

TETHYS OIL

Årsredovisning 2008



Innehåll

INFORMATION OM ÅRSSTÄMMA	2
FINANSIELL INFORMATION	2
TETHYS OIL I KORTHET	3
2008 I KORTHET	3
BREV TILL AKTIEÄGARNA	4
LIVSCYKELN FÖR ETT OLJE- OCH GASPROJEKT	6
OLJE- OCH NATURGASMARKNADEN	9
HISTORIK	12
TETHYS OIL	14
VERKSAMHET	15
SAMHÅLLSANSVAR	25
STYRELSE, LEDNING OCH REVISORER	28
AKTIEINFORMATION	30
NYCKELTAL	33
FÖRVALTNINGSBERÄTTELSE	35
NOTER	48
REVISIONSBERÄTTELSE	58
DEFINITIONER OCH FÖRKORTNINGAR	59
ADRESSER	60

Information om årsstämma

Årsstämma i Tethys Oil kommer att hållas onsdagen den 20 maj 2009 kl. 15.00 i Van der Nootska Palatset, S:t Paulsgatan 21 i Stockholm. Kallelsen, styrelsens fullständiga förslag m.m. finns tillgängliga på www.tethysoil.com. För att delta måste aktieägare dels vara införd i eget namn i den av Euroclear AB Sweden förda aktieboken den 14 maj 2009, dels anmäla sig till Tethys Oil senast den 14 maj 2009 kl.16.00. Av aktiebolagslagen följer att en aktieägare som vill närvara via ombud måste presentera en skriftlig, av aktieägaren undertecknad och daterad fullmakt.

Finansiell information

Bolaget planerar följande rapporter:

3-månadersrapport (januari–mars 2009) den 20 maj 2009

Årsstämma 2009, 20 maj 2009

6-månadersrapport (januari–juni 2009) den 20 augusti, 2009

9-månadersrapport (januari–september 2009) den 13 november, 2009

Bokslutskommuniké 2009 (januari–december 2009) den 16 februari 2010



Tethys Oil i korthet

Tethys Oil är ett svenskt energibolag med inriktning på identifiering och utbyggnad av, samt produktion från, olje- och naturgastillgångar. Tethys kärnområde är Oman, där Tethys till ytan är landets näst största licensinnehavare med licensandelar i tre onshore-licenser. 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 och Sverige. Aktierna är noterade på NASDAQ OMX First North (TETY) i Stockholm. Remium AB är Certified Adviser.

2008 i korthet

Höjdpunkter

- JAS-2 i Oman borrat till ett djup om 4 018 meter – inväntar produktionstest
- Insamling av 3D-seismik genomförd på Block 15 i Oman
- Inga produktionsflöden från Copkoy-1 i Turkiet
- Riktad nyemission under första kvartalet 2009 tillförde Tethys 13,0 MSEK före emissionskostnader



Brev till aktieägarna

Kära vänner och investerare,

”De skönaste planer, må de vara uppgjorda av möss eller (olje)människor...”

Skeenden utvecklas sannerligen inte alltid som planerat. Men i skrivande stund finns ingen anledning för Tethys att klaga.

Världen tycks vara inne i den mest omfattande lågkonjunkturen på kanske 100 år, men trots det pendlar oljepriset kring 50 USD per fat – en siffra som för blott 10 år sedan var ofattbar till och med i högkonjunktur. Lägg därtill att alla Tethys nuvarande projekt beräknas vara lönsamma vid 40 USD per fat, så finns det verkligen ingen anledning till klagan.

Våra projekt utvecklas, och vissa visar sig i darwinistisk anda vara mindre lämpade än andra. Vissa projekt avvecklas därför - andra prioriteras. Under 2008 ökade fokuset på Oman, medan andra områden lämnades.

Vårt huvudprojekt 2007, Block 15 onshore Oman, prövades 2008 åter genom borrning. Projektet ser fortfarande bra ut, även om vi drabbats av viss försening efter att vatten tycks ha trängt in i reservoaren från en förkastningsspricka. Det resulterade i att testningen av borrningen fått skjutas upp och att arbetet med borrhålet tills vidare avbrutits. Detta kan vid en första anblick tyckas som en anledning att klaga, men oturen dämpas av många förmildrande omständigheter. För det första har oljeprisfallet medfört att så gott som alla kostnader förknippade med oljefält har sjunkit, och fortsätter att sjunka. Det berör allt från stål och hyra av borrhög till arbetsmaskiner och personal. Detta resulterar i att alla investeringskostnader minskar. För det andra har förseningen i testningen och utbyggnadsarbetet frigjort tid för att arbeta med andra möjligheter på Block 15. Den högkvalitativa datan som vi fick genom den nyligen genomförda insamlingen 3D-seismik ger oss ytterligare vinklingar för att optimera och föra de spännande projekten på licensen framåt. För det tredje sammanföll förseningen på Block 15 i tiden med ökade utvärderingsaktiviteter på Tethys andra stora projekt i Oman – Block 3 och 4.





På Block 3 har Farha South-strukturen utvärderats. I denna påträffades olja vid en borrhning 1986. Farha South-3 flödade i april i år mer än 750 fat olja per dag. Oljan håller mycket hög kvalitet (40 grader API). Resultatet stärks också av att mätningarna i borrhålet indikerar att andra tidigare inte kartlagda nivåer också är oljeförande. Tillsammans med vår partner CC Energy Development (Oman) SAL, licensensoperatör, inväntar vi nu ytterligare resultat från Block 3 och planerar för licensens framtid. I våra förväntningar ligger framför allt ett längre produktionstest på Block 3, som kanske redan före slutet på innevarande år kan ge oss produktion.

Tethys har nu två utvecklingsprojekt i Oman med utomordentlig potential och minst ett mycket spännande och lockande utvärderingsprojekt på Block 4 – det potentiellt mycket stora oljefyndet Saiwan East. Snart inleds utvärderingsborrningen Saiwan East-2, vilken beräknas vara klar under maj 2009. Så vi insisterar – det finns verkligen ingen anledning för Tethys att klaga.

Två områden utanför Oman behöver också omnämnas – Sverige och Marocko.

På Gotland återupplivar vi drömmen om olja. Gotland kommer aldrig att bli ett Saudiarabien, men på Gotland har för inte allt för länge sedan producerats mer än 700 000 fat olja från grunda ordoviciska kalkstensrev. Tethys håller på att slutföra en studie av

befintlig data och torde inom en inte allt för avlägsen framtid kunna påbörja insamling av ny geofysisk och geologisk information.

Därtill pågår just nu den spännande "wildcat"-borrningen av Tafejjart-1 på Bouanelicensen i Marocko. Borrsmål är en potentiellt gasförande struktur. Även om riskerna i borrhningen är stora, så uppvägs de av möjligheterna.

För att avsluta redogörelsen över varför det finns så lite att beklaga – vår aktiekurs och vårt börsvärde har åter tagit sig tillbaka på de nivåer vi var på vid motsvarande tid förra året. Det är – relativt sett – ett styrkesbesked som öppnar upp affärsmöjligheter.

Så fortsatt resan med oss, vi tror uppriktigt att vi inte kommer att ha något att klaga på under ganska lång tid framöver.

Stockholm i april 2009

Vincent Hamilton
Styrelseordförande
Chief Operating Officer

Magnus Nordin
Verkställande direktör

Livscykeln för ett olje- och gasprojekt



Oljeindustrin kan 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. Livscykeln för ett upstream-projekt kan indelas i sex faser, vilka inleds med förvärv av licens och slutar med kommersiell produktion. Varje fas har sin egen karaktär, med olika grader av risk och möjlighet till avkastning. Värdet på projektet byggs gradvis upp, och under varje fas har ett bolag möjlighet att realisera förädlingsvärde av framgångsrikt arbete.

Förvärv av licens

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, licens eller block.

En licens kan tilldelas ett bolag av myndigheterna i ett land, eller köpas in på auktion eller från ett annat oljebolag. En licens är normalt förknippad med specifika krav – ett oljebolag förbinder sig att utföra vissa arbeten inom ett område under en given tidsrymd för att uppfylla licenskraven.

Om kommersiella mängder av olja eller naturgas påträffas, övergår prospekteringslicensen till en produktionslicens, där s.k. royalty och/eller skatt tas ut. Eller så övergår prospekteringslicensen till ett produktionsdelningsavtal, vilket innebär att en viss del av utvunnen olja eller naturgas tillfaller 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.

Prospektering

Olja och naturgas finns på upp till tio kilometers djup i sedimentära bergarter. Dessa bergarter har skapats genom att partiklar som kommit genom vatten

eller genom luft har sedimenterat och cementerats samman. En prospekteringsborrning efter olja eller naturgas är vanligtvis både kostsam och riskfylld. Innan borren används sker därför mycket annat prospekteringsarbete i syfte att minska riskerna och kunna eliminera mindre prospektiva områden. Detta arbete består i geologiska, geokemiska och geofysiska (seismik) studier.

På Bouananelicensen i Marocko använder Tethys gravimetriska undersökningar och insamling av magnetisk data för att minska riskerna. Gravimetrisk undersökning är mätningar av jordens gravitationskraft vid skilda platser inom ett område. Målsättningen är att skilja mellan bergarter med hög täthet från lättare bergarter. 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.

Geokemiska studier är en annan prospekteringsmetod Tethys använt. Geokemiska undersökningar är en teknik som genom undersökning av närvaro och beskaffenhet hos kolväten på marknivå kan indikera djupare liggande kolväteansamlingar. Det är möjligt till följd av att alla olje- och gasfält läcker ytterst små mängder kolväten mot markytan. Denna metod säger inget om hur mycket gas som kan finnas. Metoden har visat sig vara mycket användbar och har reducerat prospekteringsrisken väsentligt.

Den vanligaste prospekteringsmetoden är geofysisk seismik. Seismiska undersökningar baseras på att ljudvågor transporteras med olika hastighet i olika material och att de, vid övergången mellan olika material, delvis böjer av och reflekteras tillbaka upp till ytan. Till följd av att bergarter har olika sammansättning är det möjligt att, utifrån variationerna i ljudvågens hastighet och vinkel, bedöma lokaliseringen av strukturer som kan innebära potentiella olje- och/eller naturgasreserver inom prospekteringsområdet.

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. Under 2008 samlade Tethys in 3D-seismik över Jebel Aswadstrukturen i Oman. Tidigare seismik över Jebel Aswad var tvådimensionell med relativt låg upplösning och med sparsam täckning över delar av strukturen. Den nya seismiken täcker hela strukturen i rutnät om 15 gånger 15 meter.

Prospekteringsborrning

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 eller i vassa fall för en "wildcat". Borrningsverksamheten är uppdelad i flera faser: förberedelser, mobilisering av utrustning och material till borrhålet, själva borrhålets utförande och slutligen demobilisering. Innan själva borrhålets utförande kan påbörjas, måste en borrhåletsplan upprättas. Denna innehåller en tidsplan, som är relaterad till förväntat borrhålets djup, sättpunkter för olika foderrör, 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.

Detektering av kolväten under borrhålets utförande

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

Om analysen av såväl de borrhålets vätska som bergarten utfaller positivt, genomförs ett produktionsstest av borrhålet, vilket består i att eventuella olje- och gaszoner tillåts flyta in i hålet och upp till ytan för mätning och analys. Under produktionsstestet beräknas även produktionsstakt och storlek på fyndigheten.

Utvärderingen

Utvärderingen är den fas i projektets livscykel som följer efter en framgångsrik prospekteringsborrning. Utvärdering handlar om att uppskatta storleken på den olje- eller gasförande strukturen, dvs hur mycket reserver den innehåller.



Vid utvärdering av ett fynd genomförs borrningar för att bedöma hur långt ut fältet sträcker sig. Borrningar sker då med ett visst avstånd från det ursprungliga fyndet för att kunna fastställa reservoarens utbredning, reserver och uppskattat produktionsflöde från ett nytt olje- eller gasfält. Både Jebel Aswad-2 och Farha South-3, som borrades 2008 respektive 2009, är avgränsande borrningar som genomförs ett par kilometer från ursprungsfyndet.

Andra tekniker än de som använts tidigare kan också användas vid utvärderingar. När Tethys under 2007 återinträdesborrade Jebel Aswad-1, så skedde det med horisontell och underbalanserad borrhållsteknik.

Det finns många fördelar med horisontell borrning. Den största vinsten ligger i att man kan öka produktionen. Detta är möjligt därför att man genom att horisontellt genomborra en formation radikalt ökar blottläggningen av den oljeproducerande reservoaren. Horisontell eller riktad borrning används också när det inte är möjligt att nå målet, exempelvis när målet ligger under bebyggt mark.

Underbalanserad borrning är en teknik genom vilken det hydrostatiska trycket i borrhålet hålls lägre än vätsketrycket i den genomborrade formationen. Den främsta fördelen är för att förhindra skador på reservoaren. Under konventionell borrning pressar det högre hydrostatiska borrhållstrycket in borrhållaren i reservoaren, vilket ofta orsakar skador som ibland är irreparabla. Med ett lägre tryck i botten på borrhålet är det också lättare för borrhållaren att skära och transportera bort borrhållaren.

Som sagts ovan handlar utvärdering om att kunna visa på högre reserver i en licens. Med reserver avses en fyndighets beräknade volymer av råolja och naturgas som bedöms vara kommersiellt utvinningsbara under rådande ekonomiska omständigheter. Reser-

verna 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 borrning 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.

Fältutbyggnad

När en struktur bevisats innehålla kolväten och reserverna har bokförts är fältet redo att sättas i produktion. Detta är fältutbyggnadsfasen. Fasen inleds med en detaljerad geologisk, teknisk och ekonomisk studie för att ta fram en fältutbyggnadsplan. Syftet är att ta fram en plan som optimerar de ekonomiskt utvinningsbara reserverna, ta fram den mest lämpade tekniska lösningen, maximera lönsamheten och ge acceptabla risker.

Så snart utbyggnadsplanen godkänts av myndigheterna inleds en intensiv arbetsperiod på fältet. En omfattande produktionsprocess inleds som inbegriper ett stort antal olika specialister. Olje- och gasfält är ofta belägna i avlägsna områden, med dålig eller obefintlig infrastruktur. Allt kan behöva byggas. Fältarbetare behöver sov-, mat- och tvättplatser. Fältet måste förses med elektricitet, antingen genom kabeldragning eller – om fältet producerar naturgas – genom gasgeneratorer. Det är möjligt att transportera mindre mängder råolja per lastbil, men för större volymer måste en pipeline byggas. Naturgas är ännu mer beroende av en pipeline. Borr-, produktions-, transport- och lagringsanläggningar skall konstrueras och byggas. Produktionsborrningar ska genomföras.

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 – oljerelaterade produkter är en naturligt del i vårt dagliga liv. Värdet på denna naturresurs bestäms på en global marknad och förändras konstant. Det finns tusentals oljebolag i världen, men inget är tillräckligt dominant för att påverka världsmarknadspriset. Konkurrensen ligger därför inte i prissättningen, utan i att finna oljan.

Energikällor

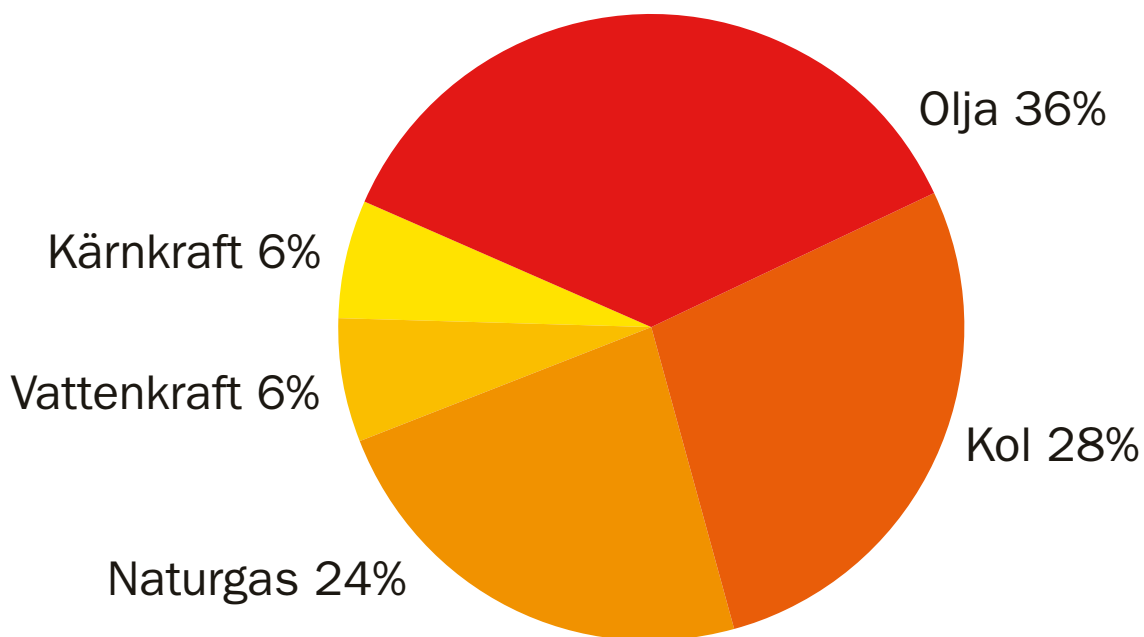
Det finns ett flertal olika källor till energi och de viktigaste är olja, kol och naturgas. Alternativa energikällor såsom vind- och vågkraft, solenergi och biobränslen bidrar relativt marginellt. Olja och naturgas utgör mer än hälften av alla primära energikällor.

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.

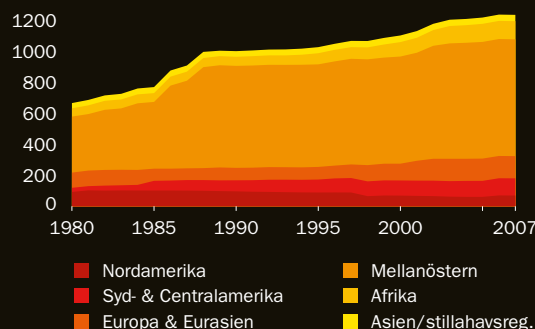
En första variabel att fundera över är den tillgängliga mängden olja. Figur 1 visar att ökningen av tillgängliga reserver har minskat under de senaste 20 åren. Utöver detta tenderar nya fynd att bli mindre och färre jämfört med tidigare och trenden går mot en begränsning av tillgängligt utbud. En mer 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.

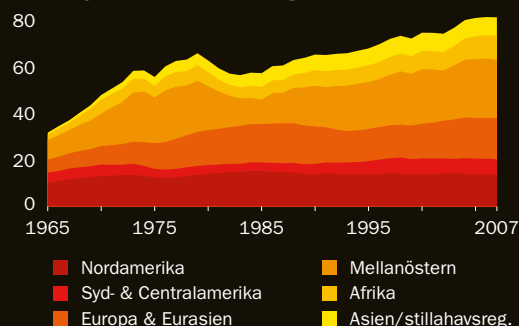
Små förändringar i efterfrågan och utbud kan i det korta perspektivet få dramatiska förändringar på priset. Ett tydligt exempel är effekterna av den saudiska produktionsökningen 1998 som kom att sammanfalla med den asiatiska nedgången. Det är dock värt att notera, att den kinesiska konsumtionen faktiskt 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 världspröduktionen och än viktigare dess andel av tillgängligt utbudsoverskott 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.

