

TETHYS OIL

Årsredovisning 2009



Innehåll

INFORMATION OM ÅRSSTÄMMA	2
FINANSIELL INFORMATION	2
TETHYS OIL I KORTHET	3
2009 I KORTHET	3
BREV TILL AKTIEÄGARNA	4
LIVSCYKELN FÖR ETT OLJE- OCH GASPROJEKT	6
OLJE- OCH NATURGASMARKNADEN	9
HISTORIK	12
TETHYS OIL	13
VERKSAMHET	14
SAMHÄLLSANSVAR	23
STYRELSE, LEDNING OCH REVISORER	26
AKTIEINFORMATION	28
NYCKELTAL	31
FÖRVALTNINGSBERÄTTELSE	33
NOTER	48
REVISIONSBERÄTTELSE	58
DEFINITIONER OCH FÖRKORTNINGAR	59
ADRESSER	60

Information om årsstämma

Årsstämma i Tethys Oil kommer att hållas onsdagen den 19 maj 2010 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 12 maj 2010, dels anmäla sig till Tethys Oil senast den 14 maj 2010 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 publicera följande rapporter:

Tremånadersrapport (januari – mars 2010) den 12 maj 2010

Årsstämma – den 19 maj 2010

Sexmånadersrapport (januari – juni 2010) den 20 augusti 2010

Niomånadersrapport (januari – september 2010) den 12 november 2010

Bokslutskommuniké 2010 (januari – december 2010) den 17 februari 2011



Tethys Oil i korthet

Tethys Oil är ett svenskt energibolag med inriktning på identifiering och utbyggnad av, samt produktion från, olje- och naturgasstillgångar. 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, Frankrike och Sverige. Aktierna är noterade på First North (TETY) i Stockholm. Remium AB är Certified Adviser.

2009 i korthet

Höjdpunkter

- Utmärkta resultat från borrhningen av Farha South-3:
 - flödade 754 fat olja per dag från den horisontella sektionen i Lower Al Bashirlagret
 - flödade 1 010 fat olja per dag vid flödestest med pump från Bariklagret
- Utmärkta resultat från borrhningen av Saiwan East-2:
 - nytt oljefynd i Khufailagret, med omfattande reservpotential
 - oljeförande bruttolager (gross column) om över 400 meter tung olja uppmäts
- 3D-seismiska undersökningar:
 - genomfört 400 kvadratkilometer stor 3D-seismikstudie över hela Saiwan Eaststrukturen på Block 4
 - påbörjat 740 kvadratkilometer 3D-seismikstudie över Fahratrenden på Block 3
- Gaffney, Cline & Associates kontrakterade för en oberoende tredjeparts resurs-/reservstudie av oljefyndnen på Farha South och Saiwan East

Brev till aktieägarna

Vänner och investerare,

När vi stänger böckerna för 2009 ser vi tillbaka på ett genombrottsår för Tethys Oil. En framgångsrik implementering av ett omfattande arbetsprogram har fört Tethys från att vara ett bolag med lovande utvärderingsprojekt till att bli ett bolag på god väg mot utbyggnad och produktion. Två framgångsrika borrhningar genomfördes på våra omanska licenser, vilka resulterade i att två reservoarer bekräftades vara oljeförande och därtill gjordes oljefynd i två tidigare ej kända reservoarer. I början av 2010 har Tethys således andelar i fyra separata projekt på tre olika licenser onshore Oman. Dessa projekt täcker in hela kedjan av kolväten, från gaskondensat och konventionell olja till ett mycket stort betingat fynd av tung olja. De nära tio miljoner USD som vi investerade i Block 3 och 4 under 2009 har givit en fenomenal utväxling.

