen kunde inte till fullo testas till följd av ett motorfel. Emellertid producerades gas till ytan under borrningen av Shuaiba.

Preliminära analyser av utvinningsbara reserver för Tethys indikerar volymer på omkring 55 miljarder kubikfot (BCF) naturgas och 2,8 miljoner fat kondensat, sammanlagt motsvarande drygt 12 miljoner fat oljeekvivalenter. Dessa indikationer baseras endast på Natihreservoaren i Jebel Aswad och tar inte hänsyn till uppsidan i Shuibaikalkstenen eller i Natih C-sektionen, i Jebel Aswad eller det halvdussin övriga geologiska strukturer som identifierats på Block 15.

Pierre Maubeuge 2 (2007)

Efter knappt tre veckors arbete avslutades borrningen av Pierre Maubeuge 2 i mitten av oktober 2007. Den hade då nått ett slutgiltigt djup om 1 310 meter. Under borrningen påträffades gas i triasformationen. Hålet har sedan loggats varvid en 80 meters gasförande zon identifierades. I denna zon, huvudsakligen bestående av kalksten, har sammanlagt 10,5 meter netto gasförande lager identifierats. Resultatet är så pass lovande att beslut om att genomföra ett produktionstest har tagits, vilket beräknas ske under andra kvartalet 2008.



Oman

Tethys Oils ambition är att bli en uttalad och stark deltagare i Omans olje- och gasindustri. Denna ambition har stärkts efter den framgångsrika borrhningen av Jebel Aswad sommaren 2007 och förvärvet av Block 3 och 4 under sista kvartalet 2007. För att ytterligare betona Tethys intresse för Mellan-österregionen beslöt bolaget i september 2007 att ansöka om en sekundärnotering av bolagets aktier på Dubai International Financial Exchange (DIFX) i Dubai.



Bakgrund

Tethys Oil har intressen i två projekt i Oman. I Block 15 i den nordvästra delen av centrala Oman, uppgår Tethys andel till 40 procent och är operatör. Block 15 har ingått i Tethys projektportfölj sedan maj 2006. Sommaren 2007 genomfördes en återinträdesborrning av Jebel Aswad som då flödade naturgas och kondensat motsvarande 2 626 fat oljeekvivalenter. Jebel Aswadborrningen är belägen 8 kilometer från en regional gaspipeline som genomkorsar Block 15.

Sedan fjärde kvartalet 2007 har Tethys också ett 50-procentigt innehav i Block 3 och 4 i den sydöstra delen av Oman. Dessa licenser täcker en sammanlagd yta om över 30 000 kvadratkilometer, vilket för närvarande gör Tethys till en av de ytmässigt största licensinnehavarna onshore Oman.

Block 15

Geologi

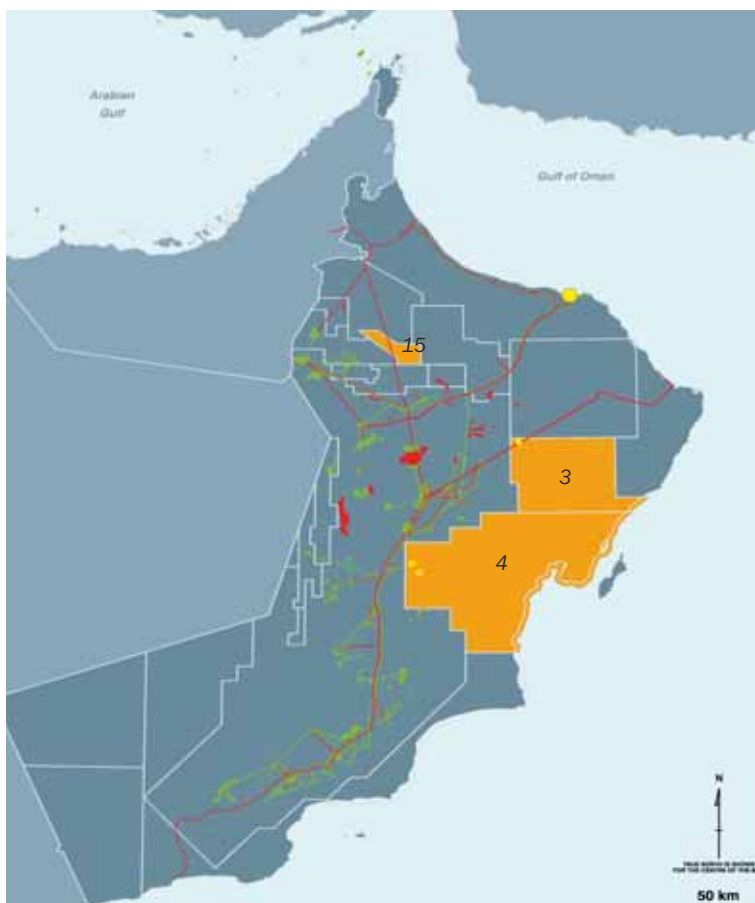
Block 15 ligger i den nordvästra delen av centrala Oman eller mer specifikt inom den norra delen av den västra omanska sedimentbassängen, kallad Fahud. Licensen täcker en yta om 1 389 kvadratkilometer. Reservoarbergarterna i Block 15 är kalksten från krittaperioden, de så kallade Natih- och Shuaibaformationerna. Olja produceras ur Natihkalksten såväl som ur Shuaibakalksten i flera närliggande oljefält.

Block 15:s historia

Genom åren har mer än 2 500 kilometer 2D seismik samlats in, bearbetats och tolkats. De två tidigare prospekteringsborrningar som utförts på Block 15, Jebel Aswad och Wadi Saylah, borrades 1994 respektive 1997. Jebel Aswad testade 204 fat 40-gradig API olja från 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.

Tethys återinträdesborrning av Jebel Aswad 2007

Återinträdesborrningen av Jebel Aswad påbörjades den 9 april 2007 med Tethys som operatör. Mobiliseringen av borrhjulen och logibygnader, sammanlagt 126 lastbilslaster, hade inletts två veckor tidigare. Återinträdesborrningen var utformad för att utvärdera oljereserver och sannolik utvinnsgrad för både Natih- och Shuaibalagren. Underbalanserad borrvä-



Blockindelning och infrastruktur onshore Oman.
Gult: Tethys Oil. Rött: naturgasfält/naturgaspipeline. Grönt: Oljefält/oljepipeline

Oman Oil and Gas

Den omanska olje- och gasindustrin har allt sedan oljeexporten inleddes på sent 60-tal fortsatt att utvecklas. Petroleum Development of Oman (PDO), majoritetsägt av den omanska staten, har tillsammans med olika multinationella oljebolag gradvis utökat de omanska kolvåterreserverna. Det är inte förrän de senaste åren som produktionen börjat minska. År 2000 nådde den produktionen rekordnivån på omkring 970 000 fat per dag. Produktionen ligger idag på en stadig nivå på omkring 710 000 fat olja per dag och 886 bcf (25,1 bcm) gas per år. Oman är inte en formell medlem av OPEC. Omans beräknade reserver uppgår i slutet av 2006 till 5 600 miljoner fat olja och 34,6 tcf (1 tcm) naturgas.

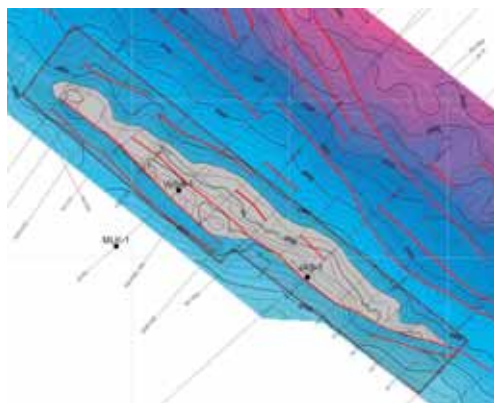
PDO producerar dagligen 50 000 fat kondensat, 589 000 fat olja och motsvarande 376 000 fat oljeekvivalenter naturgas. I takt med stigande inhemsk efterfrågan har naturgas och kondensat blivit viktigare, medan olja förblir viktig för exporten.

ska användes för att minimera påverkan av reservoaren samt för att uppnå största möjliga produktion.

Den 25 juni hade borrningen avslutats och testning genomförts. Båda kalkstenslagren producerade kolvåten till ytan. En horisontell sektion om 848 meter borrades i Natih och borrningen avslutades efter 3 830 meter. Vid test med en 1 tums ventil flödade Natihsektionen 11,03 miljoner kubikfot naturgas per

Licens	Tethys Oils andel	Total areal, km ²	Operatör
Block 15	40%	1 389	Tethys Oil
Block 3 & 4	50%	33 125	CCED*
Totalt		34 514	

* Consolidated Contractors Energy Development (Oman)



Jebel Aswadstrukturen är omkring 45 km lång och 5 km bred och täcker omkring 225 km².

dag och 793 fat kondensat per dag uppmättes (motvarande sammanlagt 2 626 fat oljeekvivalenter per dag). Kondensaten höll mycket god kvalitet med en densitet av 57 grader API.

Shuaibasektionen kunde inte testas då ett motorfel förhindrade att en fullständig horisontell sektion kunde borraras i de produktiva lagren. Emellertid producerades "våt gas" (dvs gas rik på tyngre kolväten som kondenseras vid trycksänkning) under borring.

Reservuppskattningar

Baserat på information som erhållits dels från det andra sidohålet (sidetrack) som borrhålet i Jebel Aswad i juni i år (JAS-STK2), dels från den ursprungliga borrhålet 1995, har Tethys gjort en preliminär reservberäkning. Enligt dessa preliminära siffror uppgår reserverna i Natih A-reservoaren till omkring 138

	Lågscenario	Mellan	Hög
Total producerbar gasvolym (BSCF)	13,84	130,64	435,99
Total producerbar kondensatvolym (MMbbls)	0,69	6,53	21,80
Utvinningsgrad (%)	70,35	77,45	88,02
Antal borrhål	5	10	16
Sammanlagda producerade reserver per borrhål	2,77	13,06	27,25
Platåproduktion (MMscf/d)	20	50	100
Platåtid (år)	1,1	4,8	8,5

(Källa: Helix RDS, Jebel Aswad test interpretation & conceptual development plan, augusti 2007)

Tethys Oils andel om 40 procent ger följande tabell:

Tethys Oils andel, 40%	Lågscenario	Mellan	Hög
Total producerbar gasvolym (BSCF)	5,54	52,26	174,40
Total producerbar kondensatvolym (MMbbls)	0,28	2,61	8,72
Tethys andel uttryckt i miljoner fat oljeekvivalenter (MMBOE)	1,20	11,32	37,79

(Omräkningsfaktor: 1 fat oljeekvivalent = 6 000 kubikfot naturgas)

miljarder kubikfot naturgas samt cirka 7,0 miljoner fat kondensat, vilket för Tethys 40 procents andel innebär 55 miljoner kubikfot naturgas och 2,8 miljoner fat kondensat. Beräkningarna inkluderar inte eventuella reserver i kalkstenen "Natih C" eller den underliggande Shuaibareservoaren, trots tydliga indikationer på att även dessa två separata reservoarer innehåller kolväten. Kolväten producerades under tiden som Shuaibareservoaren borrhades.

Tethys Oil har uppdragit åt Helix RDS (UK) Ltd. att med hjälp av data från de båda sidoborringarna JAS-STK1 & 2 och data från den ursprungliga testningen 1995 att modellera resultaten. I rapporten står bland annat följande:

"Helix RDS har utvecklat en serie produktionsprofiler baserat på geologiska volymer erhållna från Tethys samt en antagen konstant CGR om 50 fat per mmscf som skulle omfatta potentiella resultat från att bygga ut Natih A-formationen i Jebel Aswad till produktion. Shuaibareservoaren har ännu inte genomgått tillräcklig testning och betraktas vara på prospekteringsnivå. Inga ekonomiska analyser har genererats för profilerna som gjorts och därför bör de utvinningsbara kolvätena kategoriseras som geologiska reserver (resources)."

Arbetsprogram

Ett omfattande testprogram med flödesanalyser och insamling av gas- och oljeprover utfördes under fjärde kvartalet 2007 i borrhålet Jebel Aswad. Mängden kondensat (lättolja) i förhållande till naturgas har uppmätts vara upp till 25 procent högre än vid tidigare test. I övrigt har resultaten från produktionstesterna i juni bekräftats.

Arbetet med den preliminära utbyggnadsplanen för fältet fortgår. Ingenjörbolaget WS Atkins har kontrakterats för att designa fältets processanläggningar. Bolaget Al Safa har kontrakterats för att genomföra miljökonsekvensstudier. För närvarande planeras en insamling av 3D-seismik över Jebel Aswadstrukturen.

För att bättre kunna kartlägga strukturen och fältets reserver kommer en andra borring att genomföras på Jebel Aswadstrukturens södra del. Den borrhålet planeras att genomföras under andra kvartalet 2007 och kommer att göras med två horisontella sektioner i den kolväteförande Natihkalkstenen.

Enligt den nuvarande utbyggnadsplanen för fältet kan produktion komma att inledas i juli 2009, och fältet kan vara i full produktion under det fjärde kvartalet 2010.

Produktionsmål och nuvarande utbyggnadsplan baseras på uppskattningar av Tethys Oils nettoandel (före statens andel) av Jebel Aswads geologiska reserver (resources). Enligt dessa beräkningars mellanscenario

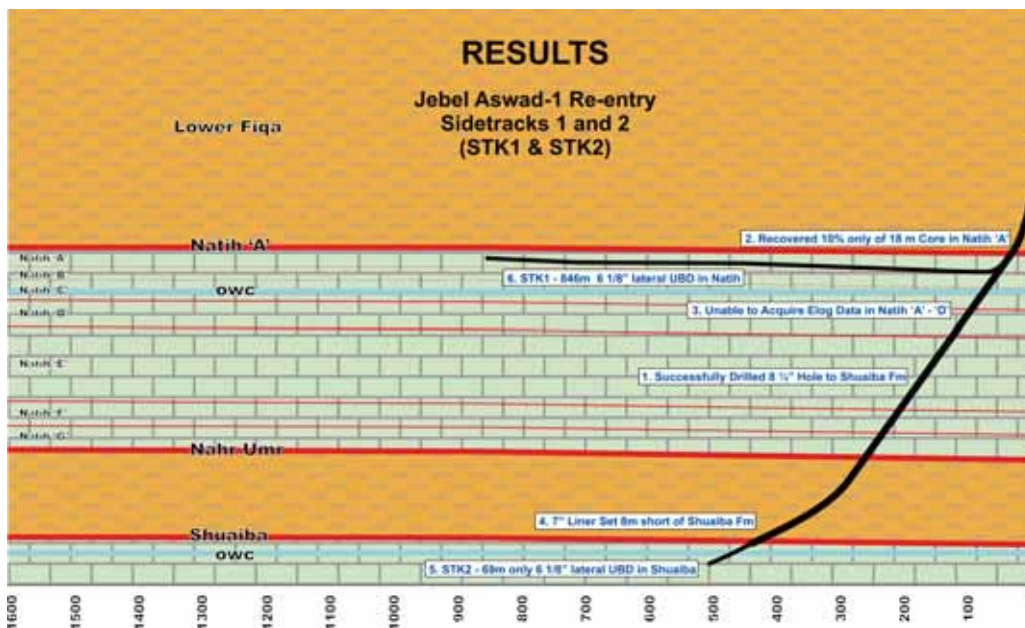
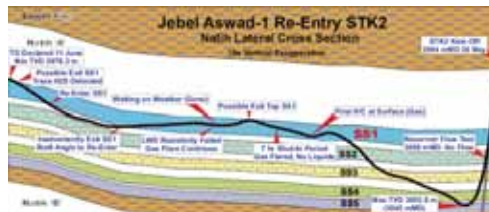


Jebel Aswad 'Christmas tree', trycktester JAS A1

finns för Tethys andel knappt 12 miljoner fat oljeekvivalenter i Natih A-formationen i Jebel Aswad.

Tethys har gjort ytterligare studier av reservpotentialen. Dessa studier baseras på information från tidigare borrhningar och seismik, och indikerar att ytterligare två nivåer i Jebel Aswad, Natih C och Shuaiba, är kolväteförande. Tethys preliminära uppskattningar av dessa zoner tyder på att de tillsammans kan innehålla ungefär samma mängder naturgas och kondensat som Natih A. Dessa uppskattningar är inte att betrakta som reserver utan är fortfarande preliminära i avvaktan på ytterligare borresultat. Utöver Jebel Aswad har dessutom flera ytterligare geologiska strukturer iden-

Återinträdesborrningen Jebel Aswad A1 genomborrade tre kolväteförande lager. Den horisontella sektionen i kalkstenslagret Natih A är drygt 800 meter lång.



Block 3 och 4

I december 2007 slutförde Tethys Oil förvärvet av 50 procents andel i Block 3 och 4 onshore Oman från Norwegian Energy Company (Noreco) genom dess dotterbolag Altinex. CCED är operatör har resterande 50 procent.

Prospekteringshistoria

Block 3 och 4 täcker en yta om mer än 30 000 kvadratkilometer. Hittills har drygt 30 000 kilometer 2D-seismik insamlats och 27 hål borrats på licenserna. 18 av dessa borrhningar har påträffat olja. Oljefyndet South Farha på Block 3 gjordes 1986 av Japan Petroleum Development Corp. och har hittills kartlagts genom tre borrhningar. South Farah uppskattas innehålla 9 miljoner fat utvinningsbar olja i tunna sandstenslager i en reservoar som är i produktion regionalt. Det ursprungliga prospekteringshålet 1986 flödade 260 fat olja med en densitet om 40 grader API. Denna brunn kan komma att återinträdesborras inom en snar framtid.

Arbetsprogram

Enligt prospekterings- och produktionsdelningsavtalet omfattar den andra prospekteringsfasen en tidsperiod om tre år med ett minsta arbetsprogram omfattande insamling av 800 kilometer 2D-siesmik och utförande av 3 prospekteringsborrningar. Därtill skall även 400 kvadratkilometer 3D-seismik insamlas eller ett fjärde prospekteringshål borras.