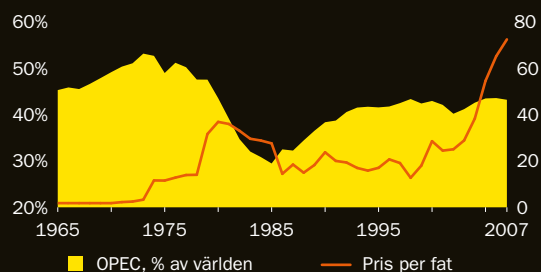
1. Kända globala oljereserver, miljarder fat



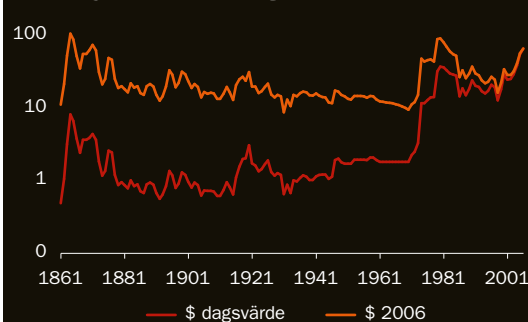
2. Global oljeproduktion, miljontals fat per dag



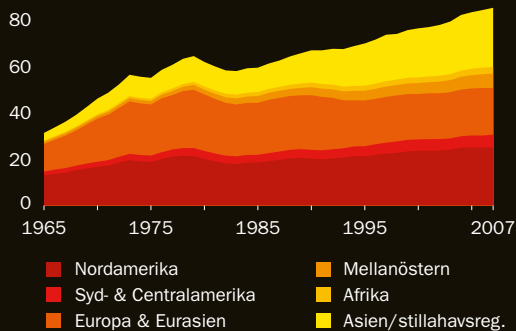
3. OPECs andel av global oljeproduktion och pris per fat (USD)



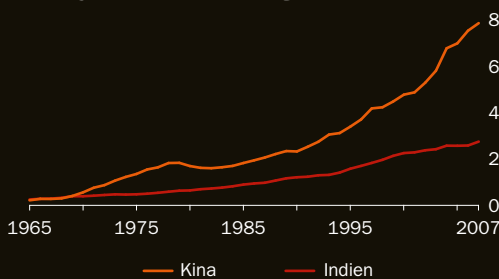
4. Oljeprisutveckling sedan 1861



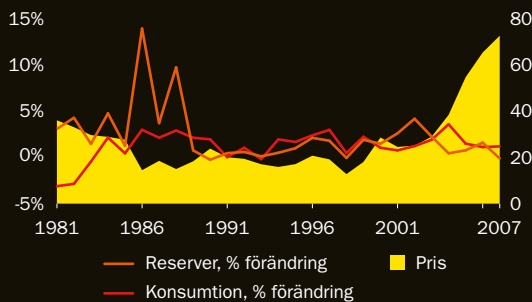
5. Global oljekonsumtion, miljontals fat per dag



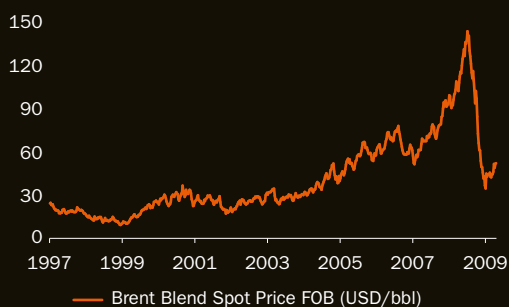
6. Oljekonsumtion – Kina och Indien, miljontals fat per dag



7. Produktions- och prisförändring



8. Oljeprisutveckling sedan 1997



Källa graf 1-7: BP Statistical Review of World Energy 2008.

Källa graf 8: Energy Information Administration

Oljepriset – en blick framåt

Det är svårt att tro på ett ytterligare oljeprisfall. Om den amerikanska dollarn försvagas kanske vi får se en oljeprisökning i dollar räknat. Oljepriset kommer troligtvis att fortsätta vara relativt oförändrat mot övriga valutor eftersom det numera till stor del tycks styras av ekonomier som inte baseras i dollar.

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

Ett prisökning på olja inom två till fyra år känns nu sannolik. Följs dagens ekonomiska nedgång av minskning i investeringar, i prospektering och produktionsinfrastruktur, kan prisökningen bli dramatisk.

Således är det knappast sannolikt att priserna förblir på låga nivåer under någon längre tid, vilket troligen gör den korrigerig av oljepriset vi nu ser till ett strålande köptillfälle för oljetillgångar för den som är långsiktig.

Historik

Tethys Oil grundades 2001 och erhöll sin första licens, onshore Danmark 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 en prospekteringslicens i Spanien genomförde bolaget en IPO i mars 2004. Tethys Oil noterades för handel på First North den 6 april 2004.

Tethys har som publikt bolag deltagit i ett antal projekt, och beroende på resultatet har vissa licenser lämnats medan andra utvecklats och ytterligare andra har tillkommit. 2006 förvärvade Tethys 40 procents andel i Block 15 onshore Oman, inom vilken utvärderingsprojektet Jebel Aswad är belägen. Efter den framgångsrika återinträdesborrningen av Jebel Aswad-1 har Tethys fortsatt att stärka bolagets närvaro i Oman genom förvärvet 2007 av 50 procents andel i block 3 och 4. Oman är numera Tethys huvudsakliga verksamhetsområde.

Borrhistoria, Tethys nio borrhningar 2004–2008

Kocetepe-1 (2004)

Tethys deltog första gången i en prospekteringsborrning 2004 med borrhningen av Kocetepe-1 på Hoto-licensen i Turkiet. 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, ägde rum onshore Danmark där Karlebo-1 borrades hösten 2006. Efter nästan fem års förberedelser påbörjades borrhningen på licens 1/02 norr om Köpenhamn i slutet av september. Den officiella invigningen skedde den 27 september. Borrhningen utfördes till ett djup om 2 489 meter, och den 17 november stod det klart att inga kolväten påträffats. Tethys har följaktligen frånträtt de danska licenserna.

Även om resultatet blev en besvikelse, så har borrhningen och projektarbetet av Karlebo-1 varit en stor 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.

Hontomin-4 (2007)

Tethys deltog i mars 2007 i borrhningen av Hontomin-4 i Sedanobassängen onshore Spanien med Ascent Resources som operatör. Borrhningen avslutades i slutet av april på 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.

Jebel Aswad (2007)

Nästan på dagen ett år efter att Tethys förvärvade sin 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 varvid kolväten påträffades i två kalkstenslager, Natih och Shuaiba. Runt midsommar 2007 hade borrhningen avslutats och testning genomförts, och det stod klart att Tethys



genomfört bolagets första ”våta” borrhning. Båda kalkstenslagren, Natih och Shuaiba, producerade kolväten till ytan. En horisontell sektion om 848 meter borrades i Natih sektionen och borrhningen 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.

Pierre Maubeuge 2 (2007)

Efter knappt tre veckors arbete avslutade operatören Galli Coz SA borrhningen av Pierre Maubeuge 2 i mitten av oktober 2007. Den hade då nått ett slutgiltigt djup om 1 310 meter. Under borrhningen påträffades gas i triasformationen. Hålet har sedan loggats varvid en 80 meter tjock delvis gasförande zon identifierats. Operatören genomförde produktionstester under sommaren 2008, men resultaten hittills förblir oklara.

Jebel Aswad-2, 2008

I juni 2008 påbörjade Tethys en andra borrhning på Block 15 onshore Oman, med syfte att ytterligare utvärdera Jebel Aswad-strukturen. Borrplatsen för JAS-2 är belägen cirka 1,2 kilometer från borrplatsen för JAS-1.

Den 20 augusti avslutades borrhningen av JAS-2. Den sammanlagda längden på borrhålet uppgick till 4 018 meter. På ett djup om cirka 3 000 meter har en horisontell sektion om 927 meter borrats. Borrhningen bekräftade reservoarens utbredning i sydöstlig riktning. Testning av borrhålet fick avbrytas i mitten av september efter att vatten flödat in i reservoarsek-



tionen. Hålet har tillfälligt förslutits i väntan på att testerna skall kunna återupptas.

Copkoy-1

I september och oktober prövade Tethys åter lyckan i Turkiet genom att delta i borrhningen av Copkoy-1 i Trakien med Aladdin Middle East som operatör. Trots goda ”gas shows” under borrhningen och att en gasflamma ”flare” kunde antändas, så flödade borrhålet inte vid test.

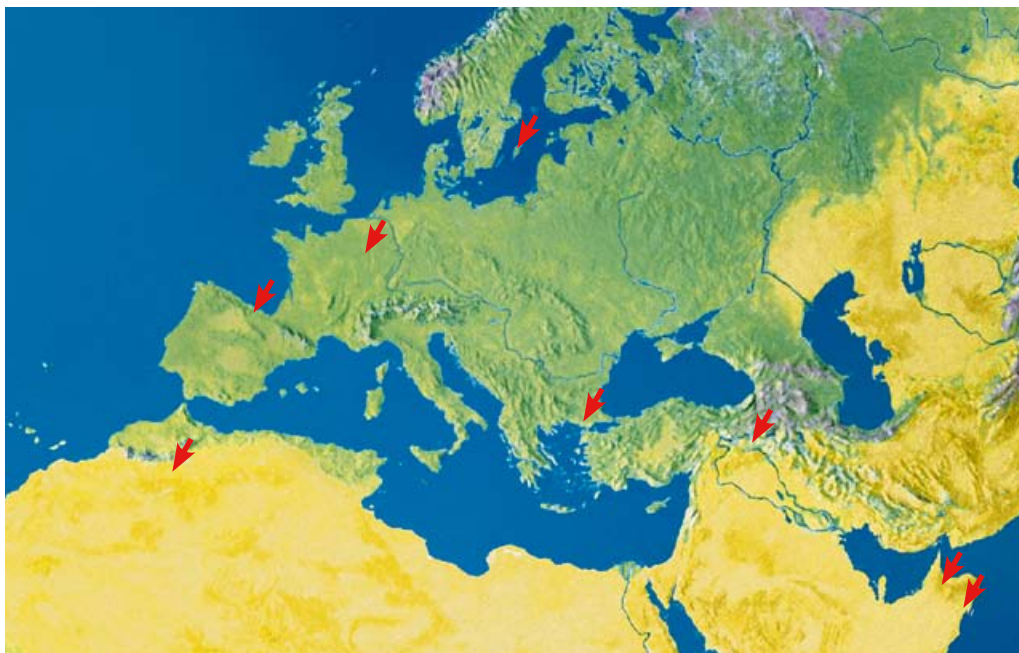
Farha South-3, 2009

Borrarbete på Tethys andra utvärderingsprojekt i Oman påbörjades i början av februari 2009 när operatören CCED påbörjade borrhningen av Farha South-3. I början av april stod det klart att borrhningen varit framgångsrik, då borrhålet efter att ha nått en total längd om 2 625 meter flödade över 700 fat per dag.

Taffejjart-1, 2009

I linje med bolagets fullständiga affärsidé, att också erbjuda exponering mot renodlad prospektering, deltar Tethys i ”wildcat”-borrhningen Taffejjart-1 onshore Marocko. Borrhningen inleddes i slutet på mars 2009. Borrarbetet kan pågå till mitten av juni i syfte att finna stora mängder naturgas under östra Marocko.

Tethys Oil



Tethys Oil i korthet

Tethys Oil är ett svenskt energibolag med inriktning på identifiering och utbyggnad av, samt produktion från, olje- och naturgastillgångar. Tethys kärnområde är Oman, där Tethys till ytan är landets näst största licensinnehavare med licensandelar i tre onshore-licenser. 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 uppnås med begränsad risk.

Tethys Oil har licensandelar i Oman, Marocko, Frankrike och Sverige. Licensandelarna i Spanien och Turkiet är under avveckling. Aktierna är noterade på NASDAQ OMX, First North (TETY) i Stockholm. Remium AB är Certified Adviser.

Strategi

Vid investeringar i upstream-projekt kan exceptionell avkastning på satsat kapital över tiden erhållas genom huvudsakligen två strategier. Den ena strategin går ut på att konsekvent investera i lovande prospekteringsborrningar och begränsa risken genom antingen lönsamma utfarmningar eller genom att begränsa investeringarna genom att hålla små licensandelar. En annan möjlighet är att inte investera i projekt innan den största risken eliminerats, dvs risken att kolväten inte påträffas. Detta är fallet vid investeringar i utvärderingsprojekt. Här har kolväten påträffats, men oklarheter kan föreligga i fråga om produktivitet och reservstorlek. Riskerna underskattas ofta inom prospektering, men överskattas inom utvärderingsprojekt. Genom att huvudsakligen investera i utvärderingsprojekt, är det Tethys bedömning att avkastningen på investerat kapital över tiden kommer att vara mycket god.

Licenser

Land	Område	Tethys Oil	Total area, km ²	Operatör
Oman	Block 15	40%	1 389	Tethys Oil
	Block 3&4	50%	33 125	CCED
Marocko	Bouanane	12.5%	2 100	Dana Petroleum
Spanien	Valderredible	15%	241	Leni Gas&Oil
	Huermeces	15%	121	Leni Gas&Oil
	Basconillos	15%	194	Leni Gas&Oil
	Cameros	26%	35	OGSSA
	Ebro-A	26%	217	OGSSA
Turkiet	Ispandika	10%	965	Aladdin Middle East
	Thrace	25%	994	Aladdin Middle East
Frankrike	Attila	40%	1 986	Galli Coz
Sverige	Gotland Större	100%	540	Tethys Oil
Totalt			41 907	

Verksamhet

Sultanatet Oman

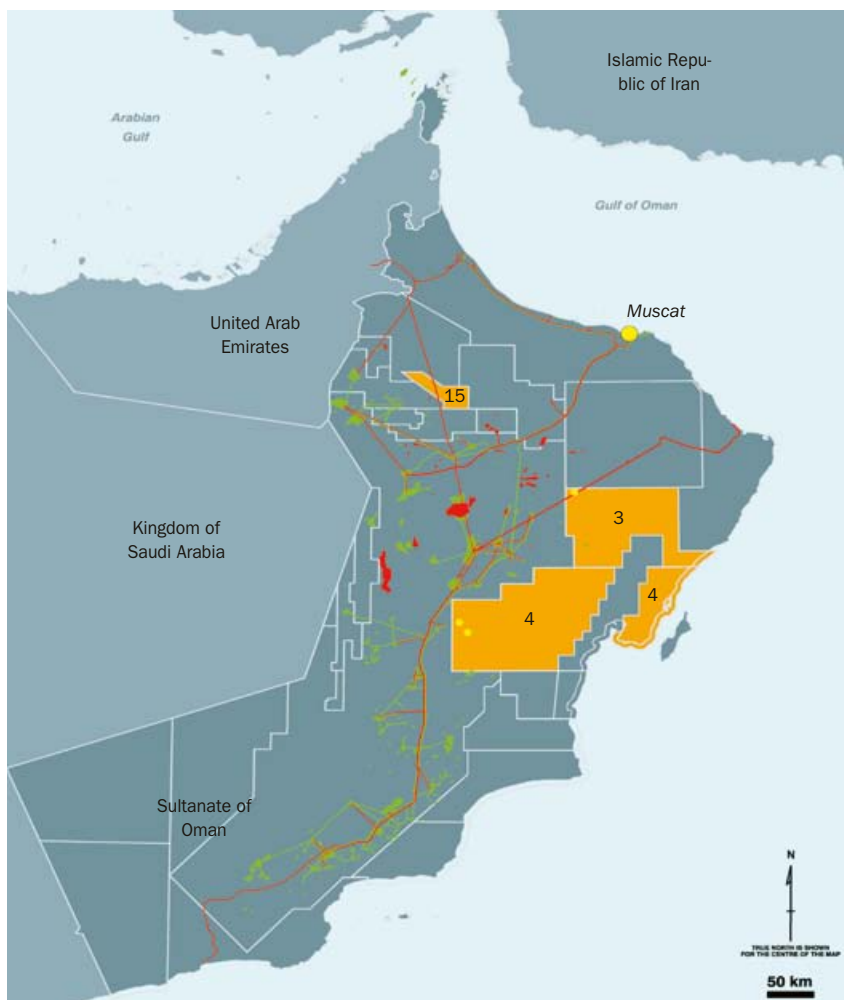
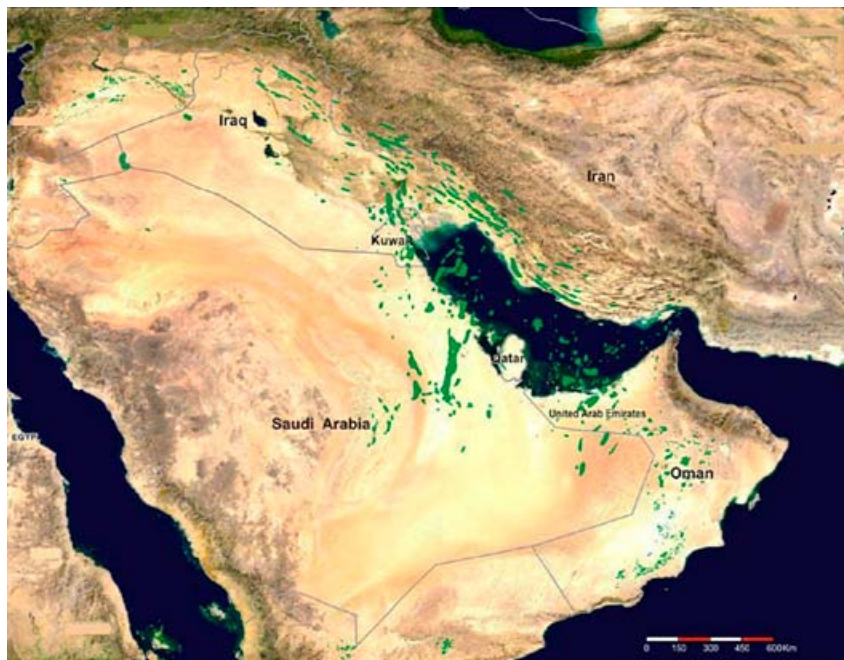
Sultanatet Oman ligger på spetsen av den arabiska halvön och gränsar i i nordväst till Förenade Arabemiratet, i väster till Saudi-arabien och i sydväst till Jemen. Söder- och österut gränsar Oman till Indiska Oceanen och i nordöst till Persiska Golfen. Till ytan är Oman 212 460 kvadratkilometer, och kustlinjen är 2 092 kilometer. Huvudstad är Muskat och befolkningen uppgår till 3 311 640.

Oman och olja

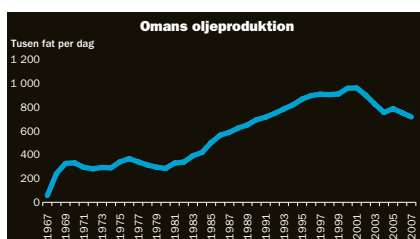
Oman är mycket beroende av oljeintäkter, vilka uppgår till omkring 75 procent av exportintäkterna och 40 procent av BNP. Oman har omkring 5,6 miljarder fat i bevisade oljereserver, motsvarande ungefär 0,5 procent av världens bevisade reserver. Oljereserverna är inte lika stora som grannländernas, men är definitivt jämförbara ur ett per capita-perspektiv med oljeländer annorstädes. Omans reserver om 1,6 fat per person är bara något mindre än Norges om 1,8 fat per person, men större än Rysslands om 0,6 fat per person.