Oljefyndet Fahra South på Block 3

Vår första borrhning under 2009, Farha South-3 på Block 3, borrades i början av våren. Efter att borrhningen avslutats i april flödade flera hundra fat olja per dag från den horisontella sektionen i Lower Al Bashirlagret. Därtill upptäcktes Bariklagret, ett tidigare oidentifierat och otestat oljeförande lager. Detta lager produktionstestades senare under året, och flödade 379 fat olja per dag från den vertikala sektionen i borrhålet. När vi återvände till borrhålet i januari 2010, och genomförde tester med en elektrisk pump, ökade flödena från Bariklagret med nästan tre gånger till 1 010 fat per dag. Oljan i de båda producerande lagren håller mycket hög kvalitet, med en densitet om 40–42 grader API och har litet gasinnehåll.

Genom det framgångsrika arbetet under 2009 har de uppskattade resurserna i Farha South ökat till mellan 10 och 20 miljoner fat konventionell olja. Resultaten från produktionstesterna indikerar att ett flödestal om över 1 000 fat per borrhål skulle kunna uppnås vid produktion. Farha South har föga förvånande blivit huvudkandidaten för ett tidigt produktionssystem (Early Production System-“EPS”) under 2010.

Oljefyndet Saiwan East på Block 4

Vår andra borrhning under 2009 i Oman, Saiwan East-2, genomfördes under senvåren. Målsättningen med borrhningen var att utvärdera tre oljeförande lager som påträffats under den tidigare borrhningen Saiwan

East-1. Det stora fyndet kom dock efter det att hålet borrats djupare, under lagren med tung olja, varvid olja påträffades i kalkstenslagret Khufai. Vid test flödade 280 fat olja per dag från en tekniskt begränsad vertikal sektion i Khufailagret. Från en horisontell sektion, eventuellt kompletterad med pump, skulle borrhål i Khufailagret med stor sannolikhet kunna producera mer än 1 000 fat per dag. Potentiella reserver i Khufailagret torde väsentligt överträffa reservpotentialen i Farha South, men i dagsläget måste vi invänta resultaten från den pågående 3D-seismikstudien innan vi kan uppskatta några volymer. Khufai-reservoaren kan mycket väl ha alla de ingredienser som krävs för att kunna utvecklas till ett betydande produktionsprojekt.

Borrhningen var framgångsrik också i sitt ursprungliga syfte, att bevisa förekomsten av en omfattande mängd betingad tung olja. Sammanlagda oljeförande bruttolager (gross column) om drygt 400 meter tung olja genomborrades. Inga flöden har ännu kunnat uppmätas, även om oljan tycks vara rörlig i vissa sektioner. Analys av tagna vätskeprover genomförs nu. Tungoljan i Saiwan East är en storslagen naturtillgång att förvalta för framtiden, men i det korta perspektivet kommer kassaflöden och mer närliggande synliggörande av värden att komma från fynden med konventionell olja på Farha South och Khufai.

Utsikter 2010

Vår övergripande plan för 2010 är att inleda ett tidigt produktionsprogram och bli ett oljeproducerande bolag. I skrivande stund arbetar vi med de sista detaljerna i planeringen av ett tidigt produktionssystem. Huvudlinjen i dessa planer är att sätta Barikformationen i Farha South-3 i produktion. Hela produktionssystemet kommer troligtvis kunna konstrueras med standardutrustning, och oljan kan transporteras med tankbilar från fältet till närmaste oljeterminal. På så vis kan kostnaderna hållas nere och konstruktionstiden minimeras. När Farha South-3 varit i produktion ett par månader planeras Farha South-4 borras – en nytt borrhål för att öka produktionen. Definitiv placering av denna borrhning kommer att bestämmas när data från den nu pågående 3D-seismikstudien över Farhatrenden föreligger.

Vi fortsätter också med utvärderingsarbetet av Khufailagret på Saiwan Eaststrukturen. Information från



3D-seismikstudien som genomförts över hela Saiwan East-området har bearbetats och data tolkas för närvarande. Nya kartor över området kring borrhålet Saiwan East-2 har tagits fram, och utifrån dessa planeras en ny utvärderingsborrning, Saiwan East-3. Syftet med denna borrning är att få mer information om Khufailagrets utbredning inom Saiwan Eaststrukturen. Borrningen syftar också till, vilket är än viktigare, att uppskatta Khufaireservoarens produktionspotential. Detta nya borrhål, Saiwan East-3, kommer att borraras med en omfattande horisontell del, vilken kommer produktionstestas med en nedsänkt elektrisk pump.