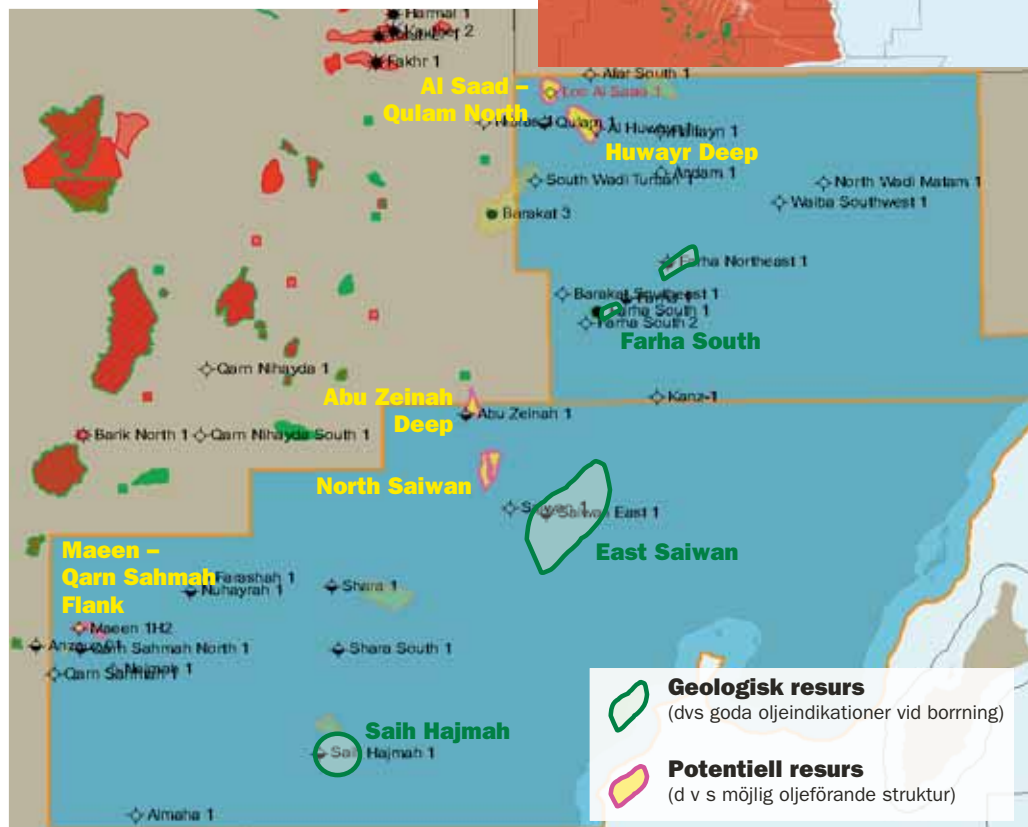
Tethys uppfattning är att South Farah erbjuder en god möjlighet att tillämpa liknande moderna utvinnings-tekniker som Tethys framgångsrikt använde på Jebel

Aswad på Block 15. Egna beräkningar tyder på att väsentliga flödestal kan uppnås om man borrar denna mycket skiktade reservoar med hög vinkel. Därtill tycks reservoaren passa för användning av syrasprängning (acid fracturing). Vid sådan syramättas området runt borrhålet, och genom att pumpa in syra genom högt tryck fraktureras reservoaren.

Enligt den preliminära analysen av fältet finns anledning att fokuserad initiala arbetet på denna struktur. Oljan här är av hög kvalitet med en hanterbar mängd gas, vilket skulle kunna göra det möjligt att snabbt inleda produktion.

Licenserna innehåller även ett flertal andra kolväte-möjligheter, som Tethys kommer att bearbeta efter hand. Det finns bland annat mycket prospektiva djupgaszoner samt områden med tung olja. På en borrhning i strukturen E. Saiwan loggades en 13 meter (netto) oljeförande sandsten. Även om denna sektion noga utvärderades med elektriska loggar så testades den inte med ånga. Preliminära elektriska loggar indikerar att olja inte går att ta upp. Tethys hoppas dock kunna omvärdera dessa resultat och genom ny teknologi och nya idéer visa att olja går att ta upp.

Seismik, utförda borrhningar och potentiella olje- och naturgasfält i Block 3 och 4



Frankrike

Höjdpunkt under det tredje kvartalet 2007 var den framgångsrika prospekteringsborrningen PLM-2 på Attilalicensen i Frankrike, vilken så här långt indikerar ett gasfynd. PLM -2 är den andra borrningen i rad där Tethys deltar som kan vara på väg att resultera i produktionsflöden.



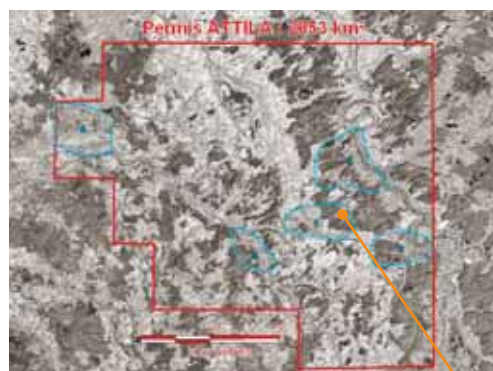
Bakgrund

Under första kvartalet 2006 tilldelades Tethys Oil och operatören Galli Coz S.A. prospekteringslicensen Attila av de franska myndigheterna. Licensen ligger 250 kilometer öster om Paris, i den olje- och gasproducerande Parissedimentbassängen. Sammanlagt täcker Attilalicensen en yta om 1 986 kvadratkilometer. Tethys har 40 procent i licensen och Galli Coz har resterande 60 procent och är operatör. Licensen gäller i fem år.

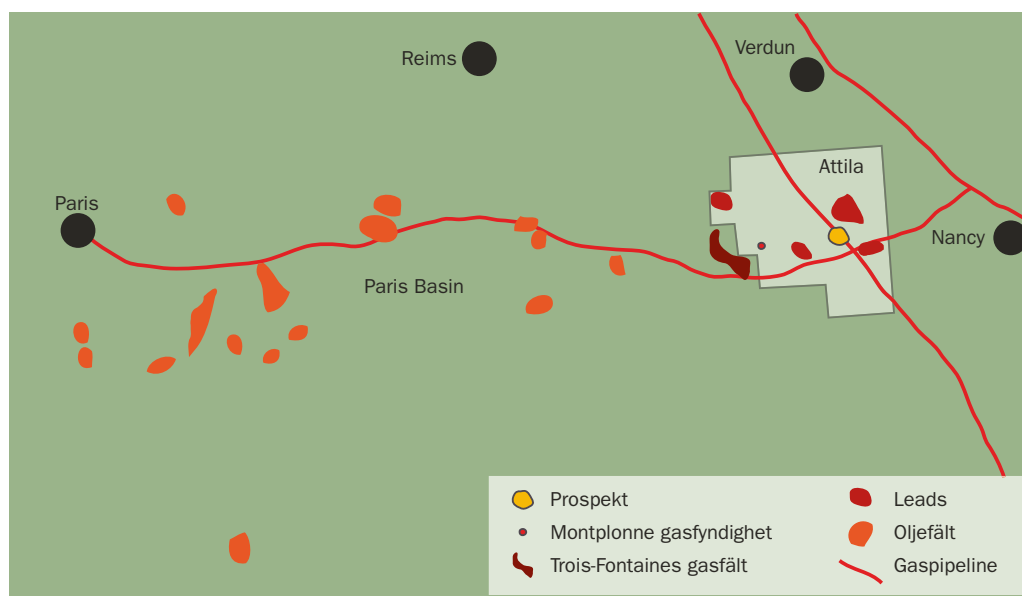
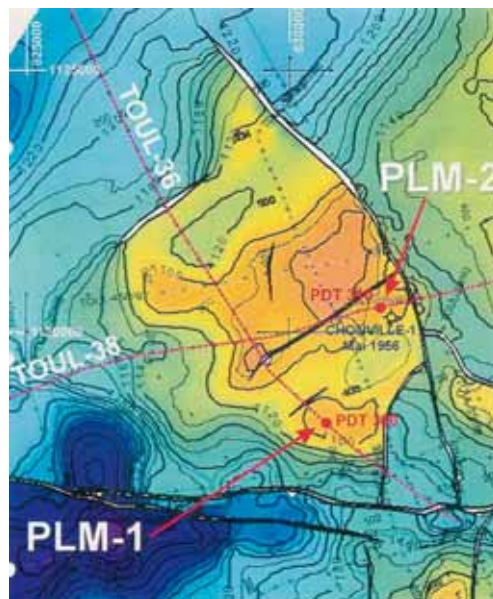
Under hösten 2007 genomfördes prospekteringsborrningen Pierre Maubeuge 2. Resultatet var så pass lovande att beslut togs om att genomföra ett produktionstest. Detta kommer att genomföras i april eller maj 2008, och innan det har gjorts, går det inte att dra några slutsatser om de kommersiella förutsättningarna för hålet.

Geologi

Parissedimentbassängen är generellt sett en oljebassäng, detta eftersom moderbergarten i allmänhet inte ligger tillräckligt djupt för att ha genererat gas. I den östra delen, med början i Trois-Fontainesfältet och med fortsättning in i Tyskland, finns dock gasgenererande moderbergart. Tethys målsättning i Frankrike är att finna naturgasansamlingar liknande dem i det närliggande gasfältet Trois-Fontaines. Ett litet naturgasfynd har tidigare gjorts av ESSO inom licensområdet, Montplonne. Fyndet bedömdes vid tidpunkten som icke kommersiellt på grund av bristande infrastruktur. Sedan dess har en 36 tums gaspipeline som går tvärs igenom licensområdet byggts.



Attilalicensen med prospekt och borrplats för PLM-2



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



Moderbergart på licensen är från karbontiden, och är en utmärkt gasgenererande moderbergart. Till exempel härstammar all naturgasproduktion i södra Nordsjön, Storbritannien och Holland från detta kol. Närvaron av ett gasfält i detta område i Frankrike är också uppmuntrande, eftersom det bevisar att naturgas både bildats och stannat kvar i en förslutning.

Tethys uppfattning är att det inte prospekterats tillräckligt i området för att finna fler fält. På Attila-licensens 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. Detta skall jämföras med den genomsnittliga borrhingsfrekvensen i Europa respektive USA, där det borrats en prospekteringsbrunn per 116 respektive 28 kvadratkilometer.

Arbetsprogram

För att identifiera förkastningstrender genomfördes under 2006 ett omfattande arbetsprogram. Det inkluderade insamling och analys av satellit- och radardata. 180 kilometer befintliga seismiska data ombearbetades. Geokemiska ytprover insamlades och analyserades, och resultaten stärkte uppfattningen att områdets prospektivitet är god och ett beslut togs om att gå vidare med prospekteringsborrningen Pierre Maubeuge 2 (PLM-2).



Från borrningen av Pierre Maubeuge 2, hösten 2007



Det huvudsakliga arbetet i Frankrike under slutet av 2006 var därför inriktat på att erhålla tillstånd för en bra borrhplats samt på att föra detaljerade diskussioner och förhandlingar med det lokala samhället. Operatören deltog i ett flertal möten och utvärderade noga

ett antal olika potentiella borrhplatser utifrån kriterier om lämplighet och tillgänglighet. Den 24 april 2007 erhöles borrhstillstånd från franska lokala myndigheter.

I augusti hade alla nödvändiga tillstånd erhållits och förberedelser av borrhplatsen hade inletts. I mitten av augusti tecknades också kontrakt med det franska bolaget COFOR för prospekteringsborrningen av Pierre Maubeuge 2 (PLM-2). I slutet av augusti påbörjades också gjutningen av borrhplattan.

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 prospektören 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.

Mobiliseringen av borrhigen MR-7000 inleddes den 18 september och i slutet månaden inleddes prospekteringsborrningen PLM-2. Efter knappt tre veckors arbete avslutades borrningen efter att ha nått ett slutgiltigt djup om 1 310 meter. Under borrningen påträffades gas under ett saltlager i triasformationen. Hålet har sedan loggats varvid en 80 meters gasförande zon identifierades. I denna zon, huvudsakligen bestående av kalksten, har sammanlagt 10,5 meter netto gasförande lager identifierats. Resultatet är så pass lovande att beslut om att genomföra ett produktionstest har tagits. Färdigställandet och efterföljande testning kommer att utföras med en workover-rig som är mindre och har lägre kostnad än den som användes för prospekteringsborrningen. Detta test planeras att utföras i april eller maj 2008, beroende på tillgång till passande utrustning.

Spanien

Tethys Oil har två intresseområden i norra Spanien. Sedanprojektet omfattar tre prospekteringslicenser och ligger söder om de cantabriska bergen inom Duero-bassängen mellan städerna Burgos och Bilbao. Camerosprojektet inkluderar två licenser som är belägna i sedimentbassängen Ebro i Riojadistriktet.



Sedanprojektet

De tre prospekteringslicenserna i Sedanprojektet kallas Valderredible, Huermececs och Basconcillos-H. Tethys andel i Sedanprojektet uppgår till 50 procent. Ny partner och operatör, med resterande 50 procent, är i London AIM-noterade Leni Gas and Oil Plc. Leni förvärvade sina andelar under hösten 2007 från den tidigare operatören Ascent Resources.

På prospekteringslicensen Valderredible finns Huidobrofyndet, vilket gjordes av Chevron på 1960- talet. Prospekteringslicensen Huermececs innefattar borrhålet Hontomin-4. Basconcillos-H inkluderar Tozo, där borrhningar utfördes mellan 1965 och 1967. Dessa borrhningar påträffade oljeförande sandsten på grunda nivåer, mindre än 500 meter.

Från borrhningen av Hontomin-4, våren 2007, Tethys ordförande Vince Hamilton och Tethys partner Phil Paris inspekterar.

Tekniskt arbete på Sedanprojektet

Med den tidigare partnern Ascent Resources som operatör inleddes den 17 mars borrhningen av Hontomin-4 på Huermececslicensen onshore Spanien. Borrhningen syftade till att utvärdera möjliga reserver i Hontominstrukturen. I april avslutades borrharbetet efter att ett djup om 1 610 meter uppnåts. Hålet loggades, men trots att målformationen genomborrats påträffades ingen olja. Enligt Ascent Resources analys förefaller komplexiteten i förkastningsmönstret ovanför reservoaren ha resulterat i att tillfredsställande förslutning saknades.



Licens/Projekt	Tethys Oils andel	Total areal, km ²	Operatör
Sedano	50%	556	Leni Gas and Oil plc.
Cameros	26%	252	SHESA
Totalt		808	

Camerosprojektet

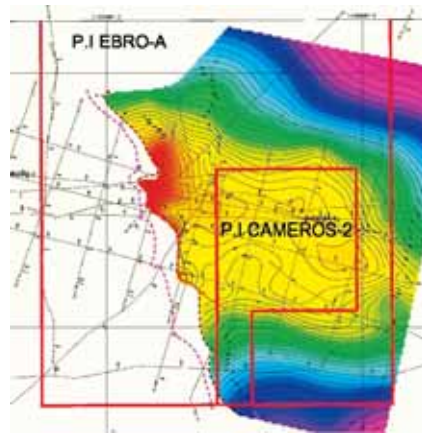
Camerosprojektet är framför allt intressant till följd av en stor potentiellt gasförande struktur – Najera – som upptäckts genom ombearbetning av befintlig seismik. Förhoppningen är att man ska finna naturgas som migrerat från underliggande mesozoiska moderbergarter upp i sandstensreservoarer från kritaperioden. Moderbergarten tros ligga tillräckligt djupt för att naturgas skall ha genererats. Strukturen är en antiklinal från tertiärtiden och spanska bergsveckningsperioder.

Camerosprojektet utgörs av licenserna Cameros-2 och den omgivande licensen Ebro-A, belägna i Ebro-bassängen i Riojadistriktet i norra Spanien. På Cameros-2 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-A har ingen tidigare borrning genomförts. Ebro-bassängen har bevisats producera gas då tre andra gasfält tidigare upptäckts och varit i produktion. Genom floden Ebro dalgång, och genom Ebrolicensen, går också en av Spaniens stora gasrörledningar. Tethys har en direktregistrerad andel om 26 procent i båda licenserna. Operatör under 2007 var det baskiska oljebolaget SHESA. Övriga partner är de spanska energibolagen Union Fenosa, Nuegas och Net Oil.

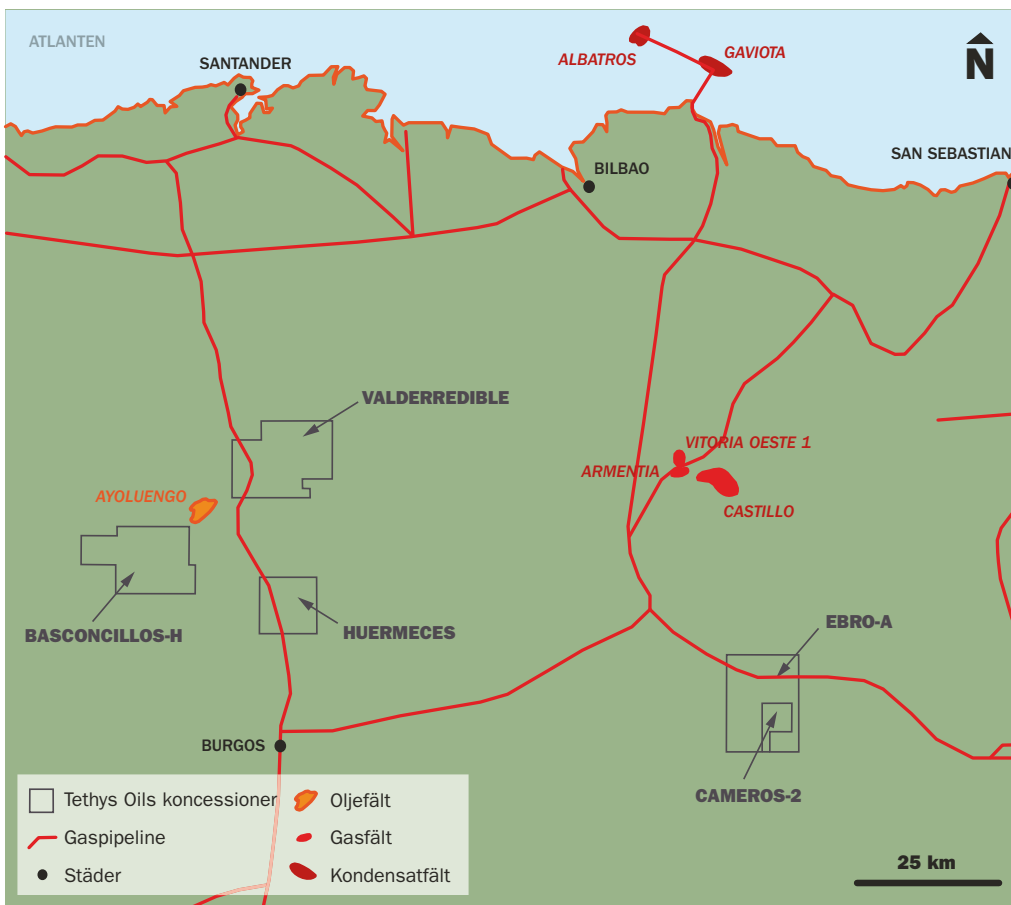
Tekniskt arbete på Camerosprojektet

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 lagars utgående i dagen och geokemiska analyser. Det mest intressanta är en ombearbetning och tolkning av en seismisk undersökning, vilken resulterade i att Najerastrukturen identifierades och kartlades. Denna seismiska undersökning genomfördes 1997 av Enagas, ett spanskt energibolag, i syfte att finna passande lagringsplatser för gas.

En miljökonsekvensstudie har genomförts, och en prospekteringsborrning planeras. Kvarvarande arbete omfattar en detaljerad planering av prospekteringsborrningen samt att finna en lämplig borrhög.