Omans kolvätereserver upptäcktes 1962, och kommersiell export påbörjades fem år senare. Omans oljefält är generellt mindre, mer spridda, mindre produktiva och har högre produktionskostnader än andra golfstater. Ett genomsnittlig oljeborrhål producerar bara omkring 400 fat per dag, motsvarande en tiondel av vad oljekällor i grannländerna producerar.

Oljebolaget Petroleum Development of Oman (PDO), som den omaniska staten är majoritetsägare i, har i samarbete med multinationella oljebolag – Shell och Total – framgångsrikt lyckats expandera de omaniska reserverna. Det är först de senaste åren som den sammanlagde produktionsvolymen minskat från toppnivåerna på 970 000 fat per dag som nåddes år 2000. Produktio-



Licensgränser och infrastruktur onshore Oman. Gulmarkerat: Tethys Oil. Rödmarkerat: gasfält, gaspipeline. Grönmarkerat: oljefält, oljepipeline.

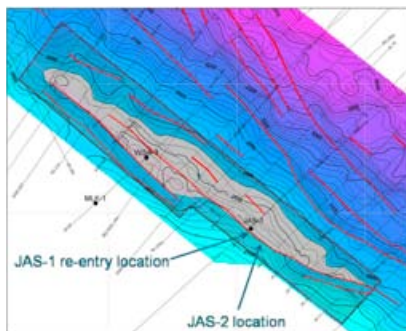


nen 2007 uppgick till cirka 800 000 fat per dag. Oman är inte medlem i OPEC.

Tethys Oil i Oman

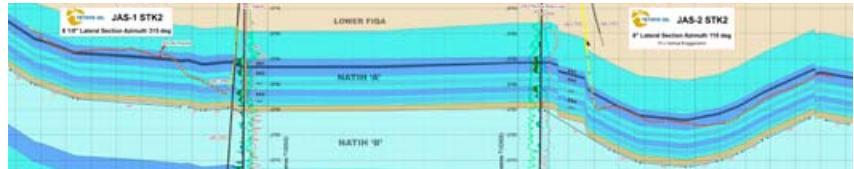
Tethys Oils förvärv av 40 procents intresseandel i Block 15 var bolagets första steg in i Oman. Med den framgångrika borrhningen av Jebel Aswad-strukturen sommaren 2007 och förvärvet av 50 procents intresseandel i Block 3 och 4 under sista kvartalet 2007, har Oman blivit Tethys obestrida kärnområde. Dessa tre licenser har en samlad yta om närmare 35 000 kvadratkilometer, vilket för närvarande gör Tethys Oil till den landmässigt näst största licensinnehavaren i Oman efter PDO. De tre licenserna rymmer många möjliga kolväteförande strukturer vid sidan av fynden på Jebel Aswad på Block 15, Farha South på Block 3 och Saiwan East på Block 4. Tethys ambition är att fortsätta utvärdera de kända fynden och prospektera efter nya.

(Källor: Wikipedia.org, CIA-The world Fact book, Nationalencyklopedin, EIA.gov)



Utvärderingen av Block 15

Alltsedan utvärderingsborrningen Jebel Aswad-1 (JAS-1) i juni 2007, som vid test flödade 2 626 fat oljeekvivalenter per dag, har Oman varit Tethys obestrida kärnområde. Tethys preliminära beräkningar av geologiska reserver (resources) avseende ett (av flera) oljeförande lager pekar mot 138 miljarder kubikfot naturgas samt cirka 7,0 miljoner fat kondensat, varav Tethys andel uppgår till 40 procent. JAS-1 följdes av borrhningen av JAS-2 sommaren 2008. Senare under 2008 genomfördes en omfattande insamling av 3D-seismik som täckte hela den kolväteförande Jebel Aswad-strukturen. Framtida arbete på licensen inkluderar återtestning av JAS-2, borrhning av JAS-3 och utbyggnad av fältet.



Block 15 ligger i den nordöstra delen av centrala Oman och täcker en yta om 1 389 kvadratkilometer. Reservoarbergarterna i Block 15 är kalksten från kritaperioden, Natih- och Shuaibaformationerna. Olja produceras ur Natihkalksten såväl som ur Shuaibakalksten i flera närliggande oljefält.

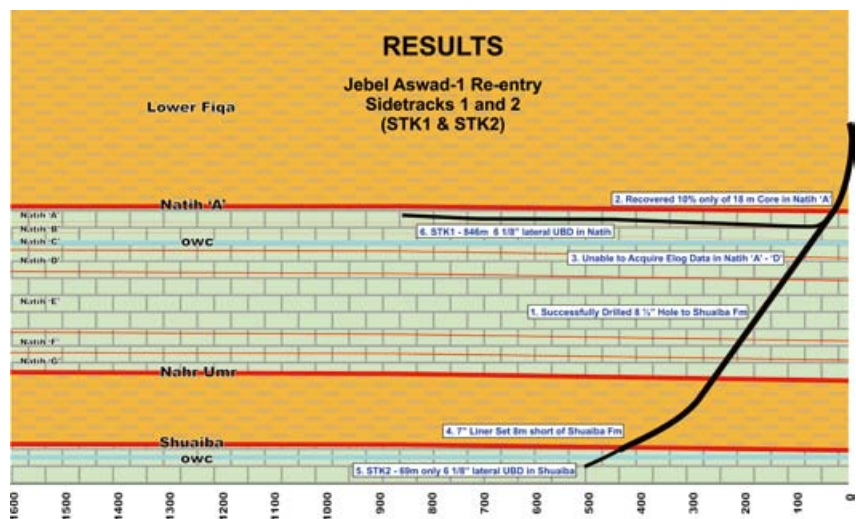
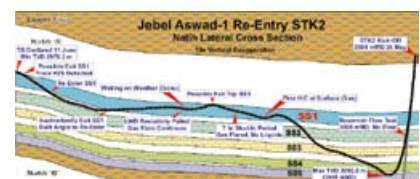
Tethys återinträdesborrning av Jebel Aswad-1 under 2007

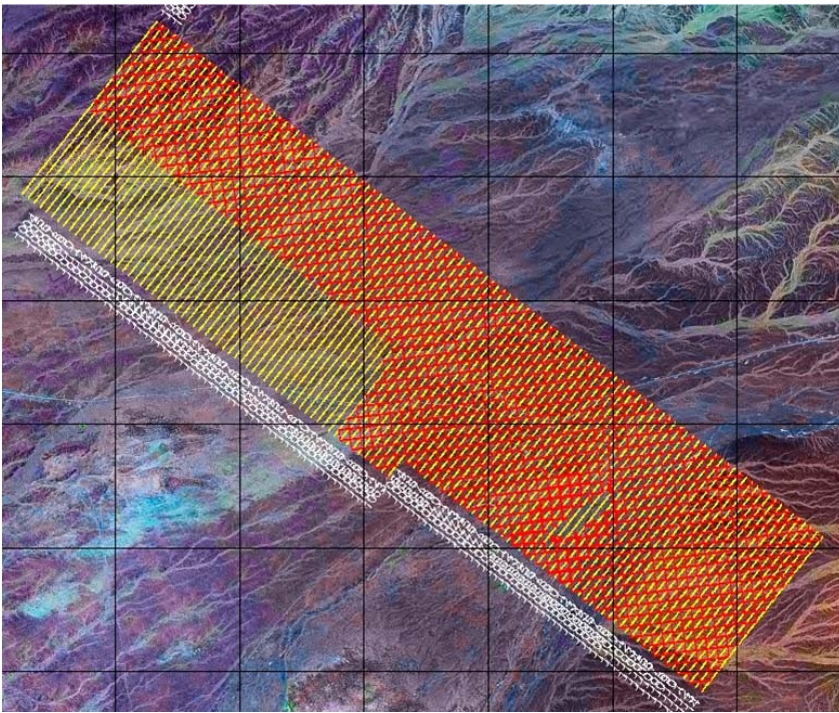
Under 1994 och 1997 genomfördes två borrhningar på Block 15 av en tidigare operatör. Båda borrhningarna uppvisade kolväteindikationer. Vid test av den ena, Jebel Aswad, uppmättes 204 fat olja från Natihkalkstensreservoaren. Tethys bedömning var att modern utvinningsteknik, såsom borrhning med underbalanserad borrvätska och horisontell borrhning skulle kunna öka flödena betydligt från Jebel Aswad. Återinträdesborrningen påbörjades i april 2007 och var utformad för att utvärdera oljereserver och sannolik utvinningsgrad för både Natih- och Shuaibalagren. Båda reservoarerna producerade också kolväten till ytan.

En horisontell sektion om 848 meter borrhades i Natih och borrhningen avslutades efter 3 830 meter. Vid test med en 1 tums ventil flödade Natihsektionen 11,03 miljoner kubikfot naturgas per dag, och 793 fat kondensat per dag uppmättes (motsvarande sammanlagt 2 626 fat oljeekvivalenter per dag). Shuaibasektionen kunde inte testas, men producerade ändå "vät gas" (dvs gas rik på tyngre kolväten som kondenseras vid trycksänkning) under den underbalanserade borrhningen.

Reservuppskattningar

Baserat på information från JAS-1 i juni kombinerat med information från den ursprungliga borrhningen 1995, har Tethys gjort en preliminär beräkning av geologiska





reserver. Enligt dessa preliminära siffror uppgår de geologiska reserverna i Natih A-reservoaren till omkring 138 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.

Borringen av JAS-2 under 2008

Under sommaren 2008 påbörjades borringen av JAS-2 cirka 1,2 kilometer från borrhplatsen för JAS-1. I augusti avslutades borringen efter att borrhålet nått en sammanlagd längd om 4 018 meter. Den vertikala delen av borrhålet påträffade bra kolväte-"shows" i både Natih A och C under borring och loggning. På ett djup om cirka 3 000 meter borrades en horisontell sektion i Natih A om 927 meter. Genom

den horisontella delen bekräftades reservoarens utbredning i sydostlig riktning från borrhplatsen. Testningen av JAS-2 fick dock avbrytas till följd av att en vattenförande förkastning genomborrats. En borrhigg kommer att behövas för att blockera den vattenproducerande förkastningen och färdigställa hålet för produktion.

Nya kartor kommer vägleda Tethys

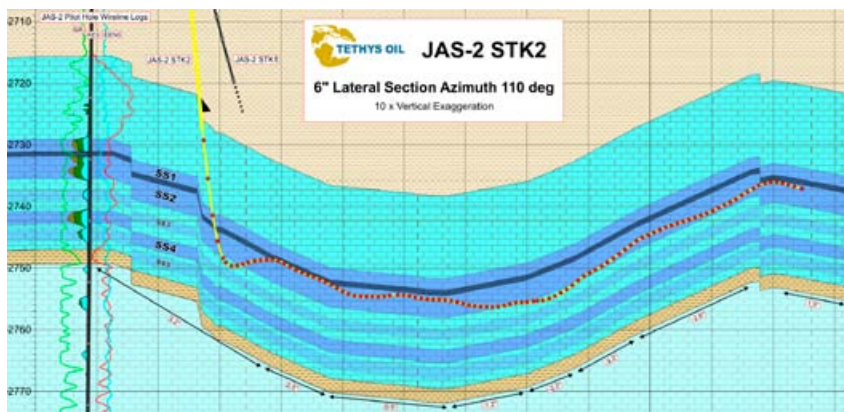
I början av januari 2009 slutfördes bearbetningen av ny 3D-seismikdata. Bearbetningen har utförts av specialistfirman Hardin International i Dallas, Texas. Under augusti och september 2008 insamlades detaljerade 3D-data över en 285 kvadratkilometer stor yta som täcker hela den kolväteförande Jebel Aswad-strukturen. Tidigare seismik över Jebel Aswad är tvådimensionell med relativt låg upplösning och med sparsam täckning över delar av strukturen. Den nya seismiken täcker hela strukturen i rutnät om 15 gånger 15 meter. De nya seismiska kartor som håller på att framtas är de första 3D

kartorna över Jebel Aswad-strukturen, och de kommer att bidra med mycket värdefull information inför den framtida utbyggnaden av Jebel Aswadfältet.

2009 och framåt

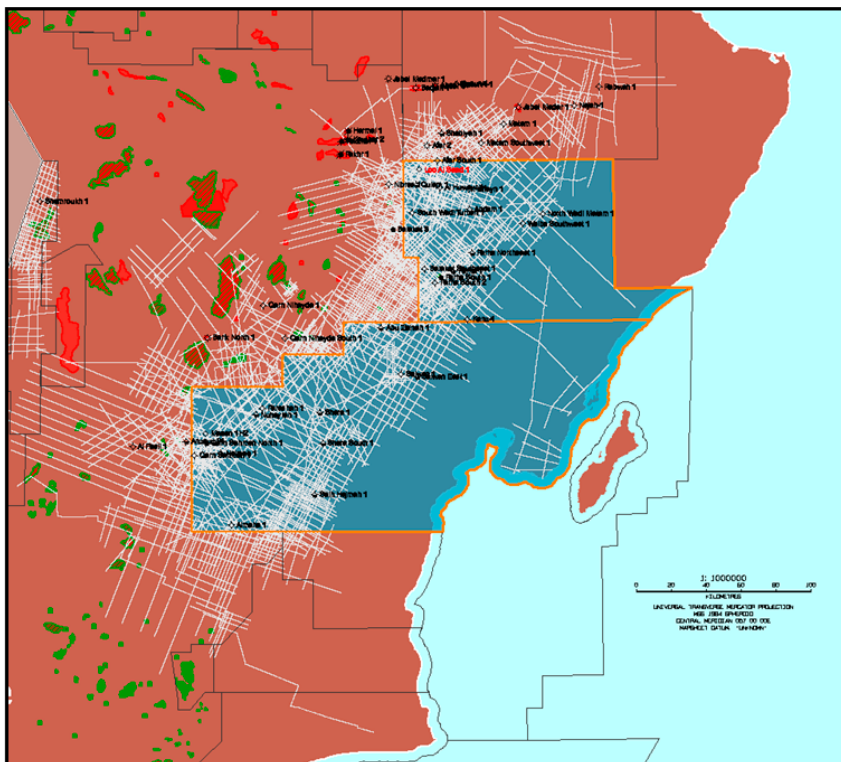
Nästa steg på Block 15 är att återuppta den avbrutna testningen av JAS-2 samt att genomföra en ny borrhning – JAS-3. Till följd av kostnadssynergier – det kommer behövas en borrhigg för att slutföra testningen av JAS-2 – kommer dessa två händelser sannolikt att samordnas. Informationen från testningen av JAS-2, såsom egenskaper hos reservoaren och kolvätena, kommer att bli en avgörande pusselbit i den preliminära utbyggnadsplanen. Arbetet med denna plan inleddes förra året, men det har legat nere i avvaktan på att testningen av JAS-2 kan avslutas.

Enligt nuvarande planer kan inledande produktion påbörjas under 2010 och följas av full produktion året därpå.



Jakten på oljan i Farha South

Den första potentiellt kolväteförande struktur att bli undersökt genom borrhning under 2009 är Farha Souths sandstenslager Lower Bashir. Farha South ligger på Block 3 onshore Oman. Tanken är att horisontell borrhsteknik skall kunna öka flödet från den oljeförande strukturen. Eftersom oljan är av utmärkt kvalitet, kan en framgångsrik borrhning snabbt kunna utvecklas till en kassafloëdesgenererande produktion.



Block 3 ligger i den östra delen av Oman och täcker en yta om 9 960 kvadratkilometer. Tethys har 50 procents intresseandel i licensen. CC Energy Development (Oman) SAL är operatör. Vid sidan av Farha South, och likt angränsande Block 4, innehåller licensen flera potentiellt kolväteförande strukturer. Stora delar av licensen är grundligt täckt med seismik – sammanlagt över 30 000 kilometer 2D-seismik på Block 3 och 4. 27 borrhningar har också genomförts på de två licenserna, varav 18 påträffade olja.

Farha South-3 borrhningen

Oljefyndet Farha South-1 flödade 260 fat och borrades 1986 av operatören Japan Petroleum Development Corp. Fler borrhningar har delvis kartlagt strukturens utbredning ytterligare.

Den gamla seismiken har ombearbetats och omtolkats, och resultaten pekar på en trend av strukturer med avgränsande multipla förkastningar. Den nu borrade strukturen har av tidigare operatör uppskattats kunna

innehålla 8–10 miljoner fat utvinningsbar olja i tunna sandstenslager.

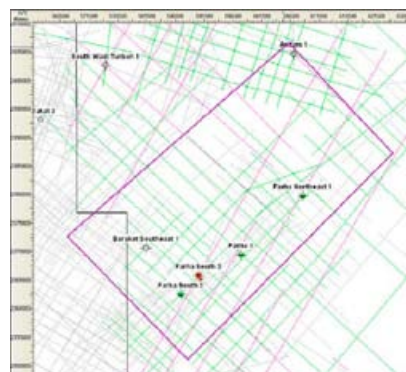
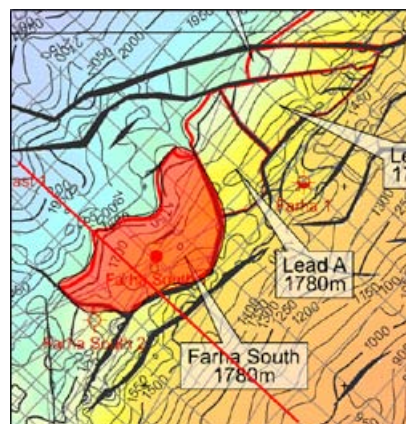
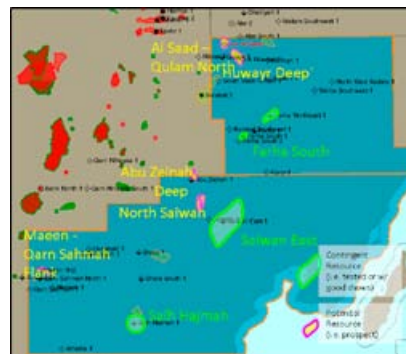
Tethys och operatören insåg att liknande moderna borrhstekniker kan användas som Tethys framgångsrikt använde på Jebel Aswad på Block 15. Eftersom oljan är av hög kvalitet med en hanterbar mängd gas, skulle en framgångsrik borrhning snabbt leda till kassafloëdesgenererande produktion.

Farha South-3 borrhningen påbörjades i början på februari 2009 och syftade till att ytterligare kartlägga Farha South strukturen. Borrhmålet var sandstenarna i Lower Bashir-formationen, vilken ligger på ett djup av cirka 1 900 meter. Borrhningen inleddes 1,2 kilometer sydost om det oljeförande borrhålet Farha South-1.

Den 6 april var utvärderingsborrningen färdigställd. Farha South-3 borrades till ett vertikalt djup av 1 857 meter. Borrhålets totala längd, uppgår till 2 723 meter. De två huvudsakliga sandstenslagren (de som 1986

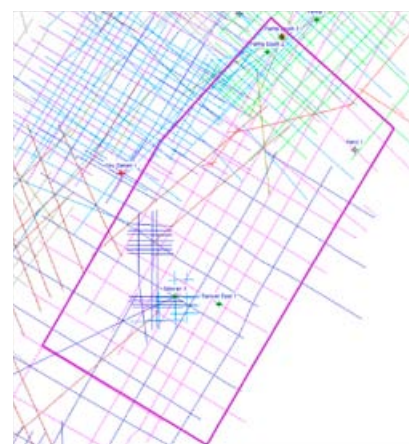
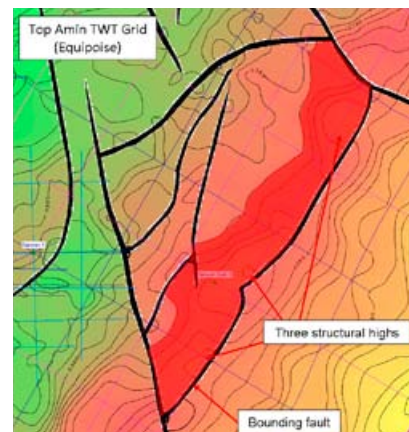
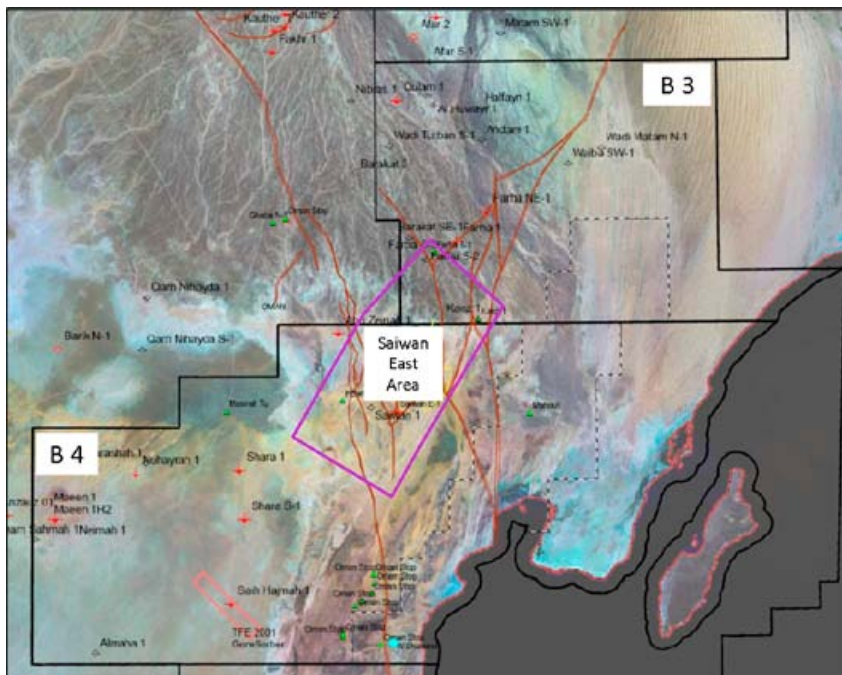
producerade olja i borrhålet Farha South-1) genomborrades både i det vertikala pilot-hålet och i den horisontella sektionen. Produktionsflöde om 754 fat olja per dag har preliminärt uppmätts från den horisontella sektionen. Oljan håller mycket hög kvalitet (40 grader API) och har litet gasinnehåll.

Hitills insamlade data bekräftar utbredningen och kontinuiteten av Farha South-strukturens oljeförande sandstenslager samt bevisar deras producerbarhet. Därtill har ett antal tidigare oidentifierade sandstensintervall genomborrats, varav flera visat på goda oljeindikationer.



Tjockoljan i Saiwan East

Den andra planerade borrhningen i Oman 2009 är den tungoljeförande strukturen Saiwan East. Denna struktur borrades första gången 2005, och bedöms kunna innehålla upp emot 1 miljard fat olja i backen. Tethys och partner planerar att utvärdera fyndet under våren 2009.



Block 4 är beläget direkt söder om Block 3 i östra delen av Oman och täcker en yta om 18 985 kvadratkilometer. Tethys har 50 procents andel i licensen och CC Energy Development (Oman) SAL är operatör. Block 4 innehåller liksom Block 3 många kända oljefynd liksom flera potentiellt kolväteförande strukturer.

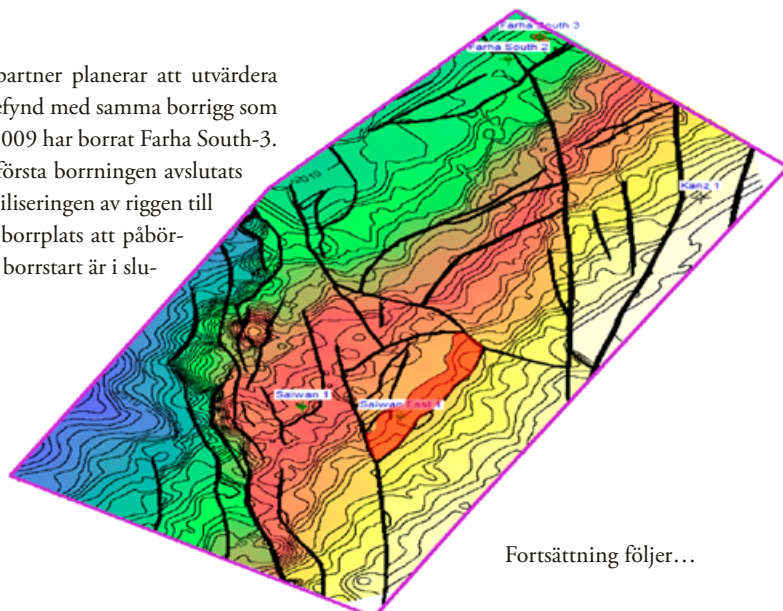
Den kommande utvärderingen av Saiwan East

En av möjligheterna på Block 4 är tungoljefyndet Saiwan East. Vid borrhningen Saiwan East-1. Vid borrhning år 2005 uppmättes vid mätningar i borrhålet (loggning) oljeförande sandstens- och kalkstenslager om sammanlagt 42 meter. Även om denna sektion utvärderades med elektriska loggar genomfördes ingen produktionstest. Tidigare har denna olja inte bedömts gå att ta upp, men de senaste tekniska studierna indikerar att oljan potentiellt är producerbar. Beräkningar baserade på tillgänglig data visar, att Saiwan East-området skulle kunna innehålla mer än 1 miljard fat olja i backen (oil in place).

Tung olja kallas ”tung”, till följd av att den vanligen är trögflytande och har en högre densitet än lätt råolja. Råolja som har en densitet på mindre än 20 grader API definieras som tung olja. Kommersiell produktion av tung olja är ofta mer komplicerad jämfört med lätt råolja. Ångbearbetning används ofta vid produktionen, och produktionsbrunnar borrar närmare varandra än vanligt.

Tethys med partner planerar att utvärdera detta tungoljefynd med samma borrhigg som under våren 2009 har borrar Farha South-3. Så snart den första borrhningen avslutas kommer mobiliseringen av riggen till Saiwan Easts borrhplats att påbörjas. Beräknad borrhstart är i slutet på april.

De huvudsakliga målen med utvärderingen av Saiwan East är att dels visa på att oljan kan förflyttas, dels att kunna bevisa att reservoaren är större än tidigare indikationer givit vid handen. Saiwan East kommer borrar 12 kilometer från det ursprungliga fyndet Saiwan East-1.



Fortsättning följer...



Prospektering på hemmaplan

Det finns inga betydande mängder av olja och naturgas i Sverige. Det finns inte ens små mängder. Men det finns ett undantag. På Gotland har det mellan mitten av sjuttioalet fram till början av nittioalet producerats omkring 700 000 fat olja. Baserat på befintlig data bedömer Tethys att det kan finnas omkring 1 miljon fat ytterligare att utvinna. Mot bakgrund av de gynnsamma utvinningslagarna i Sverige – endast bolagsskatt utgår – och det faktum att Gotlands olja återfinns i grunda revstrukturer, endast ett par hundra meter under marken, så kan också 1 miljon fat visa sig vara mycket lönsamma.

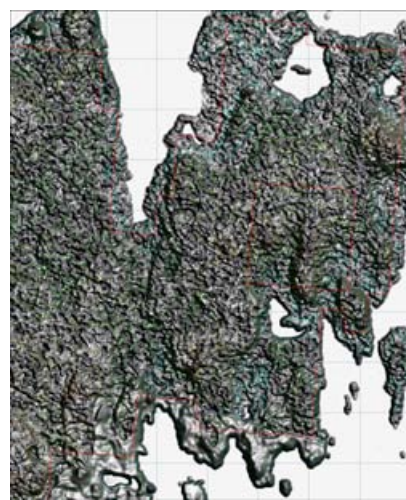


Gotland är Sveriges enda oljeregion, med en historisk produktion om knappt 700 000 fat olja. Redan på 30-talet inleddes oljeprospekteringen på Gotland. Då borrades två hål. Olja påträffades, men inte i kommersiellt utvinningsbara mängder. Oljeprospektering AB (OPAB) inledde verksamhet på ön 1969 och 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 kambrisk sandsten som ligger under ett ordoviciskt lager. Denna berggrund går i en trend från Baltikum till Gotland. Men den tidigare produktionen på Gotland har skett från ordoviciska kalkstensrev. Gotlandsolja som utvunnits har varit av hög kvalitet med låg svavelhalt.

En översiktlig genomgång av historiska data indikerar att endast en mindre del av

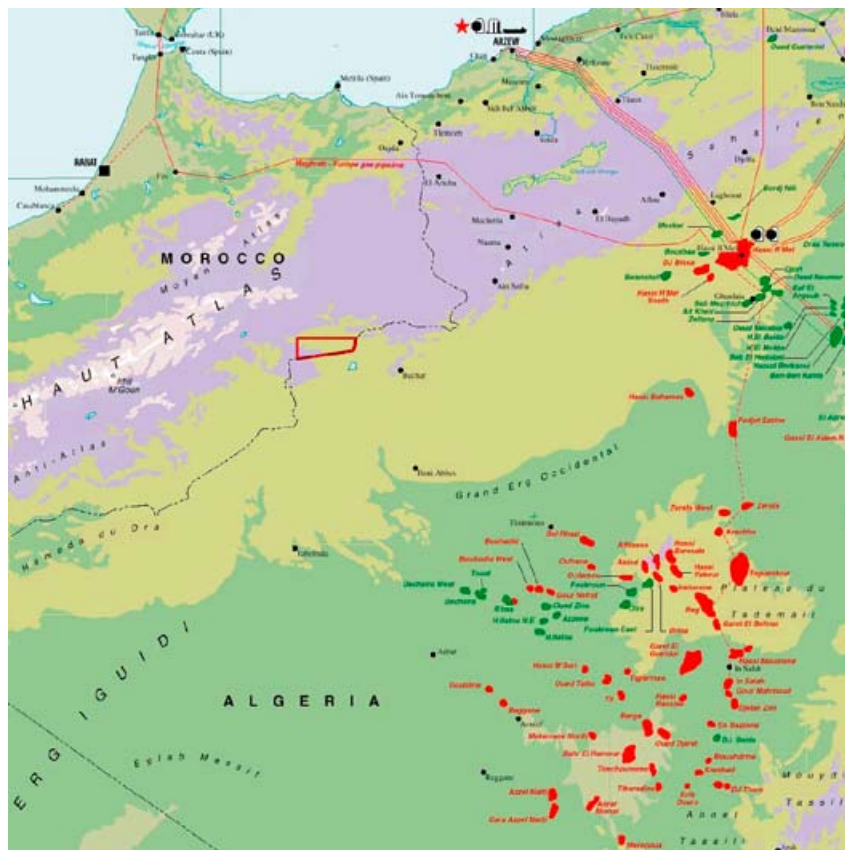


de potentiellt oljeförande rev som finns på Gotland har kartlagts och provborrats. Statistisk data indikerar att det kan finnas så många som omkring 600 oljeförande rev, varav omkring 150 har kartlagts och borrats. Av de rev som borrats har omkring 10 procent funnits vara oljeförande. Enligt Tethys bedömningar 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.

Under 2008 har Tethys genomfört en studie av befintlig information, och en databas har upprättats. Tolkning av ny information som insamlats genom satellitradar har resulterat i nya kartor, vilka förbättrat kunskapen om topografi och jordytans beskaffenhet inom licensområdet. Arbetet med att lokalisera utbredningen av revstrukturer fortsätter.

Äntligen borrning i Marocko

I slutet av mars 2009 påbörjades prospekteringsborrningen Tafejjart-1 på Bouananelicensen i nordöstra delen av Marocko. Borrmål är den väldigt stora Taffejjartstrukturen, som potentiellt är naturgasförande. Denna klassiska "wildcat" (en borrning i ett oprövat område med hög risk och stora möjligheter) är ett projekt med stor potential men med liten risk för Tethys, eftersom Tethys inte har något kostnadsåtagande innan operatören investerat 12 MUSD i licensen. Deltagandet i denna borrning exemplifierar en annan sida av Tethys strategi: att delta i valda borrningar med hög risk och hög möjlig avkastning, men samtidigt ha kontroll på de finansiella riskerna.



I juli 2005 tilldelades Tethys Oil 50 procenters andel i Bouananelicensen. Sommaren 2006 hade ett arbetsprogram genomförts som bekräftade områdets prospektivitet. All geologisk information stödjer teorin om att Bouananelicensen skulle kunna innehålla olja eller naturgas, i likhet med fält i närliggande Algeriet. I juni 2007 tecknade Tethys Oil ett utfarmningsavtal med brittiska bolaget Dana Petroleum Ltd. Enligt avtalet blir Dana operatör med 50 procenters andel och Tethys har 12,5 procenters andel.

I augusti 2008 tecknade operatören å partnergruppens vägnar ett borrriggskontrakt för att utföra prospekteringsborrningen Tafejjart-1 på Bouananelicensen onshore Marocko. I slutet av 2008 och början av 2009 anlades borrrplatsen med tillfartsvägar.

Borrentreprenör är Tethys turkiska partner Aladdin Middle East Ltd. Riggens är byggd i USA, har en styrka om 2 000 hästkrafter och ett maximalt borrhjup om 5 000 meter. I slutet av mars 2009 påbörjades borrningen, vilken beräknas pågå i två till tre månader.

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



Alla goda ting är tre – vin, kultur och kolväten

I Paris och området som omger staden finns inte bara klassisk kultur, mat av världsklass och goda viner. Området producerar också omkring 25 000 fat olja varje dag (2004) samt även naturgas. Med förhoppning om att kunna öka de siffrorna påbörjade Tethys och partner Galli Coz S.A. prospekteringsborrningen Pierre Maubeuge-2 (PLM-2) sommaren 2007. PLM-2 visade sig inte vara kommersiell, men resultatet från borrningen stödjer den övergripande prospektiviteten på Attilalicensen.

Det började 2006, när Tethys Oil och operatören Galli Coz S.A. tilldelades prospekteringslicensen Attila av de franska myndigheterna. Licensen ligger 250 kilometer öster

om Paris, i den olje- och gasproducerande Parissedimentbassängen. Målsättning var att finna naturgasansamlingar liknande dem i det närliggande gasfältet Trois-Fontaines.

Efter ett och ett halvår års prospekteringsarbete, vilket inkluderade insamling och analys av satellit- och radardata, ombearbetning av befintliga seismiska data och insamling av geokemiska ytprover, hade partnergruppen visat att områdets prospektivitet är god och var redo att testa licensen genom borrning.

I slutet av september 2007 påbörjades borrningen av PLM-2. Efter mindre än tre veckors borrhåle hade borrhålet nått ett slutgiltigt djup om 1 310 meter. Under

borrningen påträffades gas under ett saltlager i triasformationen. Hålet loggades och naturgasindikationerna bekräftades. I juli 2008 färdigställdes hålet och produktions-tester utfördes, men hålet flödade bara mindre mängder naturgas. Efter utvärderingen av borrhålet beslöts att återtesta borrhålet under hösten 2008. Större volymer naturgas uppmättes vid detta test, men resultatet visade ändå att PLM-2 under rådande omständigheter inte är kommersiell. Även om det var en besvikelse, så stödjer resultatet den övergripande prospektiviteten på Attilalicensen.

En ytterligare utvärdering av data från borrhålet kommer att ske i samarbete med operatören.



Adios España – Güle güle Türkiye

Tethys har gradvis växt fram till att vara ett svensk oljebolag med huvudsaklig verksamhet i Oman. Drivande bakom detta har främst varit den framgångsrika borrningen på Jebel Aswad på Block 15 och det därpå följande förvärvet av licensandelar i Block 3 och 4, alla onshore Oman. Med alla möjligheter i Oman, och med den framgång Tethys redan rönt, så har ett beslut fattats att ytterligare fokusera på verksamheten i Oman. Det innebär också att verksamheten i andra områden kommer – åtminstone tillfälligt – minska. Som ett resultat av detta har Tethys beslutat

att lämna bolagets licenser i Spanien och Turkiet.

Tethys har haft andelar i två projekt i Spanien: Sedanprojektet söder om de Cantabriska bergen och Camerosprojektet i Ebrobassängen i norra Spanien. Sedanprojektet testades 2007 genom borrningen av Hontomin-4. Borrningen var inte framgångsrik och resulterade i att Tethys minskade bolagets andel av projektet till 15 procent. Camerosprojektet har inte testats genom borrning.

Tethys första prospekteringsborrning i Turkiet var Kocetepe-1 på Hotolicensen, vilken

borrades i juli 2004. Borrningen var inte framgångsrik och Tethys lämnade senare licensen. I början av september 2008 påbörjades Tethys andra borrning i Turkiet, Copkoy-1 i Trakien. Inte heller denna borrning var framgångsrik och Tethys har beslutat att frånträda licensen. Bolaget har också intressen i licenser i Ispandika, i sydöstra Turkiet när gränsen till Irak. Till följd av säkerhets-situationen i området har inget arbete på marken genomförts på två år, och Tethys har beslutat att inte förnya licensen. Tethys kommer dock behålla bolagets turkiska skatteregistrering och fortsätta att utvärdera möjligheter i landet.

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 plats-specifika 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 borrhtrustringen anlände. Under borrhningen höll Tethys både ett informationscentrum och en utkiksplats i direkt anslutning till borrhningen öppen dagligen. Intresserade kunde också följa borrhningen via en webbkamera. Samordning skedde med Karlebos kyrka och lokala skolor och dagis. Trafikåtgärder vidtogs för att skydda cyklister och fotgängare, vilket bland annat innebar att tung trafik endast fick framföras under vissa timmar och i begränsad hastighet. Ansträngningar gjordes för att de allra närmaste grannarna inte skulle störas av ljudföroreningar från borrhningen. Borrplatsen asfalterades i sin helhet för att undvika eventuella föroreningar i jorden. Borrvätska togs om hand i metalltankar och släpptes inte ut i nedgrävda schakt. Bergrester från borrhningen och borrvätskan har därefter transporterats till en speciell behandlingsanläggning. Hela borrplatsen hade försetts med ett slutet avloppssystem för regnvatten. Därtill hade en oljeavskiljare installerats mellan borrplatsens 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 borrplatsen. 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: 2 021 213 och 401 742 teckningsoptioner.



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: 1 288 856 och 255 271 teckningsoptioner.



John Hoey,
född 1939. Ledamot av styrelsen sedan 2001 och ledamot i revisionskommittén och ersättningskommittén. Utbildning: Bachelor of Science Maskiningenjör, 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 styrelseledamot i Mundoro Capital Inc, som är noterat på börsen i Toronto.
Antal aktier i Tethys Oil: 1 317 828 och 263 565 teckningsoptioner.