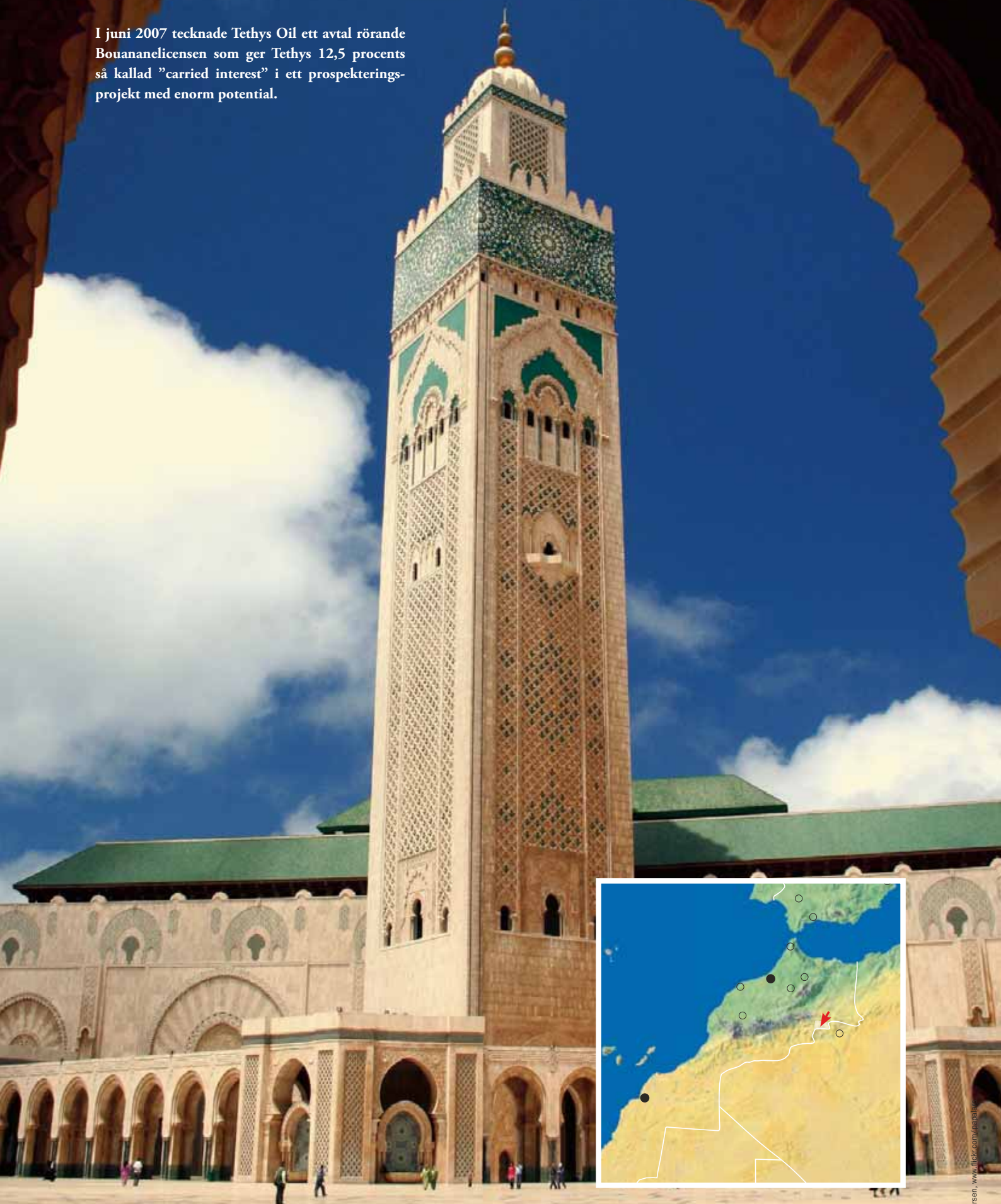


Camerosstrukturens förmodade utbredning



Marocko

I juni 2007 tecknade Tethys Oil ett avtal rörande Bouananelicensen som ger Tethys 12,5 procents så kallad "carried interest" i ett prospekteringsprojekt med enorm potential.



Tethys intressen i Marocko utgörs av Bouananelicensen, belägen i den nordöstra delen av landet, på gränsen till Algeriet. Tethys har 12,5 procents andel i licensen. Avtalet är ett resultat av det arbete som inleddes i juli 2005, då Tethys i egenskap av operatör och partner Eastern Petroleum Cyprus Ltd tilldelades vardera 50 procents andel i undersökningslicensen Bouanane. Arbetsprogrammet som avslutades under sommaren 2006, var framgångsrikt och bekräftade områdets prospektivitet, speciellt för naturgas, samt kartlade potentialen bättre hos den stora Tafejjartstrukturen.

I juni 2007 tecknade Tethys Oil tillsammans med partner Dana Petroleum Ltd och Eastern Petroleum ett avtal om prospektering efter och utvinning av kolväten på Bouananelicensen med det statliga marockanska oljebolaget ONHYM.

Enligt avtalet blir Dana operatör med 50 procents andel i licensen. Tethys och Eastern har båda 12,5 procents andel. ONHYM har 25 procents andel utan kostnadsåtagande. Licensen gäller under åtta år och är indelad i tre perioder. Under den första perioden skall antingen 2D-seimik insamlas eller en prospekteringsborrning genomföras. Dana kommer att svara för Tethys och Easterns kostnader avseende licensen upp till 5 MUSD för seimikarbete och upp till 7 MUSD för prospekteringsborrning. Dana har även ersatt Tethys för nedlagda kostnader rörande licensen, inklusive den ombearbetning av seimik och den gravimetriska studie som Tethys utfört.

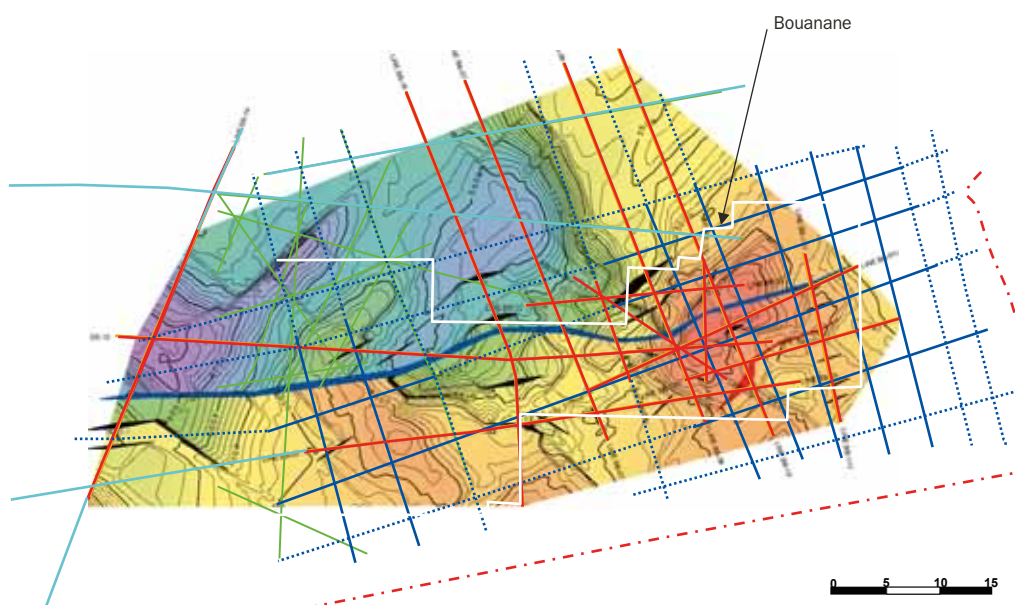
Geologi

I och omkring Bouananelicensen finns den siluriska oljemoderbergarten under markytan, där den har begravts och upphettats vilket lett till att det organiska kolet frigjorts i form av kolväten (olja och gas). Denna moderbergart går också i dagen i Atlasbergen i Marocko. De frigjorda kolvätena tros ha migrerat till sandstensreservoarer från ordoviciska tiden.

En ytterligare geologisk förutsättning 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.

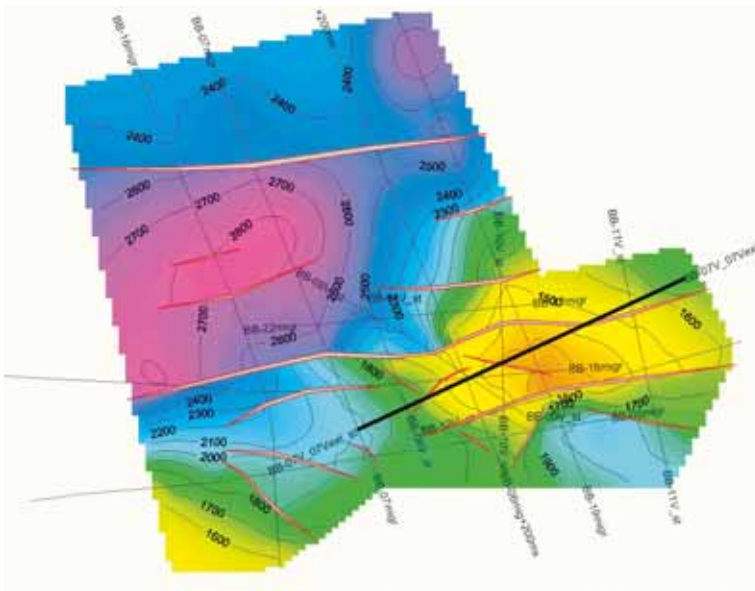
Slutligen, under karbontiden, så begravdes hela området under ett tjockt lager skiffer- och slamstens avlagringar. Dessa bergarter har utmärkt förmåga att försluta kolväten i reservoaren.

All geologisk information stödjer teorin om att Bouananelicensen skulle kunna innehålla olje- eller naturgasfält, i likhet med de till dags dato funna i Algeriet.

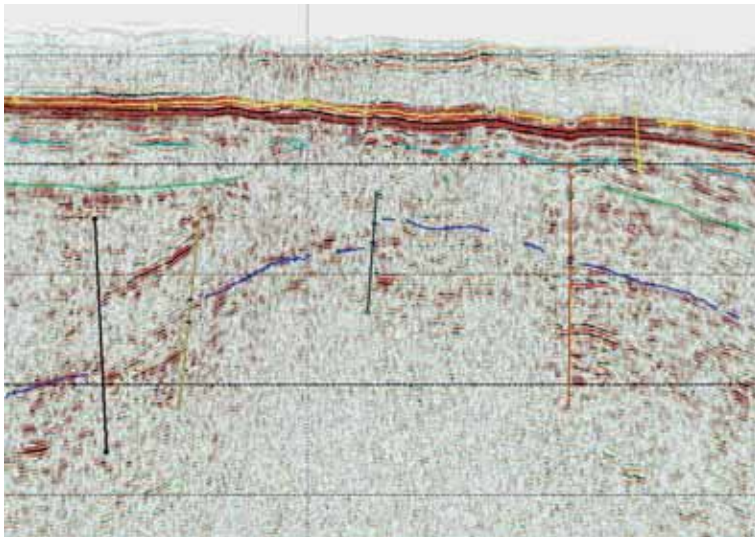


Seismiklinjer över Bouananestrukturen

Licens	Tethys Oils andel	Total areal, km ²	Operatör
Bouanane	12,5%	2 100	Dana Petroleum
Totalt		2 100	



Bouanane; seismiklinje och genomskärning



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 inom landet och exporterar till Spanien. Eftersom Dana täcker prospekteringskostnader upp till 12 MUSD, så är de ekonomiska riskerna mycket små. Licensen erbjuder dock chansen till ett riktigt stort fynd.

Arbetsprogrammet

Det tekniska arbetsprogrammet som utfördes mellan 2005 och 2006 med Tethys som operatör var utformat med syfte att påvisa lämpliga borrhälsplatser för att kunna testa den stora Tafejartstrukturen.

Fältprogrammet inleddes i februari 2006 och inkluderade insamling och analys av satellit- och radardata, insamling och analys av nya gravimetriska och magnetiska data på ett område om 900 kvadratkilometer samt slutförandet av ombearbetning och tolkning av 600 kilometer seismisk data.

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

Dana undersöker just nu tillgången på lämplig borrhälsplatser. En prospekteringsborrning kan komma att utföras i slutet av 2008 eller i början av 2009.

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.

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 uppgick till omkring 26 000 fat per dag vid halvårsskiftet 2007. Målsättning är att öka produktionen till över 45 000 fat per dag i slutet av 2007. Koncernen har produktion vid 15 olje- och gasfält, huvudsakligen i Nordsjön. Bevisade och sannolika oljereserver uppgick i slutet av 2006 till 130,6 miljoner fat oljeekvivalenter. Dana har tilldelats nya licenser i Storbritannien och slutt licensavtal offshore Egypten och i Marocko.

Turkiet

Tethys Oils har intressen i två projekt i Turkiet. I den europeiska delen av Turkiet finns Trakienprojektet, med möjligheter för ytligt liggande naturgas. Ispandikapjektet i den sydöstra delen av landet är ett projekt med hög risk och stora möjligheter.



Trakien

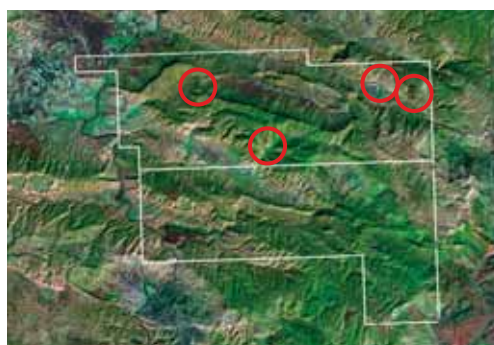
Under 2005 utökade Tethys bolagets verksamhet i Turkiet med andelar i två licenser i Trakien. Under 2007 har ytterligare en licens tillförts Trakienprojektet. Aladdin Middle East är operatör för projektet. Tethys är partner med 25 procents andel. Projektet täcker sammanlagt en yta om 994 kvadratkilometer i de centrala delarna av den trakiska sedimentbassängen.

Geologisk översikt över Trakien

De tidiga borrhningarna i området var huvudsakligen inriktade på att finna olja i kalksten från kritaperioden. Men 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 borrhning av ytnära naturgasreservoarer i tertiär sandsten.

Arbetsprogram

Ett seismiskt program har under första halvåret 2007 genomförts på licenserna i Trakien. Sammanlagt har omkring 100 kilometer 2D-seismik insamlats. En första processering och tolkning av seismiken genomfördes under sommaren, och resultatet bekräftar att den geologiska strukturen är intakt och att den omfattas av förslutningar åt fyra håll. Resultatet pekade också på behovet av viss ytterligare processering och tolkning, vilket nu sker.



Ispandikaprojektet

Tethys Oil är engagerat i Ispandikaprojektet sedan 2003. Projektet omfattar två prospekteringslicenser i sydöstra Turkiet. Aladdin Middle East är operatör och Tethys har 10 procents andel. Ispandika ligger nära gränsen till Irak. Säkerheten i området har försämrats, och under större delen av 2007 har inget arbete på marken kunnat genomföras.

Tethys Oils geologiska modell för Ispandika

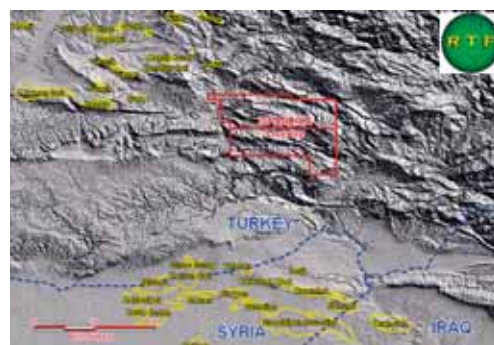
Ispandikaområdet är till största delen utforskat vad gäller kolväten. Området ligger dock centralt mellan producerande fält i Turkiet, norra Irak och norra Syrien. Hittills har en borrhning, Girdara-1, utförts i licensområdet. Borrhningen utfördes av Aladdin 1965 till ett djup om 2 233 meter och påträffade oljespår i bergarter från tertiärperioden.

Huvudsakliga risker och reservpotential

Risken med Ispandikalicensen är stor, men potentialen för stora fynd i området 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

Då endast begränsade seismiska data finns tillgängliga har en grund stratigrafisk (geologisk) undersökningsborrhning genomförts. Den syftade till att öka kunskapen om hur de ytnära bergarterna fördelar sig. Den geologiska information som erhöles ökade inte nämnvärt kunskapen om området.



Ispandikalicenserna med strukturer föreslagna borrhplatser

Licens/Projekt	Tethys Oils andel	Total areal, km ²	Operatör
Trakien	25%	944	Aladdin Middle East Ltd.
Ispandika	10%	965	Aladdin Middle East Ltd.
Totalt		1 909	

Sverige

I december 2007 beviljade Bergmästaren Tethys undersökningstillstånd att söka olja och gasformiga kolväten på Gotland. Tillståndet benämnt Gotland Större omfattar ett område om 540 kvadratkilometer på den norra delen av ön. Tillståndet gäller i tre år och är förenat med sedvanliga villkor avseende bland annat arbetsplaner och miljöprövningar.



Bakgrund

Gotland är Sveriges enda oljeregion, med en historisk produktion om knappt 700 000 fat olja. Redan på 30-talet inleddes oljeprospekteringen på Gotland. Då borrades två hål. Olja påträffades, men inte i kommersiellt utvinningsbara mängder. Oljeprospektering AB (OPAB) inledde verksamhet på ön 1969 och genomförde under bolagets 17 verksamhetsår på Gotland 241 borrhningar och insamlade över 2 500 kilometer seismik. 1987 tog Gotlandsolja AB över driften. Under tiden fram till 1992 bredrev de kommersiell oljeutvinning och borrade sammanlagt 82 hål.

I Baltikum har olja hittats i den kambriska sandstenen som ligger under ett ordoviciskt lager. Denna berggrund går i en trend från Baltikum till Gotland. Men den historiska produktionen på Gotland har skett från ordoviciska rev. Gotlandsolja som utvunnits har varit av hög kvalitet med låg svavelhalt.

En översiktlig genomgång av historiska data indikerar att endast en mindre del av de potentiellt oljeförande rev som finns på Gotland har kartlagts och provborrats. Statistisk data indikerar att det kan finnas så många som omkring 600 av sådana rev, varav omkring 150 har kartlagts och borrats. Av de som borrats har omkring 10 procent funnits vara oljeförande.

Arbetsprogram

Enligt Tethys bedömningar kan det finnas upp till 1 miljon fat olja kvar att utvinna på norra Gotland. Oljan finns inte i ett fält, utan är utspridd på olika rev. Dock är dessa rev grunda, och kostnaden för att borra dem är inte hög.

Tethys har för avsikt att utifrån historiska data och modern teknik i form av gravimetri och radarteknologi söka fördjupa förståelsen för dessa revs utbredning. Det kan också bli aktuellt med en geokemisk markstudie. Vid en sådan tas jordprover från ett antal mätpunkter och analyseras och jämförs med prover tagna över kända oljefält.

Ifall resultaten från dessa undersökningar är positiva kan Tethys i framtiden komma att ansöka om tillstånd från berörda myndigheter och markägare att få utföra kompletterande seismiska undersökningar och i slutändan prospekteringsborrningar.



Licens	Tethys Oils andel	Total areal, km ²	Operatör
Gotland Större	100%	540	Tethys Oil
Totalt		540	

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 tillhandahåller 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-, arbetskydds-, 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.