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 och 13 600 teckningsoptioner



Håkan Ehrenblad,

född 1939. Ledamot av styrelsen sedan 2003 och ledamot i revisionskommittén och ersättningskommittén. 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. Ehrenblad var styrelseledamot i Tanganyika Oil Company Ltd fram december 2008 då bolaget såldes till Sinopec International Petroleum Exploration.

Antal aktier i Tethys Oil: 190 697 och 35 639 teckningsoptioner.



Jan Risberg,

född 1964. Ledamot av styrelsen sedan 2004 och ordförande i revisionskommittén och ersättningskommittén. 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 Ledstjernans Londonkontor under åren 2000–2002. Jan Risberg är idag verksam som oberoende konsult inom den finansiella sektorn.

Antal aktier i Tethys Oil: 655 766 och 128 653 teckningsoptioner.



Jonas Lindvall,

född 1967. 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. 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: 1 168 000 och 243 600 teckningsoptioner.

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.



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

Revisorer

Aktieinformation

Tethys Oils aktier och utestående teckningsoptioner är noterade på First North, som drivs av NASDAQ OMX. First North är en sponsorbaserad lista, vilket innebär att varje bolag som godkänns för handel måste ingå avtal med en Certified Adviser. Certified Adviser tillser att bolaget uppfyller de krav och löpande åtaganden som sammanhänger med att aktierna är godkända för handel på First North. Vidare övervakar Certified Adviser löpande att bolaget iakttar reglerna och rapporterar omedelbart till börsen om någon regel bryts. Tethys Oil har varit noterat på First North och dess föregångare Nya Marknaden sedan april 2004. Remium AB är bolagets Certified Adviser. Med syfte att förbättra likviditet och minska skillnaden mellan köp- och säljkurs i Tethys Oils aktie har bolaget utsett HQ Bank till likviditetsgarant för bolagets aktier.

Aktier och utestående optioner

Tethys Oils registrerade aktiekapital per 31 december, 2008 uppgår till SEK 3 996 681, fördelat på 23 980 086 aktier till ett kvotvärde om SEK 0,17. Under 2008 genomförde Tethys Oil en aktiesplit, varvid varje aktie delades upp i tre aktier (en aktiesplit 3:1). Vidare genomförde Tethys Oil under 2008 en riktad emission om 4 800 000 aktier till investerare huvudsakligen i Mellanöstern, Asien och Frankrike.

Samtliga aktier i Tethys Oil motsvarar 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 den 31 december 2008 har bolaget kvarvarande bemyndigande från årsstämman att utfärda 1 300 000 aktier fram till och med nästa årsstämma.

Under 2008 utfärdade Tethys Oil 4 795 649 teckningsoptioner som kan utnyttjas löpande under perioden 1 juni 2008 till 30 juni 2010. Teckningskurs är SEK 23 där varje teckningsoption ger rätt att köpa en ny aktie. Teckningsoptionerna har handlats på First North sedan den 17 april 2008. Teckningsoptionerna delades ut med företrädesrätt för befintliga aktieägare per avstämningsdag 15 april 2008. Alla aktieägare erhöll, utan kostnad, en teckningsoption för var femte innehavd aktie.

Aktiedata

Aktiekapitalet i moderbolaget har sedan starten i september 2001 fram till 31 december, 2008 utvecklats enligt nedanstående tabell. Därtill har emissionen i februari 2009 medtagits (se not 19).

År	Aktiekapitalets utveckling	Kvot värde, 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	0,50	300 000	6 041 760	150 000	3 020 880
2007	Utnyttjande teckningsoption	0,50	2	6 041 762	1	3 020 881
2007	Riktad emission	0,50	125 000	6 166 762	62 500	3 083 381
2007	Kvittningsemmission	0,50	226 000	6 392 762	113 000	3 196 381
2008	Aktiesplit 3:1 mars	0,17	12 785 524	19 178 286	–	3 196 381
2008	Riktad emission april	0,17	4 800 000	23 978 286	800 000	3 996 381
2008	Utnyttjande teckningsoption oktober	0,17	1 800	23 980 086	300	3 996 681
2009	Nyemission, februari	0,17	1 300 000	25 280 086	216 667	4 213 348

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.

Aktieägarstruktur

De 20 största aktieägarna i Tethys Oil per den 31 mars 2009.

Aktieägare	Antal aktier	Kapital och röster, %
Clients Account-DCS	2 729 460	10,80%
SIX SIS AG	2 201 074	8,71%
BNP Paribas (SUISSE) S.A.	2 183 592	8,64%
Vincent Hamilton *	2 021 213	8,00%
Bk Julius Baer und Co	1 368 935	5,42%
John Hoey *	1 317 828	5,21%
Magnus Nordin **	1 288 856	5,10%
Jonas Lindvall*	1 168 000	4,62%
Lorito Holdings Ltd	879 408	3,48%
Bank of New York, W9	687 742	2,72%
Ancoria Insurance Ltd	683 200	2,70%
Jan Risberg	655 766	2,59%
Handelsbanken Life & Pension LTD	515 000	2,04%
Jean-Marie Lattès	500 000	1,98%
SEB Private Bank S.A., NQI	436 000	1,72%
Cogeval S.A	400 000	1,58%
Grebbeshult Holding AB	339 000	1,34%
Göran Källebo	306 000	1,21%
Neptunus AB	269 937	1,07%
Svenska Handelsbanken S.A.	232 000	0,92%
Delsumma, 20 största aktieägare	20 183 011	79,84%
Övriga (cirka 1 200 aktieägare)		0,00%
TOTALT	25 280 086	100,00%

* Genom bolag

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

Källa: Euroclear och Tethys Oil

Fördelning av aktieinnehav

Fördelning av aktieinnehav i Tethys Oil per den 31 mars 2009.

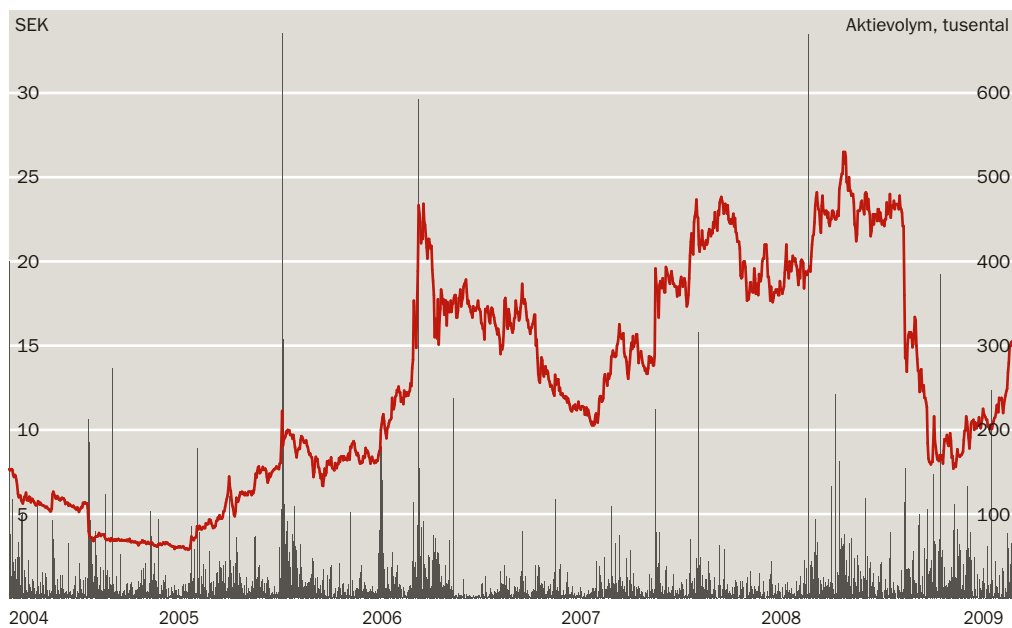
Storleksklasser per den 31 mars 2009	Antal aktier	Andel av antal aktier, %	Antal aktieägare	Andel av antal aktieägare, %
1 – 1 500	489 264	1,94%	824	67,82%
1 501 – 30 000	2 253 883	8,92%	349	28,72%
30 001 – 150 000	1 186 619	4,69%	20	1,65%
150 001 – 300 000	1 721 446	6,81%	8	0,66%
300 001 -	19 628 874	77,65%	14	1,15%
Totalt	25 280 086	100,00%	1215	100,00%

Källa: Euroclear och Tethys Oil

Aktieprisutveckling och omsättning 2008



Aktieprisutveckling och omsättning sedan start



Aktiestatistik 2008

Aktierna i Tethys Oil handlas på First North i Stockholm.

Tickern	TETY
Årshögsta	28,30 (29 maj 2008)
Årslågsta	7,20 (10 december 2008)
Genomsnittlig omsättning per dag (aktier)	34 300
Periodens omsättning (aktier)	8 643 499
Periodens omsättning/utestående aktier	38%

Nyckeltal

Koncernen	2008	2007	2006	2005	2004
Resultat- och balansposter					
Bruttomarginal, TSEK	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Rörelseresultat, TSEK	-31 748	-23 533	-30 976	-14 998	-5 810
Rörelsemarginal, %	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Resultat efter finansiella poster, TSEK	-16 395	-24 704	-29 802	-14 368	-5 062
Årets resultat, TSEK	-16 426	-24 721	-29 802	-14 368	-5 062
Nettomarginal, %	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Eget kapital, TSEK	177 077	103 196	95 230	52 375	66 743
Balansomslutning, TSEK	179 909	105 586	118 983	54 833	69 102
Kapitalstruktur					
Soliditet, %	98,43%	97,74%	80,04%	95,52%	96,59%
Skuldsättningsgrad, %	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Andel riskbärande kapital, %	98,43%	97,74%	80,04%	95,52%	96,59%
Räntetäckningsgrad, %	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Investeringar, TSEK	72 512	51 765	35 207	6 491	12 696
Lönsamhet					
Räntabilitet på eget kapital, %	neg.	neg.	neg.	neg.	neg.
Räntabilitet på sysselsatt kapital, %	neg.	neg.	neg.	neg.	neg.
Anställda					
Genomsnittligt antal anställda	10	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 vid årets slut, tusental	23 980	19 179	17 226	13 155	13 155
Eget kapital per aktie, SEK	7,38	5,38	5,53	3,98	5,07
Vägt genomsnittligt antal aktier under året, tusental	22 669	17 592	15 330	13 155	11 115
Resultat per aktie, SEK	-0,72	-1,41	-1,94	-1,09	-0,46

Definitioner av nyckeltal

Marginaler

Bruttomarginal

Rörelseresultat före avskrivningar i procent av året omsättning.

Rörelsemarginal

Rörelseresultat i procent av årets omsättning.

Nettomarginal

Årets resultat i procent av årets omsättning.

Kapitalstruktur

Soliditet

Eget kapital i procent av balansomslutning.

Skuldsättningsgrad

Räntebärande skulder i procent av eget kapital.

Andel riskbärande kapital

Eget kapital plus minoritetsintresse och eget kapitalandel av obeskatade reserver i procent av balansomslutningen.

Räntetäckningsgrad

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

Moderbolaget	2008	2007	2006	2005	2004
Resultat- och balansposter					
Bruttomarginal, TSEK	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Rörelseresultat, TSEK	-6 853	-3 996	-4 488	-3 786	-3 903
Rörelsemarginal, %	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Resultat efter finansiella poster, TSEK	-12 389	-22 558	-28 178	-12 391	-2 970
Årets resultat, TSEK	-12 389	-22 558	-28 178	-12 391	-2 970
Nettomarginal, %	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Eget kapital, TSEK	187 035	113 197	100 945	56 444	68 835
Balansomslutning, TSEK	188 409	115 179	121 232	58 982	70 346
Kapitalstruktur					
Soliditet, %	99,27%	98,28%	83,27%	95,70%	97,85%
Skuldsättningsgrad, %	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Andel riskbärande kapital, %	99,27%	98,28%	83,27%	95,70%	97,85%
Räntetäckningsgrad, %	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Investeringar, TSEK	82 755	21 887	59 096	5 874	11 651
Lönsamhet					
Räntabilitet på eget kapital, %	neg.	neg.	neg.	neg.	neg.
Räntabilitet på sysselsatt kapital, %	neg.	neg.	neg.	neg.	neg.
Anställda					
Genomsnittligt antal anställda	5	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 vid årets slut, tusental	23 980	19 179	17 226	13 155	13 155
Eget kapital per aktie, SEK	7,80	5,90	5,53	4,29	5,23
Vägt genomsnittligt antal aktier under året, tusental	22 669	17 592	15 330	13 155	11 115
Resultat per aktie, SEK	-0,55	-1,28	-1,84	-0,94	-0,27

Investeringar

Totala investeringar under året.

Lönsamhet

Räntabilitet på eget kapital

Årets resultat i procent av genomsnittligt eget kapital.

Räntabilitet på sysselsatt kapital

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

Övrigt

Antal anställda

Genomsnittligt antal heltidsanställda.

Eget kapital per aktie

Eget kapital dividerat med antal aktier per balansdagen.

Vägt antal aktier på balansdagen

Antal aktier vid periodens början med tidsvägning för nyemitterade aktier.

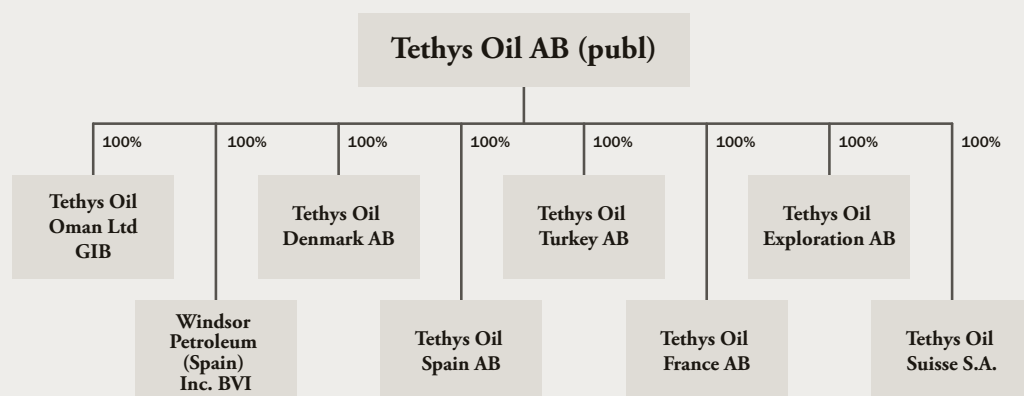
Resultat per aktie

Årets resultat dividerat med vägt genomsnittligt antal aktier.

N.a

Ej tillämpligt (not applicable)

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. Vid årets slut 2008 hade Tethys Oil andelar i licenser i Oman, Frankrike, Sverige, Marocko, Spanien och Turkiet. Tethys Oil planerar att frånträda eller avyttra samtliga licenser i Turkiet och Spanien under 2009.

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. Tethys Oil innehar 50 procents andel av Block 3 och 4 och operatören på licensen är Consolidated Contractors

Land	Licens-/projektnamn	Tethys Oil	Total area, km ²	Partners (operator i fetstil)	Bokfört värde 31 dec 2008	Bokfört värde 31 dec 2007
Oman	Block 15	40%	1 389	Tethys Oil , Odin Energi	98 729	47 964
Oman	Block 3,4	50%	33 125	CCED , Tethys Oil	34 867	12 782
Frankrike	Attila	40%	1 986	Galli Coz , Tethys Oil	3 589	8 844
Marocko	Bouanane	12.5%	2 100	Dana Petroleum , Tethys Oil, Eastern Petroleum	1 858	971
Spanien	Sedano project (Valderredible, Huermeces and Basconcillos licences)	15%	556	Leni Gas&Oil , Tethys Oil	–	1 197
Spanien	Cameros project (Cameros-2 and Ebro-A licences)	26%	252	SHESA , Union Fenosa, Nuelgas, Tethys Oil	–	258
Turkiet	Ispandika project (AR/TMO-EPS-GYP/3795 and AR/TMO-EPS-GYP/3794 licences)	10%	965	Aladdin Middle East , Tethys Oil	1 289	1 289
Turkiet	Thrace project (AR-AME-3999, AR-AME-3998 and AR-AME-4187 licences)	25%	944	Aladdin Middle East , Tethys Oil	–	3 325
Sverige	Gotland Större	100%	540	Tethys Oil	429	259
Nya områden					52	23
Totalt			41 907		140 811	76 932

Energy Development som innehar resterande 50 procent.

Block 15

På Block 15 har Tethys Oil huvudsakligen fokuserat på Jebel Aswadstrukturen, som är en geologisk struktur i den nordvästra delen av blocket. Strukturen är kartlagd utifrån 2D-seismik och omfattar en yta om cirka 225 kvadratkilometer. Två prospekteringsborrningar har utförts, 1994 och 1997. En av borrningarna, Jebel Aswad 1 (JAS-1), återinträdde 1995 och flödade vid test 204 fat olja med en densitet om 40 grader API. Som operatör återinträdde Tethys Oil JAS-1 under 2007 och borrningen var utformad att utvärdera två reservoarer, Natih- och Shuaibareservoarerna. Båda reservoarerna producerade kolväten till ytan. I Natihreservoaren borrades en horisontalsektion om 848 meter och vid test producerades 11,03 miljoner kubikfot naturgas per dag och 793 fat kondensat per dag (motsvarande 2 626 fat oljeekvivalenter per dag). Kondensaten höll mycket god kvalitet med en densitet av 57 grader API.

Sommaren 2008 påbörjade Tethys borrningen av JAS-2 på Block 15 onshore Oman. JAS-2 är belägen cirka 1,2 kilometer från borrhålet för JAS-1. Den 20 augusti avslutades borrningen efter att borrhålet nått en sammanlagd längd om 4 018 meter. På ett djup om cirka 3 000 meter borrades en horisontell sektion om 927 meter. Genom den horisontella delen bekräftades reservoarens utbredning i sydostlig riktning från borrhålet. Testningen av JAS-2 fick dock avbrytas till följd av att en vattenförande förkastning genomborrats nära slutet på borrhålet. En borrhög kommer att behövas för att kunna blockera den vattenproducerande förkastningen och slutföra hålet för produktion.

Under augusti och september 2008 insamlades detaljerad 3D-data över en 285 kvadratkilometer stor yta som täcker hela den kolväteförande Jebel Aswad-strukturen. Tidigare seismik över Jebel Aswad är tvådimensionell med relativt låg upplösning och med sparsam täckning över delar av strukturen. Den nya seismiken täcker hela strukturen i rutnät om 15 gånger 15 meter. I början av januari 2009 slutfördes bearbetningen av ny 3D-seismikdata. Bearbetningen har utföras av specialistfirman Hardin International i Dallas, Texas. Datan är av mycket god kvalitet. De nya seismiska kartor som håller på att framtas är de första 3D kartorna över Jebel Aswad-strukturen och kommer att bidra med värdefull information inför den framtida utbyggnaden av Jebel Aswadfältet.