Från borrhningen av Karlebo-1, hösten 2006





Åskådare av borrhningen
av Pierre Maubeuge 2,
hösten 2007

Fallstudier

Danmark – Karleboborrhningen ur ett HSES-perspektiv

Karleboborrhningen genomfördes norr om Köpenhamn i den danska by som givit sitt namn till borrhningen. Borrhningen 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 borrhtröstningen anlände. Under borrhningen höll Tethys både ett informationscentrum och en utviksplat 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.

Oman – Vatten är liv!

Under borrhning efter olja öster om staden Ibri i nordvästra Oman påträffades ett stort flöde av rent dricksvatten på 60 meters djup. Bra dricksvatten är en knapp resurs i den omanska öknen. Departementet för vatten och elektricitet var därför snabba med att utveckla denna viktiga tillgång. Vattenuptagningsområdet Al Massarrat omfattar större delen av Block 15. Denna vattentäkt förser tusentals människor med rent dricksvatten varje dag. Den innersta kärnan av Al Massarrat gränsar till Jebel Aswadstrukturen, och det finns tydliga regler om vad man får och inte får göra inom den skyddade vattentäkten.

När Tethys återinträdesborrade Jebel Aswad år 2007 skedde det under strikt övervakning av Al Massarrats vattenskyddsavdelning. En nollpolicy vad gäller utsläpp följdes. Alla områden där det fanns risk för spill behövde därför skyddas med ett ogenomträngligt membran. Dessutom fraktades all jord och grus som potentiellt kunde vara förorenat till en anläggning för miljöfarligt avfall. Två vattenobservationsbrunnar borrades – en nedströms från Jebel Aswad, och en uppströms. Prover togs varje vecka och analyserades både av Vattendepartementet och av Al Safa, Tethys egna tredjepartskonsulter.

Efter 80 dagars borrarbete med mycket borrvätskor och transporter av tusentals ton med utrustning och material, så hade inga miljöproblem uppstått. Efter borrhningen genomförde Al Safa en utredning (Legal Investigation) på borrhplatsen. I syfte att undersöka om jorden blivit förorenad borrades ett antal 5-metershål. Borrplatsen fick ingen miljöanmärkning.

Den vattenbrunn som borrades för att förse borrhningen med vatten har nu överlämnats till Al Massarrat vattenavdelning, så att den framgent kan förse invånarna i Ibri med rent dricksvatten.

Styrelse, ledning och revisorer

Styrelse



Vincent Hamilton, född 1963.

Chief Operating Officer och styrelsens ordförande sedan 2004 (ledamot av styrelsen sedan 2001). Utbildning: Master of Science i geologi, Colorado School of Mines i Golden, Colorado. 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: 2 008 713.



Håkan Ehrenblad, född 1939.

Ledamot av styrelsen sedan 2003. Utbildning: Maskiningenjör HTLS, Kemi/Papperstillverkning Kungliga Tekniska Högskolan, Stockholm samt PED vid Institute for Management Development (IMD), Lausanne, Schweiz. Håkan Ehrenblad har haft olika ledande befattningar inom Bonnier Magazine Group fram till 1984. Håkan Ehrenblad har varit en pionjär inom områden som rör data- och internetsäkerhet. Han har även publicerat ett antal böcker avseende finansiering och skatteinformation. Idag är han aktiv inom förlagsverksamhet och media. Håkan Ehrenblad är även en aktiv investerare, huvudsakligen inom den globala energisektorn. Styrelseledamot i Tanganyika Oil Company Ltd.

Antal aktier i Tethys Oil: 178 197.



John Hoey, född 1939.

Ledamot av styrelsen sedan 2001. Utbildning: Bachelor of Science, University of Notre Dame, Indiana samt MBA, Harvard University, Boston, Massachusetts. 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 VietNam Holding Ltd. Antal aktier i Tethys Oil: 1 317 828.



Magnus Nordin, född 1956.

Verkställande direktör och ledamot av styrelsen sedan 2001. Utbildning: Filosofie kandidat, Lunds Universitet samt Master of Arts, University of California i Los Angeles, Kalifornien. 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: 1 276 356.



Carl-Gustaf Ingelman, född 1935.

Ledamot av styrelsen sedan 2005. Utbildning: Civilingenjör, Kungliga Tekniska Högskolan, Stockholm samt Master of Management, Handelshögskolan, Stockholm. 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: –



Jonas Lindvall, född 1967.

Borransvarig och ansvarig för verksamheten i Oman samt ledamot av styrelsen sedan 2006. Verkställande direktör i Tethys Oils dotterbolag Tethys Oil Oman Ltd. Utbildning: Bachelor of Science i Petroleum Engineering, University of Tulsa i Tulsa, Oklahoma. 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: 1 218 000.

Maha Resources Ltd. är berättigad till årlig kontantbonus uppgående till 3 procent av olja eller naturgas som allokeras Tethys Oil Oman Ltd enligt produktionsavtalet, efter nedlagda kostnader. Jonas Lindvall har ett betydande inflytande över Maha Resources Ltd.



Jan Risberg, född 1964.

Ledamot av styrelsen sedan 2004. Utbildning: Civilekonom, Stockholms Universitet. 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 Ledstiernan ABs Londonkontor under åren 2000-2002. Jan Risberg är idag verksam som oberoende konsult inom den finansiella sektorn.

Antal aktier i Tethys Oil: 643 266.

Ledning

Magnus Nordin, Verkställande direktör.

Vincent Hamilton, Chief Operating Officer.

Morgan Sadarangani, född 1975. Finanschef. Anställd sedan januari 2004. Utbildning: Ekonomie Magister i Företagsekonomi, Uppsala Universitet. Olika befattningar inom SEB och Enskilda Securities avdelning för corporate finance mellan 1998-2002.

Antal aktier i Tethys Oil: 66 000.



Revisorer



Klas Brand, född 1956
Auktoriserad revisor
Bolagets revisor sedan 2001
PricewaterhouseCoopers AB,
Göteborg



Johan Rippe, född 1968
Auktoriserad revisor
Bolagets revisor sedan 2007
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 2007 uppgår till TSEK 3 196 fördelat på 6 392 762 aktier med ett kvotvärde om 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. Per 31 december 2007 har styrelsen kvarvarande bemyndiganden från årsstämman 2007 om att nyemittera 549 000 aktier. Bemyndigandet gäller fram till nästa årsstämma.

Aktiedata

Aktiekapitalet i moderbolaget har sedan starten i september 2001 fram till 31 december 2007 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 100:1	1,00	495 000	500 000	–	500 000
2003	Nyemission	1,00	250 000	750 000	250 000	750 000
2004	Aktiesplit 2:1	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
2007	Riktad emission juli	0,50	300 000	6 041 760	150 000	3 020 880
2007	Optionsinlösen december	0,50	2	6 041 762	1	3 020 881
2007	Riktad emission december	0,50	125 000	6 166 762	62 500	3 083 381
2007	Kvittningsemmission december	0,50	226 000	6 392 762	113 000	3 196 381
2008	Split 3:1	0,17	12 785 524	19 178 286	–	3 196 381

Fördelning av aktieinnehav per 29 februari 2008

Storleksklasser per den 29 feb 2008	Antal aktier	Andel av antal aktier	Antal aktieägare	Andel av antal aktieägare
1 – 1 500	480 171	2,50%	790	67,01%
1 501 – 30 000	2 110 710	11,01%	346	29,35%
30 001 – 150 000	1 612 929	8,41%	24	2,04%
150 001 – 300 000	980 097	5,11%	5	0,42%
300 001 –	13 994 379	72,97%	14	1,19%
Totalt	19 178 286	100,00	1 179	100,00

Källa: VPC och Tethys Oil

Aktieägarstruktur

De 10 största aktieägarna i Tethys Oil per den 29 februari 2008.

Aktieägare per den 29 feb 2008	Antal aktier	Kapital och röster, %
Vincent Hamilton*	2 008 713	10,47
SIS Segaintersettle	1 842 360	9,61
BNP Paribas (Suisse) SA	1 737 300	9,06
John Hoey*	1 317 828	6,87
Magnus Nordin**	1 276 356	6,66
Jonas Lindvall*	1 218 000	6,35
Bank Julius Baer und Co AG	1 164 408	6,07
Lorito Holdings S.A.	879 408	4,59
SEB Private Bank S.A.	669 000	3,49
Jan Risberg	643 266	3,35
Övriga (1 170 aktieägare)	6 421 647	33,48
Totalt	19 178 286	100,00

* Genom bolag

** Inkl. 60 000 aktier utlånade till HQ Bank AB

Källa: VPC och Tethys Oil

Aktieprisutveckling och omsättning, januari 2007 till februari 2008



Aktiestatistik 2007

Aktierna i Tethys Oil handlas på Stockholmsbörsens First North.

Ticker	TETY
Årshögsta	76,50 (15 oktober 2007)
Årslägst	29,40 (28 februari 2007)
Genomsnittlig omsättning per dag (aktier)	17 086
Periodens omsättning (aktier)	4 271 389
Periodens omsättning/utestående aktier	72,82%

Nyckeltal

Koncernen	2007	2006	2005	2004	2003
Resultat- och balansposter					
Bruttomarginal, TSEK	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Rörelseresultat, TSEK	-23 533	-30 976	-14 998	-5 810	-934
Rörelsemarginal, %	Neg.	neg.	neg.	neg.	n.a.
Resultat efter finansiella poster, TSEK	-24 704	-29 802	-14 368	-5 062	-891
Årets resultat, TSEK	-24 721	-29 802	-14 368	-5 062	-891
Nettomarginal, %	Neg.	neg.	neg.	neg.	n.a.
Eget kapital, TSEK	103 196	95 230	52 375	66 743	3 542
Balansomslutning, TSEK	105 586	118 983	54 833	69 102	4 139
Kapitalstruktur					
Soliditet, %	97,74%	80,04%	95,52%	96,59%	85,58%
Skuldsättningsgrad, %	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Andel riskbärande kapital, %	97,74%	80,04%	95,52%	96,59%	85,58%
Räntetäckningsgrad, %	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Investeringar, TSEK	51 765	35 207	6 491	12 696	1 570
Lönsamhet					
Räntabilitet på eget kapital, %	neg.	neg.	neg.	neg.	neg.
Räntabilitet på sysselsatt kapital, %	neg.	neg.	neg.	neg.	neg.
Nyckeltal per medarbetare					
Genomsnittligt antal anställda	9	5	4	3	–
Aktiedata					
Utdelning per aktie, SEK	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Kassaflöde använt i den löpande verksamheten per aktie, SEK	neg.	neg.	neg.	neg.	neg.
Antal aktier på balansdagen, tusental	6 393	5 742	4 385	4 385	1 500
Eget kapital per aktie, SEK	16,14	16,59	11,94	15,22	2,40
Vägt genomsnittligt antal aktier under räkenskapsåret, tusental	5 864	5 110	4 385	3 705	1 003
Resultat per aktie, SEK	-4,22	-5,83	-3,28	-1,37	-0,89

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 och eget kapitalandel av obeskattade reserver i procent av balansomslutningen.

Räntetäckningsgrad

Resultat efter finansnetto plus finansiella kostnader i procent av finansiella kostnader.

Moderbolaget	2007	2006	2005	2004	2003
Resultat- och balansposter					
Bruttomarginal, TSEK	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Rörelseresultat, TSEK	-3 996	-4 488	-3 786	-3 903	-934
Rörelsemarginal, %	neg.	neg.	neg.	neg.	n.a.
Resultat efter finansiella poster, TSEK	-22 558	-28 178	-12 391	-2 970	-891
Årets resultat, TSEK	-22 558	-28 178	-12 391	-2 970	-891
Nettomarginal, %	neg.	neg.	neg.	neg.	n.a.
Eget kapital, TSEK	113 197	100 945	56 444	68 835	3 542
Balansomslutning, TSEK	115 179	121 232	58 982	70 346	4 139
Kapitalstruktur					
Soliditet, %	98,28%	83,27%	95,70%	97,85%	85,58%
Skuldsättningsgrad, %	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Andel riskbärande kapital, %	98,28%	83,27%	95,70%	97,85%	85,58%
Räntetäckningsgrad, %	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Investeringar, TSEK	21 887	59 096	5 874	11 651	1 570
Lönsamhet					
Räntabilitet på eget kapital, %	neg.	neg.	neg.	neg.	neg.
Räntabilitet på sysselsatt kapital, %	neg.	neg.	neg.	neg.	neg.
Nyckeltal per medarbetare					
Genomsnittligt antal anställda	5	4	4	3	-
Aktiedata					
Utdelning per aktie, SEK	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Kassaflöde använt i den löpande verksamheten per aktie, SEK	neg.	neg.	neg.	neg.	neg.
Antal aktier på balansdagen, tusental	6 393	5 742	4 385	4 385	1 500
Eget kapital per aktie, SEK	17,71	16,59	12,87	15,70	2,40
Vägt genomsnittligt antal aktier under räkenskapsåret, tusental	5 864	5 110	4 385	3 705	1 003
Resultat per aktie, SEK	-3,85	-5,51	-2,83	-0,80	-0,89

Investeringar

Totala investeringar under året.

Lönsamhet

Räntabilitet på eget kapital

Årets resultat i procent av eget kapital.

Räntabilitet på sysselsatt kapital

Årets resultat i procent av sysselsatt kapital (balansomslutningen minus icke räntebärande skulder).

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.

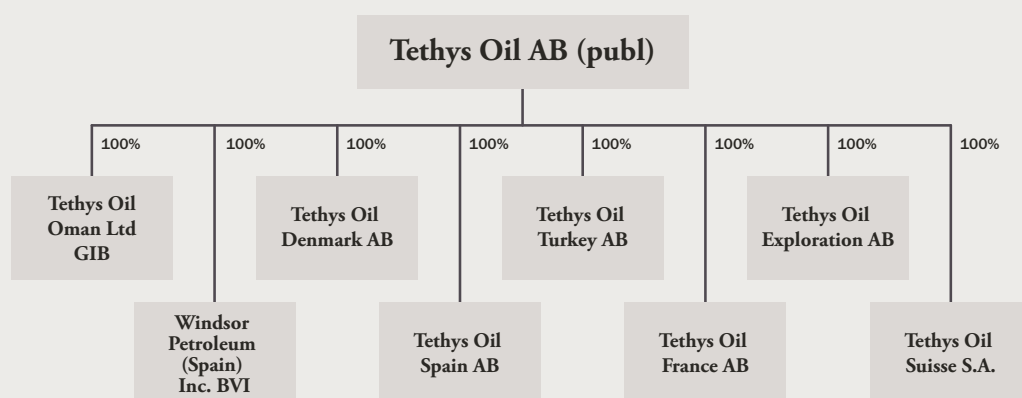
Resultat per aktie

Årets resultat dividerat med vägt genomsnittligt antal aktier.

N.a.

Ej tillgängligt

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, Frankrike, Sverige, Marocko, Spanien och Turkiet. Tethys Oils aktier är noterade på First North (TETY) i Stockholm. Remium AB är Certified Adviser.

Tethys Oil har beslutat att ansöka om en sekundärnotering av bolagets aktier på den internationella börsen i Dubai (DIFX). Den Dubaibaserade investmentbanken MAC Capital Limited har utsetts till sponsor för Tethys Oil på DIFX. Tethys Oil förväntar sig att en ansökan om en sekundärnotering på DIFX kommer att lämnas in under andra kvartalet 2008.

Land	Licensnamn	Total areal,		Samarbetspartners (operatör i fetstil)	Bokfört värde	Bokfört värde
		Tethys Oil	km ²		31 dec 2007	31 dec 2006
Oman	Block 15	40%	1 389	Tethys Oil , Odin Energi	60 746	26 700
Oman	Block 3&4	50%	33 125	CCED , Tethys Oil		
Frankrike	Attila	40%	1 986	Galli Coz , Tethys Oil	8 844	1 033
Marocko	Bouanane	12,5%	2 100	Dana Petroleum , Tethys Oil, Eastern Petroleum	971	2 912
Spanien	Valderredible – lic. no. 4600	50%	241	Leni Gas&Oil , Tethys Oil	1 455	1 878
Spanien	Huermeces – lic. no. 4599	50%	121	Leni Gas&Oil , Tethys Oil		
Spanien	Basconillos – Basconillos-H	50%	194	Leni Gas&Oil , Tethys Oil		
Spanien	Cameros – Cameros-2	26%	35	SHESA , Union Fenosa, Nuelgas, Tethys Oil		
Spanien	Cameros – Ebro-A	26%	217	SHESA , Union Fenosa, Nuelgas, Tethys Oil		
Turkiet	Ispandika – AR/TMO-EPS-GYP/3795	10%	499	Aladdin Middle East , Terralliance, Tethys Oil	4 614	1 270
Turkiet	Ispandika – AR/TMO-EPS-GYP/3794	10%	466	Aladdin Middle East , Terralliance, Tethys Oil		
Turkiet	Trakien – AR-AME-3999	25%	492	Aladdin Middle East , Tethys Oil		
Turkiet	Trakien – AR-AME-3999	25%	405	Aladdin Middle East , Tethys Oil		
Turkiet	Trakien – AR-AME-3999	25%	47	Aladdin Middle East , Tethys Oil		
Sverige	Gotland Större	100%	540	Tethys Oil	259	–
Danmark	Frånträdna licenser	n.a	n.a	n.a	–	687
Nya områden					23	612
Totalt			41 907		76 932	35 092

* Consolidated Contractors Energy Development (Oman)

Oman

Tethys Oil har andelar inom två licensområden i Oman, Block 15 och Block 3 och 4. Tethys Oil är operatör på block 15 och innehar 40 procents andel. Samarbetspartner är ett privat danskt företag, Odin Energi som innehar resterande 60 procent. I december 2007, förvärvade Tethys Oil 50 procents andel i Block 3 och 4 från Norwegian Energy Companys dotterbolag Altinex. Kostnaden för förvärvet uppgick till MUSD 2. Operatör för denna licens är CCED som innehar resterande 50 procent.

Block 15

Med Tethys som operatör genomfördes återinträdesborrningen Jebel Aswad under det andra kvartalet 2007. Jebel Aswad borrades ursprungligen 1994 och olja påträffades i två kalkstenslager, kallade Natih och Shuaiba. Återinträdesborrningen var utformad för att utvärdera båda lagren och underbalanserad borrvätska användes för att minimera påverkan av reservoaren samt för att uppnå största möjliga produktion.

I juni hade borrningen avslutats och testning genomförts. Båda kalkstenslagren producerade kolväten till ytan. Vid test flödade Natihsektionen genom en 1-tumsventil 11,03 miljoner kubikfot naturgas per dag och 793 fat kondensat per dag uppmättes (motvarande sammanlagt 2 626 fat oljeekvivalenter per dag). Kondensaten höll mycket god kvalitet med en densitet av 57 grader API. Shuaibasektionen kunde inte testas till följd av ett motorfel, men Shuaiba producerade "våt gas" (dvs gas rik på tyngre kolväten som kondenseras vid trycksänkning) under borrning.

Tethys har gjort en egen preliminär reservberäkning, och enligt denna uppgår reserverna i Natih A-reservoaren till omkring 138 miljarder kubikfot naturgas samt cirka 7,0 miljoner fat kondensat. För Tethys andel om 40 procent innebär detta 55 miljoner kubikfot naturgas och 2,8 miljoner fat kondensat. Beräkningarna inkluderar inte eventuella reserver i underliggande reservoarer, trots tydliga indikationer på att även dessa två separata reservoarer innehåller kolväten.

Tethys Oil har uppdragit åt Helix RDS (UK) Ltd. att med hjälp av data från borrningen samt data från den ursprungliga testningen 1995 modellera resultaten. I deras rapport har inga ekonomiska analyser genererats för profilerna som gjorts och därför bör de utvinningsbara kolvätena kategoriseras som geologiska reserver (resources). Enligt Helixrapporten ger Tethys Oils andel om 40 procent följande tabell:

Tethys Oils andel, 40%	Låg	Mellan	Hög
Total producerbar gasvolym (BSCF)	5,54	52,26	174,40
Total producerbar kondensatvolym (MMbbls)	0,28	2,61	8,72
Tethys andel uttryckt i miljoner fat oljeekvivalenter (MMBOE)	1,20	11,32	37,79

(Omräkningsfaktor: 1 fat oljeekvivalenter = 6 000 kubikfot naturgas)

Under det fjärde kvartalet 2007 utförde oljeservicebolaget MB Petroleum Services ytterligare tester av Jebel Aswad. Ett omfattande testprogram med flödesanalyser och insamling av gas- och oljeprover har utförts i borrhålet.

Sammanlagt har 13 prover tagits vid ytan och 4 nere i reservoaren. Omkring 240 liter kondensat har insamlats. Prover har sänts för ingående laboratorieanalys och resultatet väntas under februari. Mängden kondensat (lättolja) i förhållande till naturgas har uppmätts vara upp till 25 procent högre än vid tidigare test. I övrigt har resultaten från produktionstesterna från juni 2007 i stort bekräftats. Mätningar av trycket genomfördes genom att instrument placerade i botten av reservoaren, vilket var klart i januari 2008.

Arbetet med den preliminära utbyggnadsplanen för fältet fortsätter. Ingenjörbolaget WS Atkins har kontrakterats för att designa fältets processanläggningar. Bolaget Al Safa har kontrakterats för att genomföra miljökonsekvensstudier.

För närvarande planeras en insamling av 3D-seismik över Jebel Aswad-strukturen. Upphandling av tjänsten pågår, för att om möjligt kunna genomföras senare under året.

Block 3 och 4

Under det sista kvartalet 2007 skedde en väsentlig utökning av Tethys Oils verksamhet i Oman i och med att förvärvet av licensandelarna i Block 3 och 4 slutfördes. Säljare var Norwegian Energy Company ASA (Noreco) genom dess dotterbolag Altinex. Licenserna täcker en yta om mer än 30 000 kvadratkilometer och Tethys andelar uppgår till 50 procent. Genom förvärvet blir Tethys en av de ytmässigt största licensinnehavarna onshore Oman.

På Block 3 finns oljefyndet South Farha som uppskattas innehålla 9 miljoner fat utvinningsbar olja i tunna sandstenslager. Sammantaget har mer än 30 000 kilometer 2D-seismik insamlats och 27 borrningar utförts på de bägge licenserna, varav 18 har påträffat olja. Ett stort antal potentiellt oljeförande geologiska strukturer har kartlagts inom licenserna. CCED är operatör för Block 3 och 4 och har resterande 50 procent.

Danmark

Tethys Oil har tidigare innehavt intressen i två licenser i Danmark, licens 1/02 och 1/03. Tethys Oil var operatör för dessa licenser och prospekteringsborrningen Karlebo-1 på licens 1/02 onshore Själland utfördes under slutet av 2006. Alla nödvändiga geologiska förutsättningar påträffades förutom moderbergart varför inga kolväten påträffades under borrningen. Karlebo-1 förslöts och övergavs. Under 2007 genomförde bolaget en kompletterande översiktsstudie av licenserna 1/02 och 1/03. Det sammanlagda resultatet var att ytterligare prospektering sannolikt inte kunde anses meningsfull och licenserna frånträdades därför den 22

maj 2007. Alla utestående åtaganden har uppfyllts på licenserna.

Frankrike

Attila

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 arbetsprogram som genomfördes på Attilalicensen i Frankrike under 2006 stärkte uppfattningen att områdets prospektivitet är god och ett beslut togs om att gå vidare med prospekteringsborrningen Pierre Maubeuge 2 (PLM-2). Arbetet med borrhjulet inleddes under sommaren och var klart i september 2007. Mobiliseringen av borrhjulet MR-7000, med det franska bolaget COFOR som entreprenör, inleddes den 18 september.

Efter knappt tre veckors arbete avslutades borrningen under sista kvartalet 2007 efter att ha nått ett slutgiltigt djup om 1 310 meter. Under borrningen påträffades gas i triasformationen. Hålet har sedan loggats varvid en 80 meters gasförande zon identifierades. I denna zon, huvudsakligen bestående av kalksten, har sammanlagt 10,5 meter netto gasförande lager identifierats.

Resultatet är så pass lovande att beslut om att genomföra ett produktionstest har tagits. Enligt en detaljerad analys som gjorts, så förväntas PLM-2 kunna producera naturgas till ytan. Operatören kommer därför att färdigställa borrhålet för att möjliggöra kommersiellt godtagbara produktionsflöden. Färdigställandet och efterföljande testning kommer att utföras med en workoverrig som är mindre och har lägre kostnad än den som användes för prospekteringsborrningen. Detta test planeras att utföras i april eller maj 2008, beroende på tillgång till passande utrustning.

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 Basconillos-H. Leni Gas&Oil Plc., ett olje- och naturgasbolag marknadsnoterat på Londonbörsens AIM-lista är operatör för de tre licenserna.

De återstående två licenserna i Spanien, tillsammans benämnda Camerosprojektet, är belägna i Ebrobassängen 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.

Sedanoprojektet

Med Ascent Resources som operatör avslutades borrningen av Hontomin-4 på Huermece-licensen onshore Spanien under andra kvartalet 2007. Hålet loggades, men ingen olja påträffades. På prospekteringslicensen Basconillos har den planerade återinträdesborrningen av Tozo-1 skjutits upp. I slutet av 2007 sålde Ascent bolagets 50-procentiga innehav i prospekteringslicenserna till Leni Gas and Oil Plc.

Camerosprojektet

Camerosprojektet, beläget i Ebrobassängen i norra Spanien, är framför allt intressant på grund av en stor väldefinierad geologisk struktur, som möjligen är gasförande. När myndigheterna i februari 2007 beviljade partnergruppen en andra licens (Ebro-A) som omger den första licensen (Cameros-2), ökade Camerosprojektets totala yta till 252 kvadratkilometer. En miljökonsekvensstudie har genomförts, och en prospekteringsborrning planeras. Kvarvarande arbete omfattar en detaljerad planering av prospekteringsborrningen samt att finna en lämplig borrhjulet.

Turkiet

Tethys Oil har andelar i fem licenser i Turkiet. Två av licenserna ligger i Ispandikaområdet beläget i sydöstra Turkiet, nära Syrien och Irak. Partners på Ispandikalicensen är Aladdin Middle East (operatör) och Terralliance De övriga tre licenserna är belägna i Trakien, den nordvästra och Europeiska delen av Turkiet, nära Bulgarien och Grekland. Partner på Trakienlicenserna är Aladdin Middle East (operatör). Tethys Oil har 10 procents intresse i Ispandikalicenserna och 25 procents intresse i de Trakiska licenserna. Tethys Oil har etablerat en filial i Turkiet som direkt innehar dessa licenser.

Trakien

Ett seismiskt program har under första och andra kvartalet genomförts på licenserna i Trakien onshore Turkiet. Sammanlagt har omkring 100 kilometer 2D-seismik insamlats på licenserna. En första processering och tolkning av seismiken genomfördes under sommaren, och resultatet bekräftar att den geologiska strukturen är intakt och att den omfattas av förslutningar åt fyra håll. För att finna en lämplig borrhjulet har ytterligare processering och tolkning av seismiken gjorts. I syfte att prospektera efter ytligt belägen naturgas planeras en prospekteringsborrning ske under första halvåret 2008.

I juni erhöll Tethys 25 procent i en tredje licens i Trakien, licens 4187, nära de två tidigare licenserna.

Licensen täcker en yta om 84 kvadratkilometer, vilket ökar ytan för hela Trakienprojektet till 994 kvadratkilometer.

Ispandika

Eftersom endast begränsade seismiska data finns tillgängliga borrades en grund stratigrafisk (geologisk) undersökningsborrning runt årsskiftet 06/07. Den syftade till att öka kunskapen om hur de ytnära bergarterna fördelar sig. Den geologiska information som erhöles ökade inte nämnvärt kunskapen om området. Säkerheten i området har försämrats, och inget arbete på marken genomförts sedan första kvartalet 2007.

Marocko

Tethys Oil har 12,5 procents andel i Bouananelicensen, belägen i östra Marocko. Operatör för licensen är det brittiska olje- och gasbolaget Dana Petroleum Plc. Vidare är Eastern Petroleum partner i licensen.

I juni 2007 tecknade Tethys Oil tillsammans med partner Dana Petroleum Ltd och Eastern Petroleum ett avtal om prospektering efter och utvinning av kolväten på Bouananelicensen med det statliga marockanska oljebolaget ONHYM.

Enligt avtalet blir Dana operatör med 50 procents andel i licensen. Tethys och Eastern har båda 12,5 procents andel. ONHYM har 25 procents andel. Avtalet gäller under åtta år och är indelad i tre perioder. Under den första perioden skall antingen 2D-seismik insamlas eller en prospekteringsborrning genomföras. Dana kommer att svara för Tethys och Easterns kostnader avseende licensen upp till MUSD 5 för seismikarbete och upp till MUSD 7 för prospekteringsborrning. Dana har ersatt Tethys för nedlagda kostnader rörande licensen, inklusive ombearbetning av seismik och den gravimetriska studie som Tethys utfört.

Dana undersöker just nu tillgången på lämplig borrning. En prospekteringsborrning kan komma att utföras i slutet av 2008 eller i början av 2009.

Sverige

Tethys Oil har 100 procents andel i licensen Gotland Större, belägen onshore på norra Gotland.

Gotland

I december 2007 beviljade Bergmästaren Tethys undersökningstillstånd att söka olja och gasformiga kolväten på Gotland. Tillståndet benämnt Gotland Större omfattar ett område om knappt 540 kvadratkilometer på den norra delen av ön. Tillståndet gäller i tre år och är förenat med sedvanliga villkor avseende bland annat arbetsplaner och miljöprövningar.

Olja har tidigare producerats på Gotland och denna del av ön uppfyller de nödvändiga geologiska

betingelserna för att olja skall kunna påträffas. Tidigare produktion har skett från ordoviciska rev längs en trend som börjar i Baltikum och slutar på Gotland. En översiktlig genomgång av historiska data indikerar att endast en mindre del av dessa rev kartlagts och provborrats. Tethys har för avsikt att utifrån historiska data och modern teknik i form av gravimetri och radar-teknologi söka fördjupa förståelsen för dessa revs utbredning.

Potentiella licensområden – Lettland

Genom förvärvet av licensandelen i Block 15 i Oman 2006 erhöles Tethys även en option att förvärva 11 procents intresseandel i produktionslicensen Dunalka onshore Lettland. Licensen utvärderas fortfarande och optionen som omfattar licensen är förlängd fram till 1 juli 2008.

Väsentliga avtal och åtaganden

I Tethys Oils operativa verksamhet finns två kategorier av avtal; ett som reglerar förhållandet till värdnationen; och ett som reglerar förhållandet till samarbetspartners.

Avtalen som reglerar förhållandet till värdnationerna benämns licenser eller Prospekterings- och produktionsdelningsavtal (EPSA). Tethys Oil innehar andelar direkt genom ovannämnda avtal i Oman, Frankrike, Turkiet, Sverige och Marocko. I Spanien innehar Tethys Oil sina andelar indirekt genom avtal med andra samarbetspartners. Avtalen med värdnationerna har en tidsbegränsning och är normalt uppdelade i olika tidsperioder. Finansiella åtaganden och arbetsåtaganden härrör till de olika tidsperioderna.

Tethys Oil har åtaganden i Oman genom EPSA för Block 15 och Block 3 och 4. Dessa åtaganden uppgår till MUSD 5,6, där den största delen avser Block 3 och 4. Åtagandet är en bedömning av kostnaderna för att uppfylla arbetsåtagandena. På de övriga licenserna är åtagandena antingen uppfyllda eller så finns inga åtaganden som Tethys Oil kan hållas ansvarig för. På vissa av Tethys Oils licenser finns specificerade arbetsprogram eller minimumutgifter för att bibehålla licenserna, men ej åtaganden som Tethys Oil kan hållas ansvarig för.

Avtalen som avser förhållandet till samarbetspartners benämns Joint Operating Agreements (JOA). Med undantag för verksamheten i Sverige, där Tethys Oil är ensam licensinnehavare, har Tethys Oil JOA-avtal med samtliga samarbetspartners.

Utöver nämnda avtal, finns inga andra avtal eller andra omständigheter avseende bolagets verksamhet som har avgörande betydelse för koncernens verksamhet eller lönsamhet.

Resultat, finansiell ställning 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 perioden som avslutades den 31 december 2007. Belopp som avser jämförelseperiod (motsvarande period föregående år) presenteras inom parantes efter beloppet för den aktuella perioden. Fram till den 31 december 2007, har Tethys Oil inte redovisat någon försäljning av olja och gas. Till följd av att det inte rapporterats någon försäljning har säsongsvariationer inte haft någon påverkan på resultatet.

Periodens resultat och försäljning

Tethys Oil rapporterar ett resultat för 2007 om TSEK -24 721 (TSEK -29 802 för motsvarande period föregående år), vilket motsvarar ett resultat per aktie om SEK -4,22 (SEK -5,83) för 2007. Nedskrivningar av olje- och gastillgångar om TSEK 16 220 har påverkat resultatet negativt för helåret 2007. Av nedskrivningarna avser TSEK 9 269 tidigare investeringar i Hontominborrningen i Spanien som utfördes mellan första och andra kvartalet 2007 men där ingen olja påträffades. Delar av nedskrivningarna är hänförliga investeringar i licens 1/02 och licens 1/03 där båda licenserna frånträtts. Kassaflöde från verksamheten före förändringar i rörelsekapital för helåret 2007 uppgick till TSEK -8 372 (TSEK -7 129).

Resultatet för helåret 2007 har ej i större utsträckning påverkats av valutakursvinster eller förluster.

Det har inte förekommit någon försäljning eller produktion av olja och gas under 2007. Eftersom ingen produktion förekommit har det inte skett någon avskrivning av olje- och gastillgångar.

Övriga intäkter, administrationskostnader

Administrationskostnader inklusive avskrivningar uppgick till TSEK -10 563 (TSEK -9 000) för helåret 2007. Avskrivningar uppgick till TSEK 122 (TSEK 125) under 2007. Administrationskostnader består huvudsakligen av löner, hyror, noteringsrelaterade kostnader och konsultationer. Dessa kostnader är företagsrelaterade och kapitaliseras följaktligen inte. Avskrivningarna är hänförliga inventarier. Ökningen av administrationskostnaderna beror på en ökning av bolagets aktiviteter under 2007 jämfört med 2006 samt tillkommande administrationskostnader hänförliga till det förvärvade bolaget Tethys Oman Ltd. Huvuddelen av administrationskostnaderna i Oman vidarefaktureras det joint venture som bolaget är en del av i Oman. I detta joint venture kapitaliseras utgifterna och kan, i enlighet med Produktionsdelningsavtalet återvinnas. Det ovannämnda innebär vidare att de administrativa kostnaderna finansieras till 60 procent av bolagets partner i Oman. Vidarefaktureringen till joint venture presenteras under övriga intäkter i resultaträkningen. Delar av moderbolagets

administrationskostnader kapitaliseras i dotterbolagen. I koncernens resultaträkning elimineras dessa interna transaktioner.

Förändringar av olje- och gastillgångar

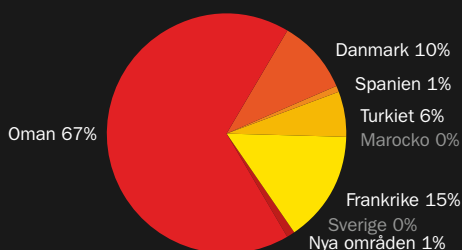
Olje- och gastillgångar uppgick per den 31 december 2007 till TSEK 76 932 (TSEK 35 072). Investeringar i olje- och gastillgångar uppgick under tolv månadersperioden som avslutades 31 december 2007 till TSEK 51 481 (TSEK 26 408). Nedskrivningar av olje- och gastillgångar uppgick under 2007 till TSEK 16 220 (TSEK 22 519).

Av investeringarna avser TSEK 36 213 Oman. Av dessa investeringar i Oman avser TSEK 23 431 Block 15, där Tethys Oil utförde en borrning under andra kvartalet. Tethys Oil är operatör och betalar 40 procent av kostnaderna på Block 15. Resterande investeringar i Oman, TSEK 12 782, avser Block 3 och 4. 50 procent av dessa block förvärvades från Altinex under fjärde kvartalet. TSEK 7 810 har investerats i Frankrike där en prospekteringsborrning utfördes mellan tredje och fjärde kvartalet. Tethys Oil har 40 procents andel i licensen, men har betalat 44 procent av kostnader fram till och med nämnda prospekteringsborrning. TSEK 5 236 avser ytterligare investeringar i Danmark, Karlebo som utfördes 2006. Totala investeringar i licens 1/02 inklusive Karleboborrningen uppgick till nära MUSD 8. Tethys Oils andel uppgick till 30 procent utav den del som avser borrningen och övriga partners finansierade återstående 70 procent. De två licenserna i Danmark har nu frånträtts. Negativa investeringar i Marocko om TSEK -1 941 avser ersättning av tidigare nedlagda kostnader som en följd av infarmningen av Dana Petroleum. TSEK 3 047 avser investeringar i Turkiet, huvudsakligen införskaffandet av seismik i Trakien. Per den 31 december 2006 uppgick förutbetalda olje- och gastillgångar till TSEK 8 723. Förskottsbetalningen avsåg huvudsakligen Hontominborrningen i Spanien som påbörjades under det första kvartalet 2007. Förskottsbetalningen förflyttades som en konsekvens till olje- och gastillgångar, men ingår inte i kassaflödets investeringar eftersom det inte är en kassapåverkande post.