Block 3 och 4

Licensen omfattar en yta om mer än 30 000 kvadratkilometer i den östra delen av Oman. Tethys Oil förvärvade sin andel av licenserna i december 2007 och har under 2008 utvärderat och uppgraderat databasen över området. På licensen har fynden på Farha South och Saiwan East varit av särskilt intresse. Arbetet under 2008 ökade förväntningarna på strukturen Farha South och Farhaområdets strukturer på Block 3 samt även fyndet Saiwan East på Block 4. Borrforberedelser påbörjades mot slutet av 2008 och den 9 februari 2009 inleddes borrningen av Farha South-3. Borrålet är en sandstensformation kallad Lower Bashir, vilken ligger på ett djup av cirka 1 900 meter. Farha South-3 (FS-3) borrar med ett vertikalt hål för att uppmäta de oljeförande lagrens utbredning och ett horisontellt sidohål för att öka produktiviteten. Borrningen sker 1,2 kilometer sydost om det oljeförande borrhålet FS-1. Borrhålet FS-1 testade 260 fat olja med en densitet om 40 grader API från Lower Bashir-formationen 1986.

Borrningen Saiwan East-2 (ES-2) planeras inledas så snart borrningen av FS-3 avslutats. Tjockoljefyndet på Saiwan East gjordes 2005 och uppmätte vid mätningar i borrhålet (loggning) oljeförande sandstens- och kalkstenslager om sammanlagt 42 meter. Även om denna sektion utvärderades med elektriska loggar så genomfördes inget produktionstest. Tidigare har denna olja inte bedömts gå att ta upp, men de senaste tekniska studierna indikerar att oljan potentiellt är producerbar.

Frankrike

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

Vid prospekteringsborrningen Pierre Maubeuge 2 (PLM-2), som genomfördes av Tethys Oil och operatören Galli Coz, på Attilalicensen i Frankrike hösten 2007 påträffades naturgas. Hålet loggades och naturgasindikationerna bekräftades. I juli 2008 färdigställdes hålet och produktionstester utfördes, men hålet flödade bara mindre mängder naturgas. Efter utvärderingen av borrhålet beslöts att återtesta borrhålet under hösten 2008. Större volymer naturgas uppmättes vid detta test, men resultatet visade ändå att PLM-2 under rådande omständigheter inte är kommersiell. Även om det var en besvikelse, så

stödjer resultaten den övergripande prospektiviteten på Attilalicensen.

Spanien

Tethys har andelar i två projekt i Spanien: Sedano-projektet söder om de Cantabriska bergen och Camerosprojektet i Ebrobasängen i norra Spanien. Sedanoprojektet testades 2007 genom borrhningen av Hontomin-4. Borrhningen var inte framgångsrik och resulterade i att Tethys minskade bolagets andel av projektet till 15 procent. Därefter har Tethys beslutat att frånträda alla spanska projekt.

Turkiet

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

Trakien

I september och oktober 2008 borrades Copkoy-1 i Trakien. Tester genomfördes på tre olika nivåer, vilka alla hade gett gasindikationer under borrhningen. Testerna var dock inte framgångsrika och hålet förslöts och lämnades. En grundlig utvärdering av all data från borrhålet genomfördes i samarbete med operatören Aladdin. Baserat på resultaten av denna utvärdering har Tethys beslutat att frånträda licenserna.

Ispandika

Till följd av säkerhetssituationen i området har inget arbete på marken genomförts sedan första kvartalet 2007. I ljuset av koncernens fokusering på Oman kommer inga ytterligare investeringar läggas på Ispandikalicenserna varför licenserna kommer förfalla under 2009.

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. Tethys Oil har inte något kostnadsåtagande innan operatören investerat MUSD 12 i borkkostnader.

Dana Petroleum, som är operatör, har å partnergruppens vägnar tecknat ett borrhkontrakt för att utföra prospekteringsborrhningen Tafejjart-1 på Bouananelicensen onshore Marocko. I slutet av 2008 och början

av 2009 anlades borrhplatsen med tillfartsvägar. Borrhningen av Tafejjart-1 påbörjades i slutet av mars 2009.

Sverige

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

Under 2008 har Tethys genomfört en studie av befintlig information, och en databas har upprättats. Tolkning av ny information som insamlats genom satellitradar har resulterat i nya kartor, vilka förbättrat kunskapen om topografi och jordytans beskaffenhet inom licensområdet. Arbetet med att lokalisera utbredningen av revstrukturer fortsätter.

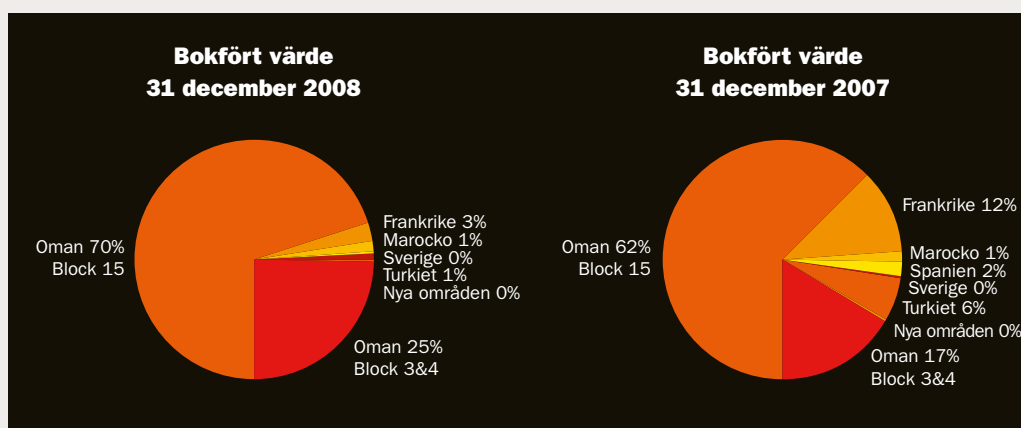
Väsentliga avtal och åtaganden

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 värdnationer 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 3 och 4. Dessa åtaganden uppgår till MUSD 5,5. Åtagandet är en bedömning av kostnadsåtaganden 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 minimiutgifter 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 som har avgörande betydelse för koncernens verksamhet eller lönsamhet.



Resultat och kassaflöde

De konsoliderade finansiella räkenskaper för Tethys Oil-koncernen (Tethys Oil), där Tethys Oil AB (publ) med organisationsnummer 556615-8266 är moderbolag, presenteras härmed för tolv månadersperioden som avslutades den 31 december 2008. Belopp som avser jämförelseperiod (motsvarande period föregående år) presenteras inom parentes efter beloppet för den aktuella perioden. Aktierelaterad data har justerats för jämförelseperioder mot bakgrund av den aktiesplit 3:1 som genomfördes i mars 2008. Koncernens primärsegment är geografisk marknad. Inom koncernen finns endast tillgångar och nedskrivningar för dessa geografiska marknader, vilka presenteras nedan.

Periodens resultat och försäljning

Tethys Oil rapporterar ett resultat för helåret 2008 om TSEK -16 426 (TSEK -24 721 för motsvarande period föregående år), vilket motsvarar ett resultat per aktie om SEK -0,72 (SEK -1,41) för helåret 2008.

Resultatet för helåret 2008 har i betydande utsträckning påverkats av nedskrivningar av olje- och gastillgångar och valutakursvinster. Nedskrivningarna uppgår till TSEK 21 088 och avser alla tidigare nedlagda investeringar i Trakien, Turkiet och Spanien samt investeringar hänförliga till borrhningen i Frankrike. Nedskrivningarna beskrivs utförligare under *Förändringar av olje- och gastillgångar*. Koncernens valutakursvinster uppgår till TSEK 13 704 för 2008, som nästan uteslutande härrör till den starkare amerikanska dollarn i jämförelse med den svenska kronan. Bakgrunden är att huvuddelen av Tethys Oil ABs fordringar avser lånefinansiering av tillgångar i Oman och Block 15, vilka ägs genom dotterbolaget Tethys Oil Oman Ltd och är denominerade i dollar. Omräkningsdifferenserna som uppstår mellan moderbolaget och dotterbolagen är inte kassaflödespåverkande. Valutakursvinsterna är en del av resultatet från finansiella investeringar som uppgick till TSEK 15 565 under 2008. Vid sidan av valutakursvinsterna består resultatet från de finansiella investeringarna av erhållen ränta och avkastning på övriga kortfristiga placeringar som tillsammans uppgick till TSEK 1 649 för 2008.

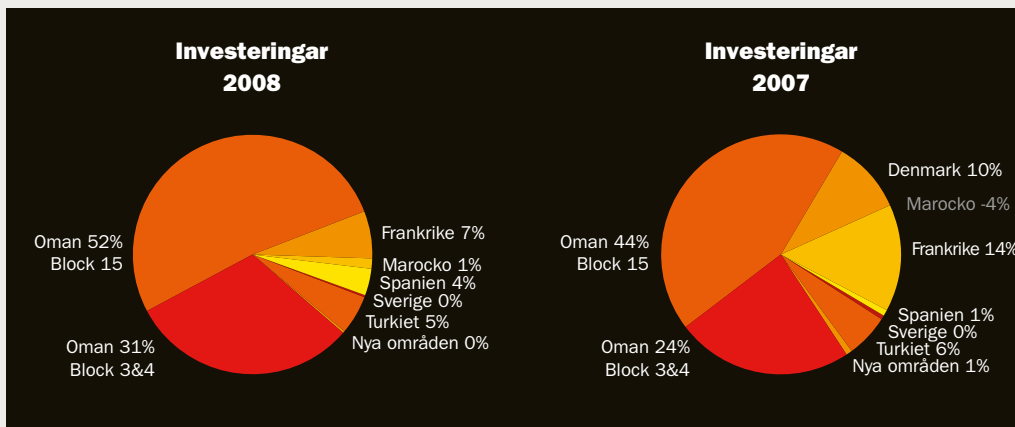
Det har inte förekommit någon försäljning eller produktion av olja och naturgas under tolv månadersperioden som avslutades den 31 december 2008. Följaktligen har det inte skett någon avskrivning av olje- och gastillgångar.

Övriga intäkter, administrationskostnader

Administrationskostnader och avskrivningar uppgick under 2008 till TSEK -13 818 (TSEK -10 563). Avskrivningar uppgick under 2008 till TSEK 186 (TSEK 122). Administrationskostnader består huvudsakligen av löner, hyror, noteringsrelaterade kostnader och konsultationer. Avskrivningarna är hänförliga inventarier. Ökningen av administrationskostnaderna i jämförelse med 2007 förklaras av ökad bolagsaktivitet huvudsakligen i Tethys Oil Oman Ltd och en starkare amerikansk dollar. Delar av administrationskostnaderna i Oman vidarefaktureras det joint venture som bolaget ingår i Block 15 i Oman, där utgifterna kapitaliseras och kan, i enlighet med Produktionsdelningsavtalet återvinnas. Det ovan nämnda innebär vidare att utgifterna finansieras till 60 procent av bolagets partner i Block 15 i Oman. Vidarefaktureringen till joint venture presenteras under Övriga intäkter i resultaträkningen. Delar av de återstående administrationskostnaderna kapitaliseras i dotterbolagen och i koncernens resultaträkning elimineras dessa interna transaktioner.

Förändringar av olje- och gastillgångar

Tethys Oils olje- och gastillgångar består av intresseandelar i licenser i Oman, Marocko, Spanien, Turkiet, Frankrike och Sverige. Oman svarar för den största delen av de bokförda värdena, omkring 95 procent per den 31 december 2008 jämfört med omkring 79 procent per den 31 december 2007. Fokuseringen på Oman har även förstärkts i och med de nedskrivningar av olje- och gastillgångar som skett under fjärde kvartalet 2008 i Spanien, Frankrike och de trakiska licenserna i Turkiet. Vidare har Tethys Oil, mot bakgrund av fokuseringen på Oman, inte förnyat optionen att förvärva 11 procents intresseandel i Dunalkalicensen onshore Lettland. Olje- och gastillgångar uppgick per den 31 december 2008 till TSEK 140 811 (TSEK 76 912). Investeringar i olje- och gastillgångar uppgick under helåret 2008 till TSEK 71 506 (TSEK 29 480).



Investeringar i olje- och gastillgångar i Oman om TSEK 59 366 avser huvudsakligen planering, förberedelser och borrning av Jebel Aswad-2. Efter färdigställandet av Jebel Aswad-2-borrningen avbröts produktionstestet efter att en vattenfylld förkastning påträffats vid slutet av borrhålet. Tethys Oil behöver kontrahera en borrhög för att kunna färdigställa produktionstestet. Vidare på Block 15 har investeringar skett i samband med insamling av 3D seismik. Investeringar hänförliga Block 3 och 4 har avsett planering och förberedelser för borrningen av Farha South som påbörjats under februari 2009.

I Frankrike har Tethys Oil investerat TSEK 4 558 huvudsakligen för färdigställandet och produktions-testerna av borrningen PLM-2 på Attilalicensen. Testresultaten presenterades i juli och initialt uppmättes inga flöden. Operatören har fortsatt att utvärdera data och är övertygad om att borrningen bekräftar förekomsten av ett aktivt gassystem inom licensområdet, vilket berättigar tidigare nedlagda investeringar på licensen. Investeringar hänförliga prospekteringsbörningen PLM-2 skrivs ned då borrhålet inte bedöms vara kommersiellt. Nedskrivningarna avseende PLM-2 uppgår till TSEK 9 812.

I Turkiet har Tethys Oil deltagit i en prospekteringsbörning i Trakien. Investeringar har uppgått till TSEK 3 783 för borrningen. Copcoyborrningen påbörjades i september och nådde slutgiltigt djup i mitten av oktober. Hålet har förslutits och lämnats och en analys har genomförts. Baserat på analysen har Tethys Oil beslutat att frånträda Trakienlicenserna och följaktligen skrivs tidigare nedlagda investeringar ned. Nedskrivningen avseende Trakien uppgår till TSEK 7 108.

I Spanien har investeringar om TSEK 2 713 gjorts avseende Sedanprojektet, vilka skedde i början av året. Tethys Oil har beslutat att frånträda samtliga licenser i Spanien och följaktligen skrivs alla tidigare nedlagda investeringar om TSEK 4 168 ned.

I Marocko har investeringar gjorts om TSEK 887 avseende Bouananelicensen och tidigare utfört arbete.

I bokfört värde av olje- och gastillgångar ingår en positiv valutakursförändring om TSEK 13 484 under helåret, vilken inte är kassaflödespåverkande och därför inte ingår i investeringar. För ytterligare information se *Periodens resultat och försäljning* ovan.

Likviditet och finansiering

Likvida medel per den 31 december 2008 uppgick till TSEK 29 886 (TSEK 12 252), av vilka kassa och bank uppgår till TSEK 20 603 (TSEK 12 252) och kortfristiga placeringar uppgår till TSEK 9 283 (TSEK –). Kortfristiga placeringar är investeringar i räntebärande fonder.

I början av 2008 mottog Tethys Oil likvid från kvittningsemissionen som registrerades i december 2007. Kvittningsemissionen avsåg 226 000 aktier och emissionslikviden som erhöles i januari 2008 uppgick till TSEK 12 656. Med stöd av bemyndigande från den extra bolagsstämman 20 februari 2008, beslutade styrelsen om en riktad nyemission om 4 800 000 aktier huvudsakligen till investerare i Mellanöstern, Asien och Frankrike. Den riktade nyemissionen gjordes till teckningskurs SEK 19 per aktie, vilket vid tillfället låg i linje med rådande börskurs. Emissionslikviden uppgick till TSEK 91 200 från den riktade nyemissionen, före emissionskostnader, och erhöles under första och andra kvartalet. Emissionskostnaderna uppgick till TSEK 4 979. Aktierna registrerades 9 april 2008. Den Dubaibaserade investmentbanken MAC Capital Limited var finansiell rådgivare för den riktade emissionen.

Styrelsen beslutade vidare att utfärda upp till 4 800 000 teckningsoptioner med stöd av bemyndigande från den extra bolagsstämman som hölls 20 februari 2008. Beslutet fattades 31 mars 2008 och teckningsoptionerna delades ut med företrädesrätt för befintliga aktieägare per avstämningsdag 15 april 2008. Det totala antalet teckningsoptioner som delades ut uppgick till 4 795 649. Alla aktieägare erhöles, utan kostnad, en teckningsoption för var femte innehavd aktie. Teckningsoptionerna kan utnyttjas under perioden 1 juni 2008 till 30 juni 2010 och teckningskurs är SEK 23. Teckningsoptionerna började handlas på First North den 17 april 2008. Vid fullt utnytt-

jande av teckningsoptionerna kommer Tethys Oil att nyemittera 4 795 649 aktier och erhålla omkring MSEK 110 före emissionskostnader.

Kortfristiga fordringar

Kortfristiga fordringar uppgick till TSEK 7 239 (TSEK 15 777) per den 31 december 2008. Minskningen av kortfristiga fordringar förklaras av ovan nämnda kvittningsemission där likviden från emissionen utgjorde en kortfristig fordran per 31 december 2007 och mottogs under januari 2008. Huvuddelen av kortfristiga fordringar per 31 december 2008 avser fordringar på partners på Block 15 i Oman.

Kortfristiga skulder

Kortfristiga skulder per den 31 december 2008 uppgick till TSEK 2 832 (TSEK 2 390), av vilka TSEK 1 358 (TSEK 1 251) är hänförliga till leverantörsskulder, TSEK 385 (TSEK 733) är hänförliga till övriga kortfristiga skulder och TSEK 1 088 (TSEK 406) är hänförliga till upplupna kostnader.

Moderbolaget

Moderbolaget redovisar ett resultat om TSEK -12 389 (TSEK -22 558) för helåret 2008. Administrationskostnaderna inklusive avskrivningar uppgick under 2008 till TSEK -8 503 (TSEK -7 225). Resultat från finansiella investeringar uppgick till TSEK -5 536 (TSEK -18 561) under helåret 2008. Nedskrivningar av aktier i dotterbolag har i betydande utsträckning påverkat resultatet för helårs- och tremånadersperioden negativt. Nedskrivningarna sker som en följd av nedskrivningarna av olje- och gastillgångar i koncernen. Nedskrivningarna av aktier i dotterbolag uppgick till TSEK -24 859 och ingår i resultat från finansiella investeringar. Den starkare amerikanska dollarn har haft positiv påverkan på resultat från finansiella investeringar. Valutakursvinsterna avser omräkningsdifferenser och är ej kassaflödespåverkande. Investeringar och lån till dotterbolag uppgick under helåret 2008 till TSEK 82 755 (TSEK 42 005). Lånen är finansiella lån till dotterbolag för deras olje- och gasverksamhet, investeringar är huvudsakligen hänförliga olje- och gasverksamhet på Block 3 och 4. Den omsättning som finns i moderbolaget är relaterad till fakturering av tjänster till dotterbolagen.

Väsentliga händelser efter räkenskapsperiodens utgång

Styrelsen i Tethys Oil beslutade den 17 februari 2009 att emittera 1 300 000 aktier, motsvarande omkring 5,4 procent av antalet utestående aktier före emissionen, till kurs SEK 10 genom en riktad nyemission till drygt tio svenska och internationella placerare. Emissionen sker enligt bemyndigande från årsstämman den 8 maj 2008. Den riktade nyemissionen är fulltecknad och kommer att tillföra Tethys Oil en sammanlagd emissionslikvid om MSEK 13 före emissionskostnader.

Finansiella instrument

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

Styrelse och ledning

Vid årsstämman den 8 maj 2008 återvaldes Håkan Ehrenblad, Vincent Hamilton, John Hoey, Jonas Lindvall, Magnus Nordin och Jan Risberg till styrelsemedlemmar. Carl-Gustaf Ingelman hade avböjt omval. Inga suppleanter valdes. Vid samma stämma utsågs Vincent Hamilton till Styrelseordförande.