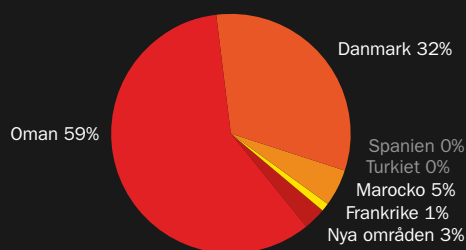
Likviditet och finansiering

Kassa och bank per den 31 december 2007 uppgick till TSEK 12 252 (TSEK 57 112). Kortfristiga placeringar per den 31 december 2007 uppgick till TSEK - (TSEK 973). I december 2007 förvärvade Tethys Oil 50 procent av Block 3&4 onshore Oman av Altinex, dotterbolag till Norwegian Energy Company (Noreco). Förvärvslikviden uppgick till MUSD 2, vilken betalades genom en kvittningsemission om 226 000 aktier i Tethys Oil till kurs SEK 56. Tethys Oil assisterade Altinex, i enlighet med avtalet, med att placera dessa aktier mot likvid som erhöles i januari 2008. Följaktligen ingår inte emissionslikviden om TSEK 12 656 i kassa och bank per denna

Investeringar i olja och gas tolvmånadersperioden 2007



Investeringar i olja och gas tolvmånadersperioden 2006



rapports balansdag. Den 7 januari 2008, efter denna rapportens balansdag, erhöles emissionslikviden.

Under december 2007 placerades ytterligare aktier med syfte att stärka bolagets likviditet. Denna emission omfattade 125 000 aktier som placerades till kurs SEK 56 vilket stärkte kassan med MSEK 7 före emissionskostnader och ingår per 31 december 2007 i kassa och bank. Båda emissionerna sker enligt bemyndiganden från årsstämman som hölls i maj 2007.

Kortfristiga fordringar

Kortfristiga fordringar uppgick till TSEK 15 777 (TSEK 16 853) per den 31 december 2007. Kortfristiga fordringar per den 31 december 2006 bestod huvudsakligen av samarbetspartners andel av tidigare nedlagda kostnader på licens 1/02 i Danmark där Tethys Oil var operatör. Tethys Oil har erhållit dessa fordringar, huvudsakligen under fjärde kvartalet 2007. Per den 31 december 2007 består kortfristiga fordringar huvudsakligen av emissionslikviden från 226 000 aktier om TSEK 12 656, vilken är beskriven ovan. Emissionslikviden erhöles den 7 januari 2008 och har stärkt bolagets likviditet betydligt.

Kortfristiga skulder

Kortfristiga skulder per den 31 december 2007 uppgick till TSEK 2 390 (TSEK 23 752), av vilka TSEK 1 251 (TSEK 22 282) är hänförliga till leverantörsskulder, TSEK 733 (TSEK 787) är hänförliga till övriga kortfristiga skulder och TSEK 406 (TSEK 684) är hänförliga till upplupna kostnader. Leverantörsskulder har minskat avsevärt sedan den 31 december 2006 i takt med att fakturor avseende Karleboborringen förfallit.

Moderbolaget

Moderbolaget redovisar ett resultat om TSEK -22 558 (TSEK -28 178) för 2007. En nedskrivning av aktier i dotterbolag om TSEK 20 119 har påverkat resultatet negativt för helåret 2007. Administrationskostnaderna inklusive avskrivningar uppgick till TSEK -7 225 (TSEK -7 742) under 2007. Resultat från finansiella investeringar uppgick till TSEK -18 561 (TSEK -24 551) under 2007. Nedskrivning av aktier i dotterbolag ingår i resultat från finansiella investeringar. Investeringar uppgick under helåret 2007 till

TSEK 42 005 (TSEK 59 096). De finansiella investeringarna är huvudsakligen lån till dotterbolag för deras respektive olje- och gasverksamhet. Den omsättning som finns i moderbolaget är relaterad till fakturering av tjänster till dotterbolagen.

Väsentliga händelser efter räkenskapsårets utgång

I januari 2008 beslöt styrelsen i Tethys Oil att kalla till extra bolagsstämma. Den extra bolagsstämman hölls i Stockholm, den 20 januari 2008, där följande beslöts:

Aktiesplit

Bolagsstämman beslutade att genomföra en aktiesplit. Varje aktie kommer att delas upp i tre aktier (3:1). Det nuvarande antalet utestående aktier kommer att öka från 6 392 762 till 19 178 286.

Bolagsordningens § 5 ändrades i enlighet därmed till att lyda: Antalet aktier skall vara lägst 12 000 000 och högst 48 000 000. Avstämningsdagen fastställdes preliminärt till den 5 mars 2008. Sista handelsdag för aktien före split kommer därmed att vara fredagen den 29 februari 2008.

Bemyndigande för styrelsen att besluta om nyemission

Bolagsstämman beslutade att bemyndiga styrelsen att vid ett eller flera tillfällen före nästa årsstämma besluta om nyemission av aktier och teckningsoptioner mot kontant betalning eller kvittning eller eljest med villkor samt att därvid kunna avvika från aktieägarnas företrädesrätt.

Syftet med bemyndigandet och skälet till avvikelsen från aktieägarnas företrädesrätt är att möjliggöra för bolaget att anskaffa rörelsekapital samt att underlätta en ägarspridning i samband med noteringen av bolagets aktie på Dubai International Financial Exchange (DIFX).

Det totala antalet aktier som skall kunna ges ut med stöd av bemyndigandet får inte överstiga 1 600 000 (före genomförd split). Antalet teckningsoptioner som skall kunna ges ut med stöd av bemyndigandet skall inte kunna motsvara teckning av mer än 1 600 000 aktier (före genomförd split).

Styrelsen har utsett MAC Capital Limited till finansiell rådgivare för den riktade emissionen.

Finansiella instrument

Tethys Oil har under perioden inte använt sig av finansiella derivatinstrument i syfte att risksäkra bolaget.

Styrelse och ledning

Vid årsstämman den 16 maj 2007 omvaldes Håkan Ehrenblad, Vincent Hamilton, John Hoey, Carl-Gustaf Ingelman, Jonas Lindvall, Magnus Nordin och Jan Risberg till styrelsemedlemmar. Inga suppleanter valdes. Vid samma stämma utsågs Vincent Hamilton till Styrelseordförande.

Styrelsearbetet följer etablerade rutiner som fördelar arbetet mellan styrelsen och verksamhetsställande direktören. Arbetsordningen utvärderas årligen och skrivs om, om det bedöms behövt. Styrelsen hade 12 möten under 2007. Bland viktiga beslut märks antagande av kvartalsrapporter samt beslut om budgeten för 2008.

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 5 möten under 2007. Ordförande i Revisionskommittén är Jan Risberg.

Bolagsstruktur

Tethys Oil AB (publ), med organisationsnummer 556615-8266, är moderbolag i Tethys Oil-koncernen. De helägda dotterbolagen Tethys Oil Oman Ltd., Windsor Petroleum (Spain) Inc., Tethys Oil Denmark AB, Tethys Oil Spain AB, Tethys Oil Turkey AB, Tethys Oil France AB, Tethys Oil Suisse S.A. 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 per den 31 december 2007 till 6 392 762 (5 741 760), med ett kvotvärde om SEK 0,50 (SEK 0,50). Samtliga aktier representerar en röst vardera. Tethys Oil har inget incitamentsprogram för anställda.

Med stöd av bemyndigande från årsstämman den 16 maj 2007, har Tethys Oil genomfört tre riktade nyemissioner, varigenom bolaget ökat antalet aktier med 651 000. 300 000 aktier placerades under juli och i december genomfördes två placeringar om 226 000 och 125 000 aktier. Samtliga placeringar skedde till kurs SEK 56 per aktie. Därutöver utnyttjades två (2) teckningsoptioner från företrädesemissionen 2006 till kurs SEK 78. Genom dessa emissioner har bolagets aktiekapital ökat med SEK 325 501 till SEK 3 196 381 (SEK 2 870 880).

Risker och osäkerheter

En redogörelse för risker och osäkerheter presenteras under not 1 på sidan 58.

Utdelning

Styrelsen föreslår att ingen utdelning lämnas för verksamhetsåret.

Förslag till behandling av förlust

Styrelsen föreslår att den ansamlade förlusten, SEK 67 554 794, varav årets förlust SEK 22 557 588, 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 8 maj 2008.

Styrelsen och Verkställande Direktören försäkrar att koncernredovisningen har upprättats i enlighet med internationella redovisningsstandarder IFRS sådana de antagits av EU och ger en rättvisande bild av koncernens ställning och resultat. Årsredovisningen har upprättats i enlighet med god redovisningssed och ger en rättvisande bild av moderbolagets ställning och resultat. Förvaltningsberättelsen för koncernen och moderbolaget ger en rättvisande översikt över utvecklingen av koncernens och moderbolagets verksamhet, ställning och resultat samt beskriver väsentliga risker och osäkerhetsfaktorer som moderbolaget och de företag som ingår i koncernen står inför.

Stockholm, den 18 mars 2008

Vincent Hamilton, Styrelseordförande

Håkan Ehrenblad, Styrelseledamot

John Hoey, Styrelseledamot

Carl-Gustaf Ingelman, Styrelseledamot

Jonas Lindvall, Styrelseledamot

Jan Risberg, Styrelseledamot

Magnus Nordin, Verkställande Direktör

Vår revisionsberättelse har avgivits den 18 mars 2008

Klas Brand

Auktoriserad revisor

PricewaterhouseCoopers AB

Johan Rippe

Auktoriserad revisor

PricewaterhouseCoopers AB

Koncernens resultaträkning

TSEK	Not	1 jan 2007 – 31 dec 2007 12 månader	1 jan 2006 – 31 dec 2006 12 månader	1 jan 2005 – 31 dec 2005 12 månader
Försäljning av olja och gas		–	–	–
Avskrivning av olje- och gastillgångar	4	–	–	–
Nedskrivning av olje- och gastillgångar	4	-16 220	-22 519	-8 412
Övriga intäkter		3 195	543	23
Övriga vinster, netto	5	55	868	–
Administrationskostnader	6–8	-10 563	-9 000	-6 609
Rörelseresultat		-23 533	-30 108	-14 998
Finansiella intäkter och liknande resultatposter	9	417	1 276	774
Finansiella kostnader och liknande resultatposter	10	-1 587	-970	-144
Summa resultat från finansiella investeringar		-1 170	306	630
Resultat före skatt		-24 704	-29 802	-14 368
Inkomstskatt		-17	–	–
Periodens resultat		-24 721	-29 802	-14 368
Antalet utestående aktier		6 392 762	5 741 760	4 384 800
Antalet utestående aktier (efter utspädning)	13	6 392 762	5 741 760	4 384 800
Vägt genomsnittligt antal aktier		5 863 963	5 109 599	4 384 800
Resultat per aktie, SEK		-4,22	-5,83	-3,28
Resultat per aktie (efter utspädning), SEK	13	-4,22	-5,83	-3,28

Koncernens balansräkning

TSEK	Not	31 dec 2007	31 dec 2006	31 dec 2005
TILLGÅNGAR				
Anläggningstillgångar				
Olje- och gastillgångar	4	76 932	35 072	11 404
Inventarier	11	308	145	195
Förskottsbetalning av olje- och gastillgångar		–	8 723	–
Summa anläggningstillgångar		77 240	43 940	11 599
Omsättningstillgångar				
Övriga fordringar	12	15 777	16 853	1 681
Förutbetalda kostnader		316	105	451
Övriga kortfristiga placeringar		–	973	40 445
Kassa och bank		12 252	57 112	657
Summa omsättningstillgångar		28 346	75 043	43 234
SUMMA TILLGÅNGAR		105 586	118 983	54 833
EGET KAPITAL OCH SKULDER				
Eget kapital				
	13			
Aktiekapital		3 196	2 871	2 192
Övrigt tillskjutet kapital		177 555	143 092	71 071
Övriga reserver		-2 182	-21	–
Balanserad förlust		-75 374	-50 711	-20 888
Summa eget kapital		103 196	95 230	52 375
Ej räntebärande kortfristiga skulder				
Leverantörsskulder		1 251	22 282	2 055
Övriga kortfristiga skulder		733	787	117
Upplupna kostnader	14	406	684	286
Summa ej räntebärande kortfristiga skulder		2 390	23 752	2 458
SUMMA EGET KAPITAL OCH SKULDER		105 586	118 983	54 833
Ställda säkerheter	16	500	–	780
Ansvarsförbindelser	17	36 509	18 193	14 527

Koncernens förändringar i eget kapital

TSEK	Aktie- kapital	Övrigt till- skjutet kapital	Övriga reserver	Balanserad förlust	Summa eget kapital
Ingående balans 1 januari 2005	2 192	71 071	-	-6 520	66 743
Årets resultat 2005	-	-	-	-14 368	-14 368
Utgående balans 31 december 2005	2 192	71 071	-	-20 888	52 375
Ingående balans 1 januari 2006	2 192	71 071	-	-20 888	52 375
Omräkningsdifferenser	-	-	-21	-	-21
Totala vinster och förluster redovisade direkt mot eget kapital	-	-	-21	-	-21
Årets resultat 2006	-	-	-	-29 802	-29 802
Apportemission	200	19 600	-	-	19 800
Företrädesemission	438	52 179	-	-	52 617
Emissionskostnad	-	-4 539	-	-	-4 539
Riktad emission	40	4 760	-	-	4 800
Utgående balans 31 december 2006	2 871	143 050	-21	-50 690	95 230
Ingående balans 1 januari 2007	2 871	143 050	-21	-50 690	95 230
Omräkningsdifferenser	-	-	-2 160	-	-2 160
Totala vinster och förluster redovisade direkt mot eget kapital	-	-	-2 160	-	-2 160
Årets resultat 2007	-	-	-	-24 721	-24 721
Riktad emission juli	150	16 650	-	-	16 800
Emissionskostnad	-	-1 076	-	-	-1 076
Riktad emission december	63	6 937	-	-	7 000
Emissionskostnad	-	-88	-	-	-88
Kvittningsemmission december	113	12 543	-	-	12 656
Emissionskostnad	-	-88	-	-	-88
Kostnader avseende pågående emission	-	-394	-	-	-394
Utgående balans 31 december 2007	3 196	177 555	-2 182	-75 374	103 196

Koncernens kassaflödesanalys

TSEK	Not	1 jan 2007 – 31 dec 2007 12 månader	1 jan 2006 – 31 dec 2006 12 månader	1 jan 2005 – 31 dec 2005 12 månader
Kassaflöde från den löpande verksamheten				
Rörelseresultat		-23 532	-30 976	-14 998
Erhållen ränta		374	296	-
Betald ränta		-	-3	-3
Inkomstskatt		-17	-	-
Justering för nedskrivning av olje- och gastillgångar	4	16 220	22 519	8 412
Justering för avskrivningar och ej kassafödespåverkande poster		-1 461	72	1 087
Kassaflöde använt i den löpande verksamheten före förändringar i rörelsekapital		-8 416	-8 092	-5 502
Minskning/ökning av fordringar		13 408	-14 825	-1 228
Minskning/ökning av skulder		-21 363	21 294	99
Kassaflöde använt i den löpande verksamheten		-16 371	-1 623	-6 631
Investeringsverksamheten				
Förvärv av dotterbolag, netto efter avdrag för förvärvade likvida medel		-	-4 383	-
Investeringar i olje- och gastillgångar	4	-51 481	-22 025	-6 420
Investeringar i övriga materiella anläggningstillgångar	11	-284	-75	-72
Förskotts betalning av olje- och gastillgångar		-	-8 723	-
Kassaflöde använt i investeringsverksamheten		-51 765	-35 206	-6 491
Finansieringsverksamheten				
Nyemission efter avdrag för emissionskostnader		22 267	52 879	-
Avkastning på övriga kortfristiga placeringar		43	962	188
Kassaflöde från finansieringsverksamheten		22 310	53 841	188
Periodens kassaflöde		-45 827	17 013	-12 936
Likvida medel vid periodens början *		58 085	41 102	54 037
Valutakursförluster på likvida medel		-5	-29	-
Likvida medel vid periodens slut *		12 252	58 086	41 102

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

Moderbolagets resultaträkning

TSEK	Not	1 jan 2007 – 31 dec 2007 12 månader	1 jan 2006 – 31 dec 2006 12 månader	1 jan 2005 – 31 dec 2005 12 månader
Försäljning av olja och gas		–	–	–
Avskrivning av olje- och gastillgångar	4	–	–	–
Nedskrivning av olje- och gastillgångar	4	–	–	–
Övriga intäkter		2 923	3 253	2 812
Övriga vinster, netto	5	306	862	–
Administrationskostnader	6–8	-7 225	-7 742	-6 598
Rörelseresultat		-3 996	-3 627	-3 786
Finansiella intäkter och liknande resultatposter	9	3 145	2 581	1 226
Finansiella kostnader och liknande resultatposter	10	-1 587	-586	-139
Nedskrivning av aktier i dotterbolag	15	-20 119	-26 546	-9 692
Summa resultat från finansiella investeringar		-18 561	-24 551	-8 605
Resultat före skatt		-22 558	-28 178	-12 391
Inkomstskatt		–	–	–
Periodens resultat		-22 558	-28 178	-12 391
Antalet utestående aktier		6 392 762	5 741 760	4 384 800
Antalet utestående aktier (efter full utspädning)	13	6 392 762	5 741 760	4 384 800
Vägt genomsnittligt antal aktier		5 863 963	5 109 599	4 384 800

Moderbolagets balansräkning

TSEK	Not	31 dec 2007	31 dec 2006	31 dec 2005
TILLGÅNGAR				
Tecknad obetald nyemission		12 656	–	–
Anläggningstillgångar				
Olje- och gastillgångar	4	12 782	–	–
Andra anläggningstillgångar	11	308	145	195
Summa anläggningstillgångar		13 090	145	195
Finansiella tillgångar				
Aktier i dotterbolag	15	26 347	25 831	1 203
Fordringar hos koncernföretag		52 746	44 441	16 794
Summa finansiella tillgångar		79 093	70 272	17 998
Omsättningstillgångar				
Övriga fordringar	12	370	522	28
Förutbetalda kostnader		315	85	156
Övriga kortfristiga placeringar		–	973	40 445
Kassa och bank		9 656	49 234	160
Summa omsättningstillgångar		10 341	50 814	40 789
SUMMA TILLGÅNGAR		115 179	121 232	58 982
EGET KAPITAL OCH SKULDER				
Eget kapital	13			
<i>Bundet eget kapital</i>				
Aktiekapital		3 196	2 871	2 192
Reservfond		71 071	71 071	71 071
Överkursfond		106 484	72 000	–
<i>Fritt eget kapital:</i>				
Balanserad förlust		-44 997	-16 820	-4 428
Årets resultat		-22 558	-28 178	-12 391
Summa eget kapital		113 197	100 945	56 444
Ej räntebärande kortfristiga skulder				
Leverantörsskulder		1 181	19 164	2 055
Övriga kortfristiga skulder		694	641	312
Upplupna kostnader	14	107	482	170
Summa ej räntebärande kortfristiga skulder		1 982	20 287	2 538
SUMMA EGET KAPITAL OCH SKULDER		115 179	121 232	58 982
Ställda säkerheter	16	500	–	780
Ansvarsförbindelser	17	36 245	4 696	–