Styrelsearbetet följer etablerade rutiner som fördelar arbetet mellan styrelsen och verksställande direktören. Arbetsordningen utvärderas årligen och skrivs om, om det bedöms behövt. Styrelsen hade 9 möten under 2008. Bland viktiga beslut märks förvärvet av den omanska verksamheten, antagande av kvartalsrapporter samt beslut om budgeten för 2009.

Styrelsen har bestått av sex ledamöter, varav tre oberoende och tre som också uppburit anställning i bolaget. Vince Hamilton har varit både styrelsens ordförande och Chief Operating Officer. De tre oberoende ledamöterna är även ledamöter i Revisionskommittén som har haft 4 möten under 2008. Ordförande i Revisionskommittén är Jan Risberg. Vidare är de tre oberoende ledamöterna även ledamöter i Ersättningskommittén där Jan Risberg även är ordförande.

Bolagsstruktur

Tethys Oil AB (publ), med organisationsnummer 556615-8266, är moderbolag i Tethys Oil-koncernen. De helägda dotterbolagen Tethys Oil Oman Limited, 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. and Tethys Oil Exploration AB är en del av koncernen. Koncernen Tethys Oil bildades den 1 oktober 2003.

Aktiedata

Per den 31 december 2008 uppgick det totala antalet aktier i Tethys Oil till 23 980 086 (19 178 286), med ett kvotvärde om SEK 0,17 (SEK 0,17). Samtliga aktier representerar en röst vardera. Tethys Oil har inget incitamentsprogram för anställda.

Per den 1 januari 2008 uppgick det totala antalet aktier i Tethys Oil till 6 392 762. Den extra bolagsstämman som hölls 20 februari 2008 beslutade att genomföra en aktiesplit, varvid varje aktie delades upp i tre aktier (aktiesplit 3:1). Aktiespliten genomfördes den 3 mars 2008 och ökade antalet aktier till 19 178 286. Den riktade nyemissionen som genomfördes mellan första och andra kvartalet ökade antalet aktier med 4 800 000 till 23 978 286. Aktierna från den riktade nyemissionen är medräknade från registreringsdatum 9 och 16 april 2008. Teckningsoptioner

nera från företrädesemissionen beskrivna ovan uppgår till 4 795 649 med teckningskurs SEK 23 och där varje teckningsoption berättigar till köp av en aktie. Teckningsoptionerna kan utnyttjas kontinuerligt fram till och med 30 juni 2010. Den genomsnittliga aktiekursen var under 2008 under teckningskursen varför inga aktier hänförliga till teckningsoptionerna ingår i det fulla antalet utspädda aktier.

Risker och osäkerheter

En redogörelse för risker och osäkerheter presenteras under not 1 på sidan 51.

Utdelning

Styrelsen föreslår att ingen utdelning lämnas för verksamhetsåret.

Förslag till vinstdisposition

Styrelsen föreslår att disponibla vinstmedel, TSEK 111 967, varav årets förlust TSEK -12 389, 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 årsstämman den 20 maj 2009.

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 8 april 2009

Vincent Hamilton, Styrelseordförande

Håkan Ehrenblad, Styrelseledamot

John Hoey, Styrelseledamot

Jonas Lindvall, Styrelseledamot

Jan Risberg, Styrelseledamot

Magnus Nordin, Verkställande direktör

Revisorspåteckning

Vår revisionsberättelse har avgivits den 8 april 2009.

Klas Brand
Auktoriserad revisor
PricewaterhouseCoopers AB

Johan Rippe
Auktoriserad revisor
PricewaterhouseCoopers AB

Koncernens resultaträkning

TSEK	Not	2008	2007
Försäljning av olja och gas		–	–
Nedskrivning av olje- och gastillgångar	4	-21 088	-16 220
Övriga intäkter		3 450	3 195
Övriga vinster/förluster, netto	5	-293	55
Administrationskostnader	6-8	-13 818	-10 563
Rörelseresultat		-31 748	-23 533
Finansiella intäkter och liknande resultatposter	9	15 565	417
Finansiella kostnader och liknande resultatposter	10	-212	-1 587
Summa resultat från finansiella investeringar		15 353	-1 170
Resultat före skatt		-16 395	-24 704
Inkomstskatt	11	-30	-17
Årets resultat		-16 426	-24 721
Antalet utestående aktier*	14	23 980 086	19 178 286
Antalet utestående aktier (efter utspädning)*	14	23 980 086	19 178 286
Vägt genomsnittligt antal aktier*	14	22 668 770	17 591 889
Resultat per aktie, SEK*	14	-0,72	-1,41
Resultat per aktie (efter utspädning), SEK*	14	-0,72	-1,41

* Aktierelaterade data har justerats för jämförelseperioder mot bakgrund av den aktiesplit 3:1 som genomfördes under mars 2008.

Koncernens balansräkning

TSEK	Not	31 dec 2008	31 dec 2007
TILLGÅNGAR			
Anläggningstillgångar			
Olje- och gastillgångar	4	140 811	76 932
Inventarier	12	1 128	308
Summa anläggningstillgångar		141 940	77 240
Omsättningstillgångar			
Övriga fordringar	13	7 239	15 777
Förutbetalda kostnader		843	316
Övriga kortfristiga placeringar		9 283	–
Kassa och bank		20 603	12 252
Summa anläggningstillgångar		37 969	28 346
SUMMA TILLGÅNGAR		179 909	105 586
EGET KAPITAL OCH SKULDER			
Eget kapital			
Aktiekapital	14	3 997	3 196
Övrigt tillskjutet kapital		262 982	177 555
Övriga reserver		1 897	-2 182
Balanserad förlust		-91 799	-75 374
Summa eget kapital		177 077	103 196
Ej räntebärande kortfristiga skulder			
Leverantörsskulder		1 358	1 251
Övriga kortfristiga skulder		385	733
Upplupna kostnader		1 088	406
Summa ej räntebärande kortfristiga skulder		2 832	2 390
SUMMA EGET KAPITAL OCH SKULDER		179 909	105 586
Ställda säkerheter	16	500	500
Ansvarsförbindelser	17	43 230	36 509

Koncernens förändringar i eget kapital

TSEK	Aktie- kapital	Övrigt till- skjutet kapital	Övriga reserver	Balanserad förlust	Summa eget kapital
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	150	16 650	-	-	16 800
Emissionskostnad	-	-1 076	-	-	-1 076
Riktad emission	63	6 937	-	-	7 000
Emissionskostnad	-	-88	-	-	-88
Riktad emission	113	12 543	-	-	12 656
Emissionskostnad	-	-88	-	-	-88
Pågående emission	-	-394	-	-	-394
Utgående balans 31 december 2007	3 196	177 555	-2 182	-75 374	103 196
Ingående balans 1 januari 2008	3 196	177 555	-2 182	-75 374	103 196
Omräkningsdifferenser	-	-	4 079	-	4 079
Totala vinster och förluster redovisade direkt mot eget kapital	-	-	4 079	-	4 079
Årets resultat 2008	-	-	-	-16 426	-16 426
Emissionskostnader kvittningsemission	-	-107	-	-	-107
Riktad emission	801	90 441	-	-	91 242
Emissionskostnad riktad emission	-	-4 585	-	-	-4 585
Emissionskostnader teckningsoptioner	-	-322	-	-	-322
Utgående balans 31 december 2008	3 997	262 982	1 897	-91 799	177 077

Koncernens kassaflödesanalys

TSEK	Not	2008	2007
Kassaflöde från den löpande verksamheten			
Rörelseresultat		-31 748	-23 532
Finansiella intäkter och liknande resultatposter		1 233	374
Finansiella kostnader och liknande resultatposter		-1	-
Inkomstskatt		-30	-17
Justering för nedskrivning av olje- och gastillgångar	4	21 088	16 220
Justering för avskrivningar och andra ej kassaflödespåverkande poster		263	-1 461
Kassaflöde använt i den löpande verksamheten före förändringar i rörelsekapital		-9 195	-8 416
Minskning/ökning av fordringar		-4 646	13 408
Minskning/ökning av skulder		442	-21 363
Kassaflöde använt i den löpande verksamheten		-13 399	-16 371
Investeringsverksamheten			
Investeringar i olje- och gastillgångar	4	-71 506	-51 481
Investeringar i övriga materiella anläggningstillgångar	12	-1 007	-284
Kassaflöde använt i investeringsverksamheten		-72 512	-51 765
Finansieringsverksamheten			
Nyemission efter avdrag för emissionskostnader		98 884	22 267
Avkastning på övriga kortfristiga placeringar		417	43
Kassaflöde från finansieringsverksamheten		99 301	22 310
Årets kassaflöde		13 390	-45 827
Likvida medel vid periodens början *		12 252	58 085
Valutakursvinster/-förluster på likvida medel		4 245	-5
Likvida medel vid periodens slut *		29 886	12 252

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

Moderbolagets resultaträkning

TSEK	Not	2008	2007
Försäljning av olja och gas		–	–
Övriga intäkter		1 881	2 923
Övriga vinster, netto	5	-231	306
Administrationskostnader	6-8	-8 503	-7 225
Rörelseresultat		-6 853	-3 996
Finansiella intäkter och liknande resultatposter	9	19 457	3 145
Finansiella kostnader och liknande resultatposter	10	-134	-1 587
Nedskrivning av aktier i dotterbolag	15	-24 859	-20 119
Summa resultat från finansiella investeringar		-5 536	-18 561
Resultat före skatt		-12 389	-22 558
Inkomstskatt	11	–	–
Årets resultat		-12 389	-22 558
Antalet utestående aktier	14	23 980 086	19 178 286
Antalet utestående aktier (efter full utspädning)	14	23 980 086	19 178 286
Vägt genomsnittligt antal aktier	14	22 668 770	17 591 889

Moderbolagets balansräkning

TSEK	Not	31 dec 2008	31 dec 2007
TILLGÅNGAR			
Anläggningstillgångar			
Olje- och gastillgångar	4	35 569	12 782
Andra anläggningstillgångar	12	198	308
Summa anläggningstillgångar		35 767	13 090
Finansiella tillgångar			
Aktier i dotterbolag	15	26 347	26 347
Fordringar hos koncernföretag		97 198	52 746
Summa finansiella tillgångar		123 545	79 093
Omsättningstillgångar			
Övriga fordringar	13	205	13 026
Förutbetalda kostnader		550	315
Övriga kortfristiga placeringar		9 283	–
Kassa och bank		19 059	9 656
Summa omsättningstillgångar		29 097	22 997
SUMMA TILLGÅNGAR		188 409	115 179
EGET KAPITAL OCH SKULDER			
Eget kapital	14		
<i>Bundet eget kapital</i>			
Aktiekapital		3 997	3 196
Reservfond		71 071	71 071
<i>Fritt eget kapital:</i>			
Överkursfond		191 911	106 484
Balanserad förlust		-67 555	-44 997
Årets resultat		-12 389	-22 558
Summa eget kapital		187 035	113 197
Ej räntebärande kortfristiga skulder			
Leverantörsskulder		634	1 181
Övriga kortfristiga skulder		347	694
Upplupna kostnader		393	107
Summa ej räntebärande kortfristiga skulder		1 374	1 982
SUMMA EGET KAPITAL OCH SKULDER		188 409	115 179
Ställda säkerheter	16	500	500
Ansvarsförbindelser	17	43 230	36 245

Moderbolagets förändringar i eget kapital

TSEK	Bundet eget kapital		Fritt eget kapital			Summa eget kapital
	Aktie-kapital	Reserv-fond	Överkurs-fond	Aktie-kapital	Reserv-fond	
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	150	-	16 650	-	-	16 800
Emissionskostnad	-	-	-1 076	-	-	-1 076
Riktad emission	63	-	6 937	-	-	7 000
Emissionskostnad	-	-	-88	-	-	-88
Riktad emission	113	-	12 543	-	-	12 656
Emissionskostnad	-	-	-88	-	-	-88
Emissionskostnad riktad emission	-	-	-394	-	-	-394
Utgående balans 31 december 2007	3 196	71 071	106 484	-44 997	-22 558	113 197
Ingående balans 1 januari 2008	3 196	71 071	106 484	-44 997	-22 558	113 197
Överföring av föregående års resultat	-	-	-	-22 558	22 558	-
Årets resultat 2008	-	-	-	-	-12 389	-12 389
	3 196	71 071	106 484	-67 555	-12 389	100 807
Emissionskostnader kvittningsemission	-	-	-107	-	-	-107
Riktad emission	801	-	90 441	-	-	91 242
Emissionskostnad riktad emission	-	-	-4 585	-	-	-4 585
Emissionskostnad teckningsoptioner	-	-	-322	-	-	-322
Utgående balans 31 december 2008	3 997	71 071	191 911	-67 555	-12 389	187 035

Moderbolagets kassaflödesanalys

TSEK	Not	2008	2007
Kassaflöde från den löpande verksamheten			
Rörelseresultat		-6 853	-3 996
Erhållna räntor		5 056	3 101
Betalda räntor		-13	-
Justering för avskrivningar		118	-1 468
Kassaflöde använt i den löpande verksamheten före förändringar i rörelsekapital		-1 692	-2 363
Minskning/ökning av fordringar		-70	-191
Minskning/ökning av skulder		-608	-18 305
Kassaflöde använt i den löpande verksamheten		-2 370	-20 859
Investeringsverksamheten			
Förvärv av dotterbolag efter avdrag för förvärvade likvida medel	15	-	-557
Investeringar i olje- och gastillgångar	4	-22 787	-12 782
Investeringar i övriga materiella anläggningstillgångar		-59 961	-28 383
Förskotts betalning av olje- och gastillgångar	12	-7	-283
Kassaflöde använt i investeringsverksamheten		-82 755	-42 005
Finansieringsverksamheten			
Nyemission efter avdrag för emissionskostnader		98 884	22 267
Avkastning på kortfristiga placeringar		417	43
Kassaflöde från finansieringsverksamheten		99 301	22 310
Årets kassaflöde		14 176	-40 555
Likvida medel vid periodens början *		9 656	50 207
Valutakursvinster på likvida medel		4 512	4
Likvida medel vid periodens slut *		28 344	9 656

* 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 8 april 2009 godkänts för offentliggörande.

Redovisningsprinciper

De viktigaste redovisningsprinciperna som tillämpats när denna koncernredovisning upprättats anges nedan. Samma redovisningsprinciper användes för årsredovisningen 2007 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, Årsredovisningslagen och RFR 1.1 "Kompletterande redovisningsregler för koncernen". Moderbolaget har upprättat sin årsredovisning i enlighet med Årsredovisningslagen och Rådet för finansiell rapporterings rekommendation RFR 2.1 "Redovisning för juridisk person". Reglerna i RFR 2.1 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 eller är tillåtna att 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.

Nya redovisningsprinciper 2008

Under 2008 har två nya tolkningsuttalanden från IFRIC trätt i kraft: IFRIC 11 'IFRS 2 Återköpa av egna aktier och transaktioner mellan koncernbolag' och IFRIC 14 'IAS 19 Begränsningar i förvaltningstillgångars värde, minifonderingskrav och samspillet mellan dessa'. Tillämpningen av dessa har inte fått någon väsentlig inverkan på Tethys Oil's räkenskaper. Tilläggen till IAS 39 och IFRS 7 avseende omklassificering av finansiella instrument, som publicerades och antogs av EU i oktober 2008 och tillämpas från och med 1 juli 2008, har inte fått någon väsentlig inverkan på koncernens räkenskaper.

Nya redovisningsprinciper 2009 och 2010

Vid upprättandet av koncernredovisningen per den 31 december 2008 har ett flertal standarder och tolkningar publicerats vilka ännu inte trätt i kraft. Nedan följer en preliminär bedömning av den påverkan som införandet av dessa standarder och uttalanden kan få på koncernens finansiella rapporter:

IFRS 8 Rörelsesegment

Standarden träder i kraft den 1 januari 2009 och gäller för räkenskapsår som påbörjas från och med detta datum. Standarden behandlar indelningen av företagets verksamhet i olika segment. Enligt standarden ska företaget ta utgångspunkt i den interna rapporteringsstrukturen och bestämma rapporteringsbara segment efter denna struktur. Tethys Oil gör bedömningen att implementeringen av IFRS 8 inte kommer att medföra någon förändring av antalet segment.

IAS 23 tillägg Lånekostnader

Tillägget träder i kraft den 1 januari 2009 och gäller för räkenskapsår som påbörjas från och med detta datum. Tillägget innebär att lånekostnader skall inräknas i en tillgångs anskaffningsvärde i de fall de är direkt hänförliga till tillgångar som med nödvändighet tar en betydande tid i anspråk att färdigställa för avsedd användning eller försäljning. Koncernen tillämpar redan denna redovisning och således medför tillägget ingen förändring för bolaget.

IAS 1 tillägg Utformning av finansiella rapporter

Tillägget träder i kraft den 1 januari 2009 och gäller för räkenskapsår som påbörjas från och med detta datum. Tillägget behandlar presentationsformen för balansräkning, resultaträkning och kassaflöde och innehåller krav på tillkommande uppställningsformat för förändringar i periodens resultatet hänförliga till icke ägarrelaterade transaktioner. Koncernen kommer att tillämpa tillägget till IAS 1 från och med den 1 januari 2009, vilket inte kommer att medföra en inverkan på koncernens räkenskaper, utan endast i begränsad omfattning påverka presentationsformen för koncernens räkenskaper.

Revised IFRS 3 Business combinations*

Standarden träder i kraft den 1 juli 2009 och gäller för räkenskapsår som påbörjas från och med detta datum. Standarden innehåller förändringar av hur framtida förvärv kommer att redovisas bland annat vad avser redovisning av transaktionskostnader, eventuella villkorade köpeskillingar och successiva förvärv. Koncernen kommer att tillämpa standarden från och med den 1 januari 2010. Tillämpningen kommer framåtriktad att påverka redovisningen av förvärv som görs efter tidpunkten för ikraftträdandet.

IAS 27 tillägg Consolidated and separate financial statements*

Tillägget träder i kraft den 1 juli 2009 till följd av den nya IFRS 3 och gäller för räkenskapsår som påbörjas från och med detta datum. Tillägget medför följändringar i IAS 27 vad gäller exempelvis hur förändringar i innehav skall redovisas för de fall när moderbolaget behåller respektive förlorar bestämmande inflytande över det ägda bolaget. Koncernen kommer att tillämpa tillägget från och med den 1 januari 2010. Tillämpningen kommer framåtriktad att påverka redovisningen av förändringar i innehav som görs efter tidpunkten för ikraftträdandet.

Utöver ovanstående är följande standarder samt uttalanden från IFRIC tillämpliga för koncernen framöver, men förväntas inte ha någon väsentlig påverkan på koncernens räkenskaper. Tillämpas av Tethys Oil från den 1 januari 2009:

IFRIC 12 Servicekoncessionsarrangemang*

IFRIC 13 Kundlojalitetsprogram

IFRIC 15 Agreements for the construction of Real Estate*

IFRIC 16 Hedges of a net investment in a foreign operation*

IFRS 2 tillägg Aktierelaterade ersättningar: Vesting conditions and cancellations

IAS 32 och IAS 1 tillägg Puttable financial instruments and obligations arising on liquidation*

IFRS 1 och IAS 27 tillägg Cost of an investment in a subsidiary, jointly-controlled entity or associate on a first time adoption*

Tillämpas av Tethys Oil från den 1 januari 2010:

IFRIC 17 Distribution of non-cash assets to owners*

IAS 39 tillägg Financial instruments: Recognition and Measurement: Eligible Hedged items*

* Dessa standardertolkningar är ej antagna av EU vid denna tidpunkt. Angivna datum för tillämpning kan därmed komma att ändras till följd av beslut i samband med EUs godkännandeprocess.