Moderbolaget förändringar i eget kapital

TSEK	Bundet eget kapital		Fritt eget kapital			Summa eget kapital
	Aktiekapital	Reservfond	Överkursfond	Balanserad förlust	Årets resultat	
Ingående balans 1 januari 2005	2 192	71 071	-	-1 458	-2 970	68 835
Överföring av föregående års resultat	-	-	-	-2 970	2 970	-
Årets resultat 2005	-	-	-	-	-12 391	-12 391
Utgående balans 31 december 2005	2 192	71 071	-	-4 428	-12 391	56 444
Ingående balans 1 januari 2006	2 192	71 071	-	-4 428	-12 391	56 444
Överföring av föregående års resultat	-	-	-	-12 391	12 391	-
Årets resultat 2006	-	-	-	-	-28 178	-28 178
	2 192	71 071	-	-16 820	-28 178	28 266
Apportemission	200	-	19 600	-	-	19 800
Företrädesemission	438	-	52 179	-	-	52 617
Emissionskostnad	-	-	-4 539	-	-	-4 539
Riktad emission	40	-	4 760	-	-	4 800
Utgående balans 31 december 2006	2 871	71 071	72 000	-16 820	-28 178	100 945
Ingående balans 1 januari 2007	2 871	71 071	72 000	-16 820	-28 178	100 945
Överföring av föregående års resultat	-	-	-	-28 178	28 178	-
Årets resultat 2007	-	-	-	-	-22 558	-22 558
	2 871	71 071	72 000	-44 997	-22 558	78 387
Riktad emission juli	150	-	16 650	-	-	16 800
Emissionskostnad	-	-	-1 076	-	-	-1 076
Riktad emission december	63	-	6 937	-	-	7 000
Emissionskostnad	-	-	-88	-	-	-88
Kvittningsemmission december	113	-	12 543	-	-	12 656
Emissionskostnad	-	-	-88	-	-	-88
Kostnader avseende pågående emission	-	-	-394	-	-	-394
Utgående balans 31 december 2007	3 196	71 071	106 484	-44 997	-22 558	113 197

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

Moderbolagets kassaflödesanalys

TSEK	Not	1 jan 2007 –	1 jan 2006 –	1 jan 2005 –
		31 dec 2007	31 dec 2006	31 dec 2005
		12 månader	12 månader	12 månader
Kassaflöde från den löpande verksamheten				
Rörelseresultat		-3 996	-4 488	-3 786
Erhållna räntor		3 101	1 619	473
Betalda räntor		-	-2	-3
Justering för avskrivningar och ej kassaflödespåverkande poster		-1 468	403	464
Kassaflöde använt i den löpande verksamheten				
före förändringar i rörelsekapital				
Minskning/ökning av fordringar		-191	-423	4 271
Minskning/ökning av skulder		-18 305	17 749	1 026
Kassaflöde använt i den löpande verksamheten		-20 859	14 858	2 445
Investeringsverksamheten				
Förvärv av dotterbolag efter avdrag för förvärvade likvida medel	18	-557	-4,384	-
Investeringar i olje- och gastillgångar		-12 782	-	-
Investeringar i långfristiga fordringar		-28 383	-54 637	-15 494
Investeringar i övriga materiella anläggningstillgångar	11	-283	-75	-72
Kassaflöde använt i investeringsverksamheten		-42 005	-59 096	-15 566
Finansieringsverksamheten				
Nyemission efter avdrag för emissionskostnader		22 267	52 879	-
Avkastning på övriga kortfristiga placeringar		43	962	188
Kassaflöde från finansieringsverksamheten		22 310	53 841	188
Periodens kassaflöde		-40 555	9 602	-12 933
Likvida medel vid periodens början *		50 207	40 605	53 537
Valutakursvinster på likvida medel		4	-	-
Likvida medel vid periodens slut *		9 656	50 207	40 604

* 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 Oman, Frankrike, Marocko, Sverige, Spanien och Turkiet.

Bolaget är ett aktiebolag registrerat och med säte i Stockholm, Sverige. Bolaget är noterat på First North i Stockholm.

Denna koncernredovisning har av styrelsen den 18 mars 2008 godkänts för offentliggörande.

Redovisningsprinciper

De viktigaste redovisningsprinciperna som tillämpats när denna koncernredovisning upprättats anges nedan. Samma redovisningsprinciper användes för årsredovisningen 2006 och har tillämpats konsekvent för alla presenterade år, om inte annat anges.

Koncernens årsredovisning har upprättats i enlighet med International Financial Reporting Standards (IFRS) sådana de antagits av EU och Årsredovisningslagen, RR 30 "Kompletterande redovisningsregler för koncernen". Moderbolaget har upprättat sin årsredovisning i enlighet med Årsredovisningslagen och Redovisningsrådets rekommendation RR 32.06 "Redovisning för juridisk person". Reglerna i RR 32.06 innebär att moderbolaget följer godkända IFRS-regler och uttalanden i enlighet med EU-lag, 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 trätt i kraft 2007

IFRS 7, Finansiella instrument: Upplysningar, och den kompletterande ändringen av IAS 1, Utformning av finansiella rapporter – Upplysningar om kapital, inför nya upplysningar avseende finansiella instrument. IFRS 7 har ingen inverkan på klassificering och värdering av Koncernens finansiella instrument.

IFRIC 8, "Tillämpningsområdet för IFRS 2", kräver att transaktioner som berör utfärdande av egetkapitalinstrument – där det vederlag som erhålls understiger verkligt värde på utfärdade egetkapitalinstrument – ska prövas för att fastställa om de faller inom ramen för IFRS 2. Denna tolkning har ingen inverkan på koncernens finansiella rapporter.

IFRIC 10, "Delårsrapportering och värdenedgångar", tillåter inte att de nedskrivningar som redovisats under en delårsperiod för goodwill, placeringar i egetkapitalinstrument och placeringar i finansiella tillgångar som redovisas till anskaffningsvärde återförs per en efterföljande balansdag. Denna tolkning har ingen inverkan på koncernens finansiella rapporter.

Standarder, ändringar och tolkningar som trätt i kraft 2007 men som inte är relevanta för Koncernen

Följande standarder, ändringar och tolkningar av publicerade standarder är obligatoriska för räkenskapsår som börjar den 1 januari 2007 eller senare men är inte relevanta för Koncernen:

- IFRS 4, Försäkringsavtal
- IFRIC 7, Tillämpning av inflationsjusteringsmetoden enligt IAS 29, Redovisning i höginflationsländer, samt
- IFRIC 9, Omvärdering av inbäddade derivat.

Standarder, ändringar och tolkningar av befintliga standarder som ännu inte har trätt i kraft och som inte har tillämpats i förtid av Koncernen

- IAS 1 (Ändring), Utformning av finansiella rapporter (gäller från den 1 januari 2009). Denna ändring av standarden är fortfarande föremål för EUs godkännandeprocess. Ändringarna innebär framförallt förändringar i uppställningsformerna och benämningarna av de finansiella rapporterna. Således kommer koncernens framtida utformning av de finansiella rapporterna att påverkas vid införandet av denna standard.
- IAS 23 (Ändring), Lånekostnader (gäller från den 1 januari 2009). Denna ändring av standarden är fortfarande föremål för EUs godkännandeprocess. Ändringen kräver att ett företag aktiverar lånekostnader som är direkt hänförliga till inköp, konstruktion eller produktion av en tillgång som det tar en betydande tid i anspråk att färdigställa för användning eller försäljning, som en del av anskaffningsvärdet för tillgången. Alternativet att omedelbart kostnadsföra dessa lånekostnader kommer att tas bort. Koncernen kommer att tillämpa IAS 23 (Ändring) från den 1 januari 2009 men den är för närvarande inte relevant för koncernen eftersom det inte finns några tillgångar för vilka lånekostnader kan aktiveras.
- IFRS 8, Rörelsesegment (gäller från den 1 januari 2009). IFRS 8 ersätter IAS 14 och anpassar segmentrapporteringen till kraven i USA-standard SFAS 131, Disclosures about segments of an enterprise and related information. Den nya standarden kräver att segmentinformationen presenteras utifrån ledningens perspektiv, vilket innebär att den presenteras på det sätt som används i den interna rapporteringen. Koncernen kommer att tillämpa IFRS 8 från 1 januari 2009. Ledningen analyserar fortfarande vilken

inverkan standarden kommer att få, men sannolikt kommer detta inte att leda till något väsentligt påverkan på de finansiella räkenskaperna.

Tolkningar av befintliga standarder som ännu inte har trätt i kraft och som inte är relevanta för Koncernen

Följande tolkningar av befintliga standarder har publicerats och är obligatoriska för Koncernen för räkenskapsår som börjar den 1 januari 2008 eller senare men är inte relevanta för Koncernen.

- IFRIC 11, "IFRS 2 – Transaktioner med egna aktier, även koncerninterna".
- IFRIC 12, Service concession arrangements (gäller från 1 januari 2008).
- IFRIC 13, Customer loyalty programmes (gäller från 1 juli 2008).
- IFRIC 14, "IAS 19 – The limit on a defined benefit asset, minimum funding requirements and their interaction" (gäller från 1 januari 2008).

Koncernredovisningsprinciper

Dotterföretag är alla de företag (inklusive företag för särskilt ändamål) där Koncernen har rätten att utforma finansiella och operativa strategier på ett sätt som vanligen följer med ett aktieinnehav uppgående till mer än hälften av rösträtterna. Förekomsten och effekten av potentiella rösträtter som för närvarande är möjliga att utnyttja eller konvertera, beaktas vid bedömningen av huruvida Koncernen utövar bestämmande inflytande över ett annat företag. Dotterföretag inkluderas i koncernredovisningen från och med den dag då det bestämmande inflytandet överförs till koncernen. De exkluderas ur koncernredovisningen från och med den dag då det bestämmande inflytandet upphör.

Förvärvsmetoden används för redovisning av Koncernens förvärv av dotterföretag. Anskaffningsvärdet för ett förvärv utgörs av verkligt värde på tillgångar som lämnats som ersättning, emitterade egetkapitalinstrument och uppkomna eller övertagna skulder per överlåtelседagen, plus utgifter som är direkt hänförliga till förvärvet. Identifierbara förvärvade tillgångar och övertagna skulder och eventalförpliktelser i ett rörelseförvärv värderas inledningsvis till verkliga värden på förvärvsdagen, oavsett omfattning på eventuellt minoritetsintresse. Det överskott som utgörs av skillnaden mellan anskaffningsvärdet och det verkliga värdet på Koncernens andel av identifierbara förvärvade tillgångar, skulder och eventalförpliktelser redovisas som goodwill. Om anskaffningsvärdet understiger verkligt värde för det förvärvade dotterföretagets tillgångar, skulder och eventalförpliktelser redovisas mellanskillnaden direkt i resultaträkningen.

Utländska valutor

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

Resultat och finansiell ställning för alla koncernföretag (av vilka inget har en höginflationsvaluta som funktionell valuta) som har en annan funktionell valuta än rapportvalutan, omräknas till koncernens rapportvaluta enligt följande:

- tillgångar och skulder för var och en av balansräkningarna omräknas till balansdagskurs,
- intäkter och kostnader för var och en av resultaträkningarna omräknas till genomsnittlig valutakurs (såvida inte denna genomsnittliga kurs inte är en rimlig approximation av den ackumulerade effekten av de kurser som gäller på transaktionsdagen, i vilket fall intäkter och kostnader omräknas till transaktionsdagens kurs), samt
- alla valutakursdifferenser som uppstår redovisas som en separat del av 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. Koncernens resultat är till stor del hänförlig nedskrivningar och kvarvarande kostnader som ej kapitaliseras allokeras ej till specifika segment.

Inkomstskatter

Redovisade inkomstskatter innefattar skatt som skall betalas eller erhållas avseende aktuellt år, justeringar avseende tidigare års aktuella skatt samt förändringar i uppskjuten skatt.

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

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

Uppskjuten skatt beräknas enligt balansräkningsmetoden på alla temporära skillnader som uppkommer mellan redovisade och skattemässiga värden på tillgångar och skulder. Underskottsavdrag om totalt TSEK 16 032 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 2006 uppgick till TSEK 13 593 och per 31 december 2005 till TSEK 8 072.

Materiella anläggningstillgångar andra än olje- och gastillgångar

Materiella anläggningstillgångar redovisas till historisk kostnad minskat med avskrivningar. Förbättringsut-

gifter 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

Koncernen klassificerar sina finansiella tillgångar i följande kategorier: finansiella tillgångar värderade till verkligt värde via resultaträkningen, lånefordringar och kundfordringar. Klassificeringen är beroende av för vilket syfte den finansiella tillgången förvärvades. Ledningen fastställer klassificeringen av de finansiella tillgångarna vid det första redovisningstillfället.

Finansiella tillgångar och skulder 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.

Finansiella tillgångar värderade till verkligt värde via resultaträkningen är finansiella tillgångar som innehas för handel. En finansiell tillgång klassificeras i denna kategori om den förvärvas huvudsakligen i syfte att säljas inom kort.

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, borring och utbyggnad av dessa aktiveras i separata kostnadsställen, fält-för-fält. Aktiverade kostnader jämte förväntade framtida kapitaliserade 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.

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

Koncernens andelar i gemensamt kontrollerade enheter redovisas genom proportionell konsolidering. 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 åtminstone årligen för att fastställa att netto bokfört värde av kapitaliserade kostnader för varje fältbaserat kostnadsställe med avdrag för avsättningar för återställningskostnader, royalties och upplupna 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 kon-

cernen för intern budgetering. För det fall det inte finns något beslut att fortsätta med ett fältspecifikt prospekteringsprogram, kommer kapitaliserade kostnader att 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) Ränta

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

Pensionsförpliktelser

Huvuddelen av bolagets pensionsförpliktelser regleras via lagstadgade sociala kostnader. Ytterligare vissa kostnader finns där pensionsförpliktelser täcks genom att försäkring tecknats hos försäkringsföretag. Dessa planer är avgiftsbestämda och enligt vilken koncernen betalar fasta avgifter till en separat juridisk enhet. Koncernen har inte några rättsliga eller informella förpliktelser att betala ytterligare avgifter om denna juridiska enhet inte har tillräckliga tillgångar för att betala alla ersättningar till anställda som hänger samman med de anställdas tjänstgöring under innevarande eller tidigare perioder.

Ersättning vid uppsägning

Ersättning vid uppsägning utgår när en anställd anställning sagts upp av Koncernen före normal pensionstidpunkt eller då en anställd accepterar frivillig avgång i utbyte mot sådana ersättningar. Koncernen redovisar avgångsvederlag när den bevisligen är förpliktad endera att säga upp anställda enligt en detaljerad formell plan utan möjlighet till återkallande, eller att lämna ersättning vid uppsägning som resultat av ett erbjudande som gjorts för att uppmuntra till frivillig avgång. Förmåner som förfaller mer än 12 månader efter balansdagen diskonteras till nuvärde.

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.

Operationell risk management

Teknisk och geologisk risk

Tethys Oil har fram till den 31 december 2007 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 borrhänsen av ett projekt 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.

Miljö

Olje- och naturgasprospektering samt produktion av olja och naturgas är föremål för ett omfattande regelverk med hänsen 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 följden att kostnaderna för att uppfylla dessa 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.

Finansiell risk management

Koncernen utsätts genom sin verksamhet för en mängd olika finansiella risker klassificerade antingen som valutarisk eller likviditetsrisk. Riskerna övervakas och analyseras kontinuerligt av styrelse och ledning. Målsättningen är att minimera eventuella negativa effekter på koncernens finansiella ställning.

Valutarisk

Genom verksamhet i flera länder är Tethys Oil exponerat mot fluktuationer i ett antal valutor. Svenska kronor utgjorde inte den huvudsakliga valutan för betalda

fakturor under 2007, utan istället amerikanska dollar (USD). 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 redovisat någon försäljning har finansiering skett genom nyemissioner. Projekten har till dags dato finansierats antingen av emissionslikvid eller av medel från samarbetspartners licenser. 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 marknadsläge som är mindre gynnsamt än idag.

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 årligen 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.

Ansvarsförbindelser – Koncernen har ansvarsförbindelser i enlighet med avtal som specificerar arbetsåtaganden. Dessa arbetsåtaganden avser framtida verksamhet och summan av dessa arbeten måste bedömas. Värdet av arbetsåtaganden redovisas med hjälp av historisk erfarenhet samt förväntningar på framtida händelser. Koncernen kommer göra antaganden och bedömningar för att värdera dessa arbetsåtaganden. Den förväntade kostnaden för dessa arbetsåtaganden kan därför komma att ändras över tiden baserat på ny information.

Not 3, Segmentinformation

Koncernens primärsegment, i enlighet med IAS 14, är geografisk marknad. Inom koncernen finns endast nedskrivningar och investeringar för dessa geografiska marknader vilka presenteras nedan under not 4.

Not 4, Olje- och gastillgångar

TSEK	2005				2006				2007			
	Bokfört värde 1 jan	Investeringar 1 jan–31 dec	Nedskrivningar 1 jan–31 dec	Bokfört värde 31 dec	Bokfört värde 1 jan	Investeringar 1 jan–31 dec	Nedskrivningar 1 jan–31 dec	Bokfört värde 31 dec	Bokfört värde 1 jan	Investeringar 1 jan–31 dec	Nedskrivningar 1 jan–31 dec	Bokfört värde 31 dec
Oman	–	–	–	–	–	26 700 ¹	–	26 700	26 700	36 213	–	60 746
Danmark	1 707	3 412	–	5 119	5 119	14 553 ²	-18 985	687	687	5 236	-5 923	–
Marocko	9	544	–	553	553	2 359	–	2 912	2 912	-1 941 ³	–	971
Spanien	3 118	33	–	3 152	3 152	214	-1 487	1 878	1 878	418	-9 269	1 455
Turkiet	8 897	615	-8 179	727	727	735	-192	1 270	1 270	3 047	–	4 614
Frankrike	–	690	–	690	690	343	–	1 033	1 033	7 810	–	8 844
Sverige	–	–	–	–	–	–	–	–	–	259	–	259
Nya områden	270	1 125	-233	1 163	1 163	1 304	-1 855	612	612	439	-1 028	23
Totalt	14 002	6 419	-8 412	11 404	11 404	46 208	-22 519	35 092	35 092	51 481	-16 220	76 932

1 TSEK 24 933 avser förvärvet av Tethys Oil Oman Ltd.

2 Investeringar i Danmark är reducerade till följd av utfarmningen till Star Energy Group Plc under tredje kvartalet och deras betalning av tidigare nedlagda kostnader.

3 De negativa investeringarna förklaras av ersättning för tidigare nedlagda kostnader i enlighet med infarmningsavtalet med Dana Petroleum.