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 hurvida 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 överlåtelsedagen, 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 miljön där respektive företag huvudsakligen är verksamt (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.

Transaktioner i utländsk valuta omräknas till gällande valutakurs vid datumet för transaktionen.

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.

Materiella anläggningstillgångar andra än olje- och gastillgångar

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

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

Inventarier	5 år
-------------	------

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

Kassaflödesanalys

Kassaflödesanalysen upprättas i enlighet med IAS 7, indirekt metod. 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 officiella priser 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, borrning och utbyggnad av dessa aktiveras fält-för-fält, där ett fält (eller en gruppering av fält) motsvarar en kassaflödesgenererande enhet, i enlighet med IFRS 6 Exploration for and Evaluation of Mineral Resources. Varje kassaflödesgenererande enhet eller gruppering av enheter till vilken en prospekterings- eller utvärderingstillgång allokeras skall ej vara större än ett verksamhetssegment. 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". Det har fram till och med den 31 december 2008 inte skett någon avskrivning av olje- och gastillgångar i koncernen.

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 regleringsbestämmelser. Det skall vara minst 90 procents sannolikhet att kvantiteterna som är utvunna är minst lika med de uppskattningar som gjorts. Bevisade reserver kan kategoriseras som utbyggda eller icke-utbyggda.

Sannolika reserver är icke-bevisade reserver som genom analys av geologisk- samt ingenjördata anses mer sannolika att kunna utvinnas än motsatsen. Det skall 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 royaltandel uttagen i natura och redovisas först när risker och förmåner har övergått till köparen. Intäkter avräknas vid leverans av produkten och kundens acceptering eller vid utförd tjänst. Tillfälliga intäkter från produktion av olja eller naturgas reducerar de aktiverade kostnaderna för olje- och gastillgången i fråga tills dess storlek på bevisade och sannolika reserver konstaterats och kommersiell produktion påbörjats.

c) Serviceintäkter

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

d) Joint Ventures

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 fält-för-fält där ett fält (eller en gruppering av fält) utgör en kassagenererande enhet. Nedskrivningsprövning utförs när information och omständigheter föreligger för nedskrivningsprövning och är lämplig 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. En nedskrivningsförlust redovisas vid varje nedskrivningsprövning, när netto bokfört värde, enligt ovan, varaktigt överstiger beräknat framtida diskonterat nettokassaflöde med användande av de priser och kostnadsnivåer som används av koncernen för intern budgetering. För det fall det inte finns något beslut att fortsätta med ett fältspecifikt prospekteringsprogram, kommer 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 kostnadsförs 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 anställds 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 2008 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 15 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 licenserna 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 oljepris känsliga 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 hänseende till miljön på såväl internationell som nationell nivå. Miljölagstiftningen reglerar bland annat kontroll av vatten- och luftföroreningar, avfall, tillståndskrav och restriktioner för att bedriva verksamhet i miljö känsliga och kustnära områden. Miljöregleringarna förväntas bli än mer rigorösa i framtiden med följden att kostnaderna för att uppfylla dessa med största sannolikhet kommer att öka.

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 i licenser. Givet utvecklingskedet för bolagets tillgångar är det inte orimligt 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 besvärligt marknads-läge, vilket kan leda till att bolaget accepterar ofördelaktiga finansieringsvillkor.

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-förfält, 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

Land	Bokfört värde 31 dec 2008, TSEK	Nedskrivningar 2008, TSEK	Investeringar 2008, TSEK	Bokfört värde 1 jan 2008, TSEK	Bokfört värde 31 dec 2007, TSEK	Nedskrivningar 2007, TSEK	Investeringar 2007, TSEK	Bokfört värde 1 Jan 2007, TSEK
Oman Block 15	98 729 ¹	–	37 282	47 984	47 984	–	23 431	26 700
Oman Block 3,4	34 867	–	22 085	12 782	12 782	–	12 782	–
Frankrike Attila	3 589	-9 813	4 558	8 844	8 844	–	7 810	1 033
Marocko Bouanane	1 858	–	887	971	971	–	-1 941 ²	2 912
Turkiet Ispandika	1 289	–	–	1 289	1 289	–	451	541
Turkiet Trakien	–	-7 108	3 783	3 325	3 325	–	2 596	729
Spanien Sedano	–	-3 702	2 505	1 197	1 197	-9 269	304	1 734
Spanien Cameros	–	-466	208	258	258	–	114	144
Sverige Gotland Större	429	–	170	259	259	–	259	–
Danmark lic 1/02	–	–	–	–	–	-4 983	4 983	–
Danmark lic 1/03	–	–	–	–	–	-940	253	687
Nya områden	52	–	29	23	23	-1 028	439	612
Totalt	140 811	-21 088	71 506	76 932	76 932	-16 220	51 481	35 072

¹ I bokfört värde ingår valutakursförändringar om TSEK 13 461 under perioden, vilka inte är kassaflödespåverkande och därför inte ingår i investeringar. För ytterligare information se Förvaltningsberättelsen under rubriken Periodens resultat och försäljning.

² De negativa investeringarna förklaras av ersättning för tidigare nedlagda kostnader i enlighet med infarmningsavtalet med Dana Petroleum.

Olje- och gastillgångar	Koncernen		Moderbolaget	
	2008	2007	2008	2007
TSEK				
Investeringar i olje- och gastillgångar				
Ingående balans	124 518	66 459	12 782	–
Investeringar i Oman Block 15	37 282	23 431	–	–
Investeringar i Oman Blocks 3,4	22 085	12 782	22 085	12 782
Investeringar i Frankrike	4 558	7 810	–	–
Investeringar i Marocko	887	-1 9412	–	–
Investeringar i Turkiet Ispandika	–	451	–	–
Investeringar i Turkiet Trakien	3 783	2 596	–	–
Investeringar i Spanien Sedano	2 505	304	–	–
Investeringar i Spanien Cameros	208	114	–	–
Investeringar i Sverige Gotland Större	170	259	–	–
Investeringar i Danmark licens 1/02	–	4 983	–	–
Investeringar i Danmark licens 1/03	–	253	–	–
Övriga Investeringar i olje- och gastillgångar	29	439	–	–
Utgående balans	196 024	117 940	34 867	12 782
Valutakurseffekter	13 4611	6 578	–	–
Avskrivningar av olje- och gastillgångar				
Avskrivningar	–	–	–	–
Nedskrivningar av olje- och gastillgångar				
Ingående balans	47 586	31 366	–	–
Nedskrivningar	21 088	16 220	–	–
Utgående balans	68 674	47 586	–	–
Netto bokfört värde	140 811	76 932	34 867	12 782

Not 5, Övriga vinster, netto

TSEK	Koncernen		Moderbolaget	
	2008	2007	2008	2007
Övriga vinster, netto				
Valutakursvinster	85	1 014	85	770
Valutakursförluster	-378	-959	-316	-464
Totalt	-293	55	-231	306

Not 6, Ersättning till bolagets revisor

TSEK	Koncernen		Moderbolaget	
	2008	2007	2008	2007
Ersättning till bolagets revisor omfattar:				
PricewaterhouseCoopers:				
Revisionsarvode	711	474	510	401
Övrigt	–	12	–	12
Totalt	711	486	510	413

Not 7, Administrationskostnader

TSEK	Koncernen		Moderbolaget	
	2008	2007	2008	2007
Administrationskostnader				
Personal	-6 969	-5 587	-2 895	-3 108
Hyra	-926	-458	-659	-219
Övriga kontorskostnader	-612	-805	-344	-594
Noteringskostnader	-970	-681	-970	-680
Revisionsarvode	-711	-474	-578	-401
Kostnader extern kommunikation	-1 995	-1 521	-1 755	-1 384
Övriga kostnader	-1 448	-915	-1 183	-717
Avskrivningar	-186	-122	-118	-122
Totalt	-13 818	-10 563	-8 503	-7 225

Not 8, Anställda

	2008		2007	
	Totalt	Totalt män	Totalt	Totalt män
Genomsnittligt antal anställda				
Moderbolaget	5	3	5	3
Dotterbolag	4	3	4	3
Totalt	9	6	9	6

TSEK	2008		2007	
	Löner, andra ersättningar och sociala kostnader	Löner, andra ersättningar	Sociala kostnader	Löner, andra ersättningar
Moderbolaget	2 270	624	2 562	524
Dotterbolag	3 844	230	2 231	247
Totalt	6 114	855	4 793	771

	2008		2007	
	Löner och andra ersättningar fördelade mellan styrelse och övriga anställda	Styrelse och VD	Övriga anställda	Styrelse och VD
Moderbolaget	976	1 294	1 460	1 102
Dotterbolag	3 658	186	2 124	107
Totalt	4 634	1 480	3 584	1 209

Koncernen har för närvarande 8 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	2008			Totalt 2007	Totalt 2006
	Löner	Bonus	Förmåner		
Vincent Hamilton	960	–	–	960	912
Magnus Nordin	960	–	16	976	740
Jonas Lindvall	1 251	–	1 447	2 698	1 931
Totalt	3 171	–	1 463	4 634	3 583

TSEK					
Löner och andra ersättningar till styrelseledamöter (i egenskap av styrelseledamöter)	Löner	Ersättning	Totalt 2008	Totalt 2007	Närvaro 2008
Magnus Nordin	–	–	–	–	9/9
Jonas Lindvall	–	–	–	–	9/9
John Hoey	–	30	30	25	8/9
Carl Gustaf Ingelman	–	30	30	25	5/5
Håkan Ehrenblad	–	30	30	25	9/9
Jan Risberg	–	30	30	25	9/9
Totalt	–	120	120	100	

Vid årsstämman den 8 maj 2008 omvaldes Håkan Ehrenblad, Vincent Hamilton, John Hoey, Jonas Lindvall, Magnus Nordin och Jan Risberg till styrelsemedlemmar. Carl-Gustaf Ingelman avböjde omval. Inga suppleanter valdes. Vid samma stämma utsågs Vincent Hamilton till Styrelseordförande.

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

Not 9, Finansiella intäkter och liknande resultatposter

TSEK	Koncernen		Moderbolaget	
	2008	2007	2008	2007
Ränteinkomster	1 233	374	5 056	3 101
Valutakursvinster	13 914	–	13 984	–
Justering för verkligt värde av kortfristiga placeringar	417	43	417	43
Totalt	15 565	417	19 457	3 145

Not 10, Finansiella kostnader och liknande resultatposter

TSEK	Koncernen		Moderbolaget	
	2008	2007	2008	2007
Räntekostnader	-1	0	-1	0
Justering för verkligt värde av kortfristiga placeringar	–	-42	–	-42
Valutakursförluster	-211	-1 545	-122	-1 545
Övrigt	–	–	-11	–
Totalt	-212	-1 587	-134	-1 587

Not 11, Skatt

Koncernens inkomstskatt om TSEK 30 (TSEK 17) avser en av dotterbolaget Tethys Oil Suisse SA förhandlad skatt i Schweiz.

Bolaget redovisar inte uppskjuten skattefordran då bolaget ännu är i en prospekteringsfas varvid det är osäkert om sådana underskottsavdrag kan utnyttjas. Ej redovisad uppskjuten skattefordran uppgår till TSEK 1 076 (TSEK 4 645) avseende underskottsavdrag om TSEK 4 092 (TSEK 16 590). Underskottsavdrag från 2007 har utnyttjats mot skattepliktig inkomst under 2008. Den skattepliktiga inkomsten 2008 i bolaget förklaras av moderbolagets ej skattemässiga nedskrivningar av aktier i dotterbolag.

Not 12, Inventarier

TSEK	Koncernen		Moderbolaget	
	2008	2007	2008	2007
Inventarier				
Tillgångar				
1 januari	546	363	546	363
Inköp	1 007	283	7	283
Utrangeringar	–	-101	–	-101
31 december	1 553	546	553	546
Avskrivningar				
1 januari	-239	-218	-239	-218
Årets avskrivningar	-186	-122	-118	-122
Utrangeringar	–	101	–	101
31 december	-425	-239	-357	-239
Utgående balans	1 128	308	198	308

Not 13, Övriga fordringar

TSEK	Koncernen		Moderbolaget	
	2008	2007	2008	2007
Övriga fordringar				
Fordringar – nyemission	–	12 656	–	–
Moms	509	845	136	222
Fordringar partners	6 364	1 882	–	–
Övrigt	366	394	69	148
Totalt	7 239	15 777	205	370

Not 14, Eget kapital

Per den 31 december uppgick det totala antalet aktier i Tethys Oil till 23 980 086 (19 178 286), med ett kvotvärde om SEK 0,17 (SEK 0,17). Alla aktier berättigar till en röst vardera. Tethys Oil har inget incitamentsprogram för anställda.

Per den 1 januari 2008 uppgick det totala antalet aktier i Tethys Oil till 6 392 762. Den extra bolagsstämman som hölls 20 februari 2008 beslutade att genomföra en aktiesplit, varvid varje aktie delades upp i tre aktier (aktiesplit 3:1). Aktiespliten genomfördes den 3 mars 2008 och ökade antalet aktier till 19 178 286. Den riktade nyemissionen som genomfördes mellan första och andra kvartalet ökade antalet aktier med 4 800 000 till 23 978 286. Aktierna från den riktade nyemissionen är medräknade från registreringsdatum 9 och 16 april 2008. Teckningsoptionerna från företrädesemissionen beskrivna ovan uppgår till 4 795 649 med teckningskurs SEK 23 och där varje teckningsoption berättigar till köp av en aktie. Teckningsoptionerna kan utnyttjas kontinuerligt fram till och med 30 juni 2010. Den genomsnittliga aktiekursen var under tolv månadersperioden och tremånadersperioden som avslutades 31 december 2008 under teckningskursen varför inga aktier hänförliga till teckningsoptionerna ingår i det fulla antalet utspädda aktier.

Not 15, Aktier i dotterbolag

Bolag	Org. nummer	Säte	Antal aktier	Procent	Kvotvärde	Moderbolag	Moderbolag
						Bokfört värde 31 december 2008, TSEK	Bokfört värde 31 december 2007, TSEK
Tethys Oil Denmark AB	556658-1467	Sverige	1 000	100%	SEK 100	100	100
Tethys Oil Spain AB	556658-1442	Sverige	1 000	100%	SEK 100	100	100
Tethys Oil Turkey AB	556658-1913	Sverige	1 000	100%	SEK 100	100	100
Tethys Oil Exploration AB	556658-1483	Sverige	1 000	100%	SEK 100	100	100
Tethys Oil France AB	556658-1491	Sverige	1 000	100%	SEK 100	100	100
Tethys Oil Oman Ltd	95212	Gibraltar	100	100%	GBP 1	25 280	25 280
Tethys Oil Suisse SA	660-1139007-2	Schweiz	100	100%	CHF 1 000	567	567
Windsor Petroleum (Spain) Inc.	549 282	Brittiska Jungfruöarna	1	100%	USD 1	–	–
Totalt						26 347	26 347

TSEK	Moderbolag	Moderbolag
	31 december 2008	31 december 2007
Aktier i dotterbolag		
Ingående balans	26 347	25 831
Förvärv	–	567
Lämnat aktieägartillskott	24 859	20 068
Nedskrivning i dotterbolag	-24 859	-20 119
Utgående balans	26 347	26 347

Förvärv av aktier i dotterbolag 2007 avser etablerandet av dotterbolaget Tethys Oil Suisse SA i Schweiz.

Not 16, Ställda säkerheter

Per den 31 december 2008 uppgick ställda säkerheter i moderbolaget till TSEK 500 (TSEK 500) avseende en bankgaranti för hyreskontrakt. I övrigt har inte förekommit några ställda säkerheter i moderbolaget under perioden 2007-2008.

Not 17, Ansvarsförbindelser

Ansvarsförbindelser per den 31 december 2008 uppgick till TSEK 43 230 (TSEK 36 509). Ansvarsförbindelserna avser i huvudsak tillgångarna Block 3 och 4 där Tethys Oil har ett arbetsåtagande vars genomförande uppskattas kosta MUSD 5,5. Skillnaden mellan ansvarsförbindelser per 31 december 2008 och 31 december 2007 består av valutakursskillnader, samt uppfyllandet av tidigare arbetsåtaganden på Block 15 i Oman.

Ansvarsförbindelser i moderbolaget per 31 december 2008 uppgick till TSEK 43 230 (TSEK 36 245) och avser Block 3 och 4 enligt vad som beskrivs ovan. Skillnaden mot 2007 beror på valutakursskillnader.

Not, 18 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 ovan nämnda 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.

Not, 19 Väsentliga händelser efter räkenskapsårets utgång

Styrelsen i Tethys Oil beslutade den 17 februari 2009 att emittera 1 300 000 aktier, motsvarande omkring 5,4 procent av antalet utestående aktier före emissionen, till kurs SEK 10 genom en riktad nyemission till drygt tio svenska och internationella placerare. Emissionen sker enligt bemyndigande från årsstämman den 8 maj 2008. Den riktade nyemissionen är fulltecknad och kommer att tillföra Tethys Oil en sammanlagd emissionslikvid om MSEK 13 före emissionskostnader.

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 2008. Bolagets årsredovisning och koncernredovisning ingår i den tryckta versionen av detta dokument på sidorna 35–57. 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 revisionsd 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 redovisningssed i Sverige. Koncernredovisningen har upprättats i enlighet med internationella redovisningsstandarder IFRS sådana de antagits av EU och årsredovisningslagen och ger en rättvisande bild av koncernens resultat och ställning. Förvaltningsberättelsen är förenlig med årsredovisningens och koncernredovisningens övriga delar.

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 8 april 2009

Klas Brand

Auktoriserad revisor
PricewaterhouseCoopers AB

Johan Rippe

Auktoriserad revisor
PricewaterhouseCoopers AB

Definitioner och förkortningar

Generella förkortningar

AGM	Ordinarie bolagsstämma
EGM	Extra bolagsstämma
SEK	Svenska kronor
TSEK	Tusental svenska kronor
MSEK	Miljontal svenska kronor
USD	USA dollar
TUSD	Tusental USA dollar
MUSD	Miljontal USA dollar

Oljerelaterade förkortningar

BBL	Fat (barrel). Ett fat = 159 liter
BBLS	Fat (barrels)
BCF	Miljarder kubik fot
BOE	Fat oljeekvivalenter
BOEPD	Fat oljeekvivalenter per dag
BOPD	Fat olja per dag
MBBL	Tusen fat (latin: Mille)
MMBO	Miljoner fat olja
MMBOE	Miljoner fat oljeekvivalenter
MMBOEPD	Miljoner fat oljeekvivalenter per dag

Gasrelaterade förkortningar

CF	Kubikfot. En kubikfot = 0,028 m ³
MCF	Tusen kubikfot
MCFPD	Tusen kubikfot per dag
MMCF	Miljoner kubikfot
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 kubik fot = 0,028 m³
36 kubik fot ~ 1 kubikmeter
6 bcf = ungefär 1 mmboe

Bassäng

En stor sänka i vilken sediment har samlats.

Bevisade reserver

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

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 royalties 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.