Olje- och gastillgångar	Koncernen			Moderbolaget		
	1 jan 2007–31 dec 2007	1 jan 2006–31 dec 2006	1 jan 2005–31 dec 2005	1 jan 2007–31 dec 2007	1 jan 2006–31 dec 2006	1 jan 2005–31 dec 2005
TSEK	12 månader	12 månader	12 månader	12 månader	12 månader	12 månader
Investeringar i olje- och gastillgångar						
1 januari	66 459	20 251	14 437	–	–	–
Investeringar i Danmark	5 236	14 553	3 412	–	–	–
Investeringar i Frankrike	7 810	343	690	–	–	–
Investeringar i Marocko	-1 941	2 359	544	–	–	–
Investeringar i Oman	36 213	26 700	–	12 782	–	–
Investeringar i Spanien	418	214	33	–	–	–
Investeringar i Turkiet	3 047	735	615	–	–	–
Investeringar i Sverige	259	–	–	–	–	–
Övriga investeringar i olje- och gastillgångar	439	1 304	1 125	–	–	–
31 december	117 940	66 459	20 856	-12 782	–	–
Omklassificeringar av tillgångar ⁴	6 578	–	-605	–	–	–
Avskrivningar av olje- och gastillgångar						
Avskrivningar	–	–	–	–	–	–
Nedskrivningar av olje- och gastillgångar						
1 januari	31 366	8 847	435	–	–	–
Nedskrivningar	16 220	22 519	8 412	–	–	–
31 december	47 586	31 366	8 847	–	–	–
Utgående balans	76 932	35 092	11 404	12 782	–	–

⁴ Omklassificeringar av tillgångar 2007 avser tidigare förutbetalningar om TSEK 8 723 och valutakursomräkenskiftnader om TSEK -2 146.

Not 5, Övriga vinster, netto

TSEK	Koncernen			Moderbolaget		
	1 jan 2007– 31 dec 2007	1 jan 2006– 31 dec 2006	1 jan 2005– 31 dec 2005	1 jan 2007– 31 dec 2007	1 jan 2006– 31 dec 2006	1 jan 2005– 31 dec 2005
Övriga vinster, netto						
Valutakursvinster, netto	1 014	928	–	770	922	–
Valutakursförluster, netto	-959	-60	–	-464	-60	–
Totalt	55	868	–	306	862	–

Not 6, Ersättning till bolagets revisor

TSEK	Koncernen			Moderbolaget		
	1 jan 2007– 31 dec 2007	1 jan 2006– 31 dec 2006	1 jan 2005– 31 dec 2005	1 jan 2007– 31 dec 2007	1 jan 2006– 31 dec 2006	1 jan 2005– 31 dec 2005
Ersättning till bolagets revisor						
PricewaterhouseCoopers:						
Revisionsarvode	474	416	385	401	285	385
Övrigt	12	477	–	12	477	–
Totalt	486	893	385	413	762	385

Not 7, Administrationskostnader

TSEK	Koncernen			Moderbolaget		
	1 jan 2007– 31 dec 2007	1 jan 2006– 31 dec 2006	1 jan 2005– 31 dec 2005	1 jan 2007– 31 dec 2007	1 jan 2006– 31 dec 2006	1 jan 2005– 31 dec 2005
Administrationskostnader						
Personal	-5 587	-4 125	-2 847	-3 108	-3 004	-2 847
Hyra	-458	-593	-589	-219	-590	-589
Övriga kontorskostnader	-805	-49	-81	-594	-43	-81
Noteringskostnader	-681	-757	-625	-680	-757	-625
Revisionsarvode	-474	-416	-385	-401	-416	-385
Kostnader extern kommunikation	-1 521	-957	-421	-1 384	-957	-421
Externa redovisningstjänster	–	-52	-157	–	-14	-157
Övriga kostnader	-915	-1 924	-1 469	-717	-1 835	-1 458
Avskrivningar	-122	-125	-35	-122	-125	-35
Totalt	-10 563	-9 000	-6 609	-7 225	-7 742	-6 598

Not 8, Anställda

Genomsnittligt antal anställda	2007		2006		2005	
	Totalt	Totalt män	Totalt	Totalt män	Totalt	Totalt män
Moderbolaget	5	3	4	3	4	3
Dotterbolag	4	3	1	1	–	–
Totalt	9	6	5	4	4	3

TSEK	2007		2006		2005	
	Löner, andra ersättningar och sociala kostnader	Löner, andra ersättningar Sociala kostnader	Löner, andra ersättningar Sociala kostnader	Löner, andra ersättningar Sociala kostnader	Löner, andra ersättningar Sociala kostnader	Löner, andra ersättningar Sociala kostnader
Moderbolaget	2 562	524	2 463	568	2 324	551
Dotterbolag	2 231	247	1 121	–	–	–
Totalt	4 793	771	3 584	568	2 324	551

Löner och andra ersättningar fördelade mellan styrelse och övriga anställda	2007		2006		2005	
	Styrelse och VD	Övriga anställda	Styrelse och VD	Övriga anställda	Styrelse och VD	Övriga anställda
Moderbolaget	1 460	1 102	1 704	759	1 694	629
Dotterbolag	2 124	107	1 121	–	–	–
Totalt	3 584	1 209	2 825	759	1 694	629

Koncernen har för närvarande 9 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. Vincent Hamilton var anställd i moderbolaget fram till september 2007 och sedan den 1 oktober har han varit anställd i dotterbolaget Tethys Oil Suisse S.A.

Löner och andra ersättningar till operativa styrelseledamöter och ledning	Löner	Bonus	Förmåner	Totalt	Totalt	Totalt
				2007	2006	2005
Vincent Hamilton	912	–	–	912	960	960
Magnus Nordin	732	–	8	740	744	734
Jonas Lindvall	1 145	–	786	1 931	1 578	629
Totalt	2 789	–	794	3 583	3 282	2 324

TSEK						
Löner och andra ersättningar till styrelseledamöter (i egenskap av styrelseledamöter)	Löner	Ersättning	Totalt	Totalt	Totalt	Närvaro
			2007	2006	2005	2007
Vincent Hamilton	–	–	–	–	–	12/12
Magnus Nordin	–	–	–	–	–	12/12
Jonas Lindvall	–	–	–	–	–	12/12
John Hoey	–	25	25	25	–	12/12
Carl Gustaf Ingelman	–	25	25	25	–	11/12
Håkan Ehrenblad	–	25	25	25	–	12/12
Jan Risberg	–	25	25	25	–	12/12
Totalt	–	100	100	100	–	

Vid årsstämman den 16 maj 2007 omvaldes 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.

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

Not 9, Finansiella intäkter och liknande resultatposter

TSEK	Koncernen			Moderbolaget		
	1 jan 2007– 31 dec 2007	1 jan 2006– 31 dec 2006	1 jan 2005– 31 dec 2005	1 jan 2007– 31 dec 2007	1 jan 2006– 31 dec 2006	1 jan 2005– 31 dec 2005
Ränteinkomster	374	296	0	3 101	1 619	473
Valutakursvinster	–	946	145	–	922	125
Justering för verkligt värde av kortfristiga placeringar	43	962	628	43	962	628
Totalt	417	2 204	774	3 145	3 503	1 226

Not 10, Finansiella kostnader och liknande resultatposter

TSEK	Koncernen			Moderbolaget		
	1 jan 2007– 31 dec 2007	1 jan 2006– 31 dec 2006	1 jan 2005– 31 dec 2005	1 jan 2007– 31 dec 2007	1 jan 2006– 31 dec 2006	1 jan 2005– 31 dec 2005
Räntekostnader	0	-3	-3	0	-2	-3
Justering för verkligt värde av kortfristiga placeringar	-42	-584	–	-42	-584	–
Valutakursförluster	-1 545	-443	-136	-1 545	-60	-136
Övrigt	–	–	-5	–	–	–
Totalt	-1 587	-1 030	-144	-1 587	-646	-139

Not 11, Inventarier

TSEK	Koncernen			Moderbolaget		
	2007	2006	2005	2007	2006	2005
Inventarier						
Tillgångar						
1 januari	363	287	216	363	287	216
Inköp	283	76	72	283	76	72
Utrangeringar	-101	–	–	-101	–	–
31 december	546	363	287	546	363	287
Avskrivningar						
1 januari	-218	-93	-58	-218	-93	-58
Årets avskrivningar	-122	-125	-35	-122	-125	-35
Utrangeringar	101	–	–	101	–	–
31 december	-239	-218	-93	-239	-218	-93
Utgående balans	308	145	195	308	145	195

Not 12, Övriga fordringar

TSEK	Koncernen			Moderbolaget		
	1 jan 2007– 31 dec 2007	1 jan 2006– 31 dec 2006	1 jan 2005– 31 dec 2005	1 jan 2007– 31 dec 2007	1 jan 2006– 31 dec 2006	1 jan 2005– 31 dec 2005
Övriga fordringar						
Fordringar – nyemission	12 656	–	–	–	–	–
Moms	845	7 475	0	222	227	–
Fordringar partners	1 882	8 397	1 653	–	–	–
Övrigt	394	981	28	148	296	28
Totalt	15 777	16 853	1 681	370	522	28

Not 13, Eget kapital

Det totala antalet aktier i Tethys Oil uppgår per den 31 december 2007 till 6 392 762 (5 741 760), med ett kvotvärde om SEK 0,50 (SEK 0,50). Samtliga aktier representerar en röst vardera. Tethys Oil har inget incitamentsprogram för anställda.

Med stöd av bemyndigande från årsstämman den 16 maj 2007, har Tethys Oil genomfört tre riktade nyemissioner, varigenom bolaget ökat antalet aktier med 651 000. 300 000 aktier placerades under juli och i december genomfördes två placeringar om 226 000 och 125 000 aktier. Samtliga placeringar skedde till kurs SEK 56 per aktie. Därutöver utnyttjades två (2) teckningsoptioner från företrädesemissionen 2006 till kurs SEK 78. Genom dessa emissioner har bolagets aktiekapital ökat med SEK 325 501 till SEK 3 196 381 (SEK 2 870 880). Det finns inga utestående optioner i Tethys Oil per 31 december 2007.

Not 14, Upplupna kostnader

TSEK	Koncernen			Moderbolaget		
	1 jan 2007– 31 dec 2007	1 jan 2006– 31 dec 2006	1 jan 2005– 31 dec 2005	1 jan 2007– 31 dec 2007	1 jan 2006– 31 dec 2006	1 jan 2005– 31 dec 2005
Upplupna kostnader						
Upplupna kostnader – prospektering	–	–	116	–	–	–
Övrigt	406	684	170	107	482	170
Totalt	406	684	286	107	482	170

Not 15, Aktier i dotterbolag

Bolag	Org. nummer	Säte	Antal aktier	Procent	Kvotvärde	Moderbolag	Moderbolag	Moderbolag
						Bokfört värde 31 december 2007, TSEK	Bokfört värde 31 december 2006, TSEK	Bokfört värde 31 december 2005, 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	25 280	25 331	–
Tethys Oil Suisse SA	660-1139007-2	Schweiz	100	100%	CHF 1 000	567	–	–
Windsor Petroleum (Spain) Inc.	549 282	Brittiska Jungfruöarna	1	100%	USD 1	–	–	703
Totalt						26 347	25 831	1 203

TSEK	Moderbolaget 31 december 2007	Moderbolaget 31 december 2006	Moderbolaget 31 december 2005
Aktier i dotterbolag			
1 januari	25 831	1 203	1 203
Förvärv	567	25 331	–
Lämnat aktieägartillskott	20 068	25 843	9 692
Nedskrivning i dotterbolag	-20 119	-26 546	-9 692
31 december	26 347	2 831	1 203

Förvärv av aktier i dotterbolag 2007 avser etablerandet av dotterbolaget Tethys Oil Suisse S.A.

Not 16, Ställda säkerheter

Per den 31 december 2007 uppgick ställda säkerheter i moderbolaget till TSEK 500 avseende en bankgaranti för hyreskontrakt. Per den 31 december 2006 uppgick ställda säkerheter i moderbolaget till TSEK – och per 31 december 2005 uppgick ställda säkerheter i moderbolaget till TSEK 780 avseende en bankgaranti i Marocko. I övrigt har inte förekommit några ställda säkerheter i moderbolaget under perioden 2005-2007.

Not 17, Ansvarsförbindelser

Ansvarsförbindelser uppgick per den 31 december 2007 till TSEK 36 509. Ansvarsförbindelser uppgick per den 31 december 2006 till TSEK 18 193 och per den 31 december 2005 till TSEK 14 527. Ansvarsförbindelserna är huvudsakligen relaterade till de nyligen förvärvade Block 3 och 4, där Tethys Oil har en ansvarsförbindelse om MUSD 5,5. Denna ansvarsförbindelse avser ett finansiellt minimiåtagande i enlighet med Prospekterings- och produktionsdelningsavtalet (EPSA). Ansvarsförbindelserna per 31 december 2006 avsåg finansiella åtaganden i Oman och Frankrike. Per den 31 december 2005 avsåg ansvarsförbindelserna huvudsakligen arbetsåtaganden på licens 1/02 i Danmark.

Ansvarsförbindelserna i moderbolaget uppgick per den 31 december 2007 till TSEK 36 245 och är hänförligt de nyligen förvärvade Block 3 och 4 i Oman. Per den 31 december 2006 uppgick ansvarsförbindelserna i moderbolaget till TSEK 4 696 och avsåg arbetsåtagande i Frankrike och per den 31 december 2005 fanns inga ansvarsförbindelser i moderbolaget.

Not 18, Förvärv

Koncernen har inte genomfört några förvärv under åren 2007 eller 2005. Tethys Oil förvärvade den 24 maj 2006 hundra procent av aktiekapitalet av Tethys Oil Oman Ltd från Maha Resources Ltd. Som betalning för förvärvet erlade Tethys Oil 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.

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 gästtillgångar	24 933

Övervärdet mellan köpeskillingen och värdet på Tethys Oil Oman Ltds nettotillgångar har i sin helhet allokaterats till olje- och gästtillgångar 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 19, Närståendetransaktioner

Koncernen erhåller inkomst från det joint venture på Block 15 i Oman där koncernen innehar 40 procents andel. Tethys Oil är operatör på Block 15 och huvuddelen av administrationskostnaderna i Oman vidarefaktureras det joint venture som bolaget är en del av i Oman. I detta joint venture kapitaliseras utgifterna och kan, i enlighet med Produktionsdelningsavtalet återvinnas. Det ovannämnda innebär vidare att de administrativa kostnaderna finansieras till 60 procent av bolagets partner i Oman. Vidarefaktureringen till joint venture presenteras under Övriga intäkter i resultaträkningen.

I samband med företrädesemissionen under 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.

Not 20, Väsentliga händelser efter räkenskapsårets utgång

I januari 2008 beslöt styrelsen i Tethys Oil att kalla till extra bolagsstämma. Den extra bolagsstämman hölls i Stockholm, den 20 januari 2008, där följande beslöts:

Aktiesplit

Bolagsstämman beslutade att genomföra en aktiesplit. Varje aktie kommer att delas upp i tre aktier (3:1). Det nuvarande antalet utestående aktier kommer att öka från 6 392 762 till 19 178 286.

Bolagsordningens § 5 ändrades i enlighet därmed till att lyda: Antalet aktier skall vara lägst 12 000 000 och högst 48 000 000. Avstämningsdagen fastställdes preliminärt till den 5 mars 2008. Sista handelsdag för aktien före split kommer därmed att vara fredagen den 29 februari 2008.

Bemyndigande för styrelsen att besluta om nyemission

Bolagsstämman beslutade att bemyndiga styrelsen att vid ett eller flera tillfällen före nästa årsstämma besluta om nyemission av aktier och teckningsoptioner mot kontant betalning eller kvittning eller eljest med villkor samt att därvid kunna avvika från aktieägarnas företrädesrätt.

Syftet med bemyndigandet och skälet till avvikelsen från aktieägarnas företrädesrätt är att möjliggöra för bolaget att anskaffa rörelsekapital samt att underlätta en ägarspridning i samband med noteringen av bolagets aktie på Dubai International Financial Exchange (DIFX).

Det totala antalet aktier som skall kunna ges ut med stöd av bemyndigandet får inte överstiga 1 600 000 (före genomförd split). Antalet teckningsoptioner som skall kunna ges ut med stöd av bemyndigandet skall inte kunna motsvara teckning av mer än 1 600 000 aktier (före genomförd split).

Styrelsen har utsett MAC Capital Limited till finansiell rådgivare för den riktade emissionen.

Revisionsberättelse

Till årsstämman i Tethys Oil AB (publ)

Org nr 556615-8266

Vi har granskat årsredovisningen, koncernredovisningen och bokföringen samt styrelsens och verkställande direktörens förvaltning i Tethys Oil AB (publ) för år 2007. (Bolagets årsredovisning och koncernredovisning ingår i den tryckta versionen av detta dokument på sidorna 42–65) 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. Vårt ansvar är att uttala oss om årsredovisningen, koncernredovisningen och förvaltningen på grundval av vår revision.

Revisionen har utförts i enlighet med god revisions-sed i Sverige. Det innebär att vi planerat och genomfört revisionen för att med hög men inte absolut säkerhet försäkra oss 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 vårt uttalande om ansvarsfrihet har vi granskat väsentliga beslut, åtgärder och förhållanden i bolaget för att kunna bedöma om någon styrelseledamot eller verkställande direktören är ersättningsskyldig mot bolaget. Vi har även granskat om någon styrelseledamot eller verkställande direktören på annat sätt har handlat i strid med aktiebolagslagen, årsredovisningslagen eller bolagsordningen. Vi anser att vår revision ger oss rimlig grund för våra uttalanden nedan.

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

Vi tillstyrker att årsstämman fastställer resultaträkningen och balansräkningen för moderbolaget och för koncernen, disponerar vinsten i moderbolaget enligt förslaget i förvaltningsberättelsen och beviljar styrelsens ledamöter och verkställande direktören ansvarsfrihet för räkenskapsåret.

Göteborg den 18 mars 2008

Klas Brand

Auktoriserad revisor
PricewaterhouseCoopers AB

Johan Rippe

Auktoriserad revisor
PricewaterhouseCoopers AB

Definitioner och förkortningar

Generella förkortningar

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

Oljerelaterade förkortningar

bbl	Fat (barrel). Ett fat = 159 liter
bbls	Fat (barrels)
bcf	Miljarder kubik fot
boe	Fat oljeekvivalenter
boepd	Fat oljeekvivalenter per dag
bopd	Fat olja per dag
mbbl	Tusen fat (latin: Mille)
mbcpd	Tusen fat kondensat per dag
mmbo	Miljoner fat olja
mmboe	Miljoner fat oljeekvivalenter
mmboepd	Miljoner fat oljeekvivalenter per dag

Gasrelaterade förkortningar

cf	Kubikfot. En kubikfot = 0,028 m ³
mcf	Tusen kubikfot
mcfpd	Tusen kubikfot per dag
mmcf	Miljoner kubikfot
mmcfpd	Miljoner kubikfot per dag
LNG	Liquefied natural gas
LPG	Liquid petroleum gas
E&A	Exploration and Appraisal
E&P	Exploration and Production
GSA	Gas Sales Agreement

Oljerelaterade definitioner

Barrel

Volymmått, fat. Ett fat = 159 liter
1 kubikfot = 0,028 kubikmeter
36 kubik fot ≈ 1 kubikmeter
6 bcf = ungefär 1 mmboe

Bassäng

En stor sänka i vilken sediment har samlats.

Bevisade reserver

Bevisade reserver är oljereserver som kan uppskattas, genom analys av geologisk- och ingenjördata, vara med skäligen 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.

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.



Tethys Oil AB (publ)

Huvudkontor

Hovslagargatan 5B
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