Vi har också anlitat Gaffney, Cline & Associates, en ledande oberoende internationell petroleumkonsult för att genomföra en tredjepartsstudie av oljefyndnen på Farha South och Saiwan East. Gaffney Cline blir också teknisk rådgivare till oss på dessa utvecklingsprojekt.

Under 2009 finansierade Tethys pågående arbetsprogram genom riktade aktieemissioner inom ramarna för styrelsens mandat från årsstämman. Emissionerna inbringade MSEK 53, och därtill erhöles medel genom förtida teckning av teckningsoptioner. Detta sätt att finansiera de pågående arbetsprogrammen har varit lyckosamt även under 2010. Ytterligare 500 000 aktier har emitterats och inbringat nästan MSEK 16. Vi önskar ha beredskap för att genomföra fler riktade aktieemissioner, och kommer därför be årsstämman godkänna ett nytt emissionsbemyndigande. Under 2010 har också över en miljon teckningsoptioner tecknats, vilket tillfört bolaget över MSEK 23. Ytterligare medel torde också tillföras från återstående 3 000 000 utestående teckningsoptioner senast vid teckningsperiodens

slut den sista juni 2010, förutsatt att aktiekursen förblir högre än teckningskursen SEK 23.

Våra framtida planer inkluderar utbyggnad av en eller flera av våra projekt till fullskaliga producerande oljefält. Sådana utbyggnadskostnader kan även, utöver genom aktieemissioner, finansieras genom banklån eller via obligationsmarknaden, eller genom industriella utfarmningsavtal. Vilken väg vi väljer, kommer delvis att bestämmas av de tekniska resultaten från det pågående arbetsprogrammet samt av innehållet i Gaffney Clines tredjepartsstudie. Och naturligtvis också av hur bra avtalsvillkor och vilket slags avtal vi kan uppnå. När allt kommer omkring är målet för Tethys Oils verksamhet att skapa aktieägarvärde, och vi kommer att vara väl medvetna om detta under det att verksamheten utvecklas.

Vi är privilegierade i det att vi har flera storslagna projekt i det klassiska oljelandet Oman. För våra aktieägare, för vårt värdland och för våra andra intressenter kommer vi att göra vårt yttersta för att förverkliga potentialen i dessa projekt.

Så fortsätt att följa oss...

Stockholm i april 2010

Magnus Nordin
Verkställande direktör

Vince Hamilton
Styrelseordförande

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.

Data över potentiella fält kan bestå av gravimetrisk och magnetisk data. 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 betyd-

ligt dyrare och täcker ett mindre område. Under hösten och vintern 2009 samlade Tethys in 3D-seismik på Saiwan East strukturen i Oman. Tidigare seismik var tvådimensionell. Vid insamlingen av den nya seismiken täcktes hela strukturen med geofonerna som lades ut i ruttmönster med 10 meters lucka i linjer om 100 gånger 100 meter i taget.

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 vissa 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 borrhålsplan upprättas. Denna innehåller en tidsplan, som är relaterad till förväntat borrhåldjup, sättpunkter för olika foderrör, borrhållstekniska beräkningar, typ av borrhållsvätska – som cirkulerar i hålet och för upp det söndermalda berget (kaxen) till ytan – och en prognos över det förväntade porttrycket i berggrunden.

Detektering av kolväten under borrhålet

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

Då borrhålets utförande avslutats genomförs en så kallad loggning av borrhålet, vilket innebär att elektriska sensorer släpps ned i hålet varvid mätningar genomförs. Sensorerna avläser vilken typ av vätska det rör sig om (olja, gas eller vatten), porositeten och permabiliteten. Vissa speciella verktyg kan även ge en 3D bild av formationen för att bättre förstå vätskornas rörelse i reservoaren. När det genom loggning konstaterats att en reservoar innehåller kolväten, så är det enda sättet att testa produktiviteten genom att flöda borrhålet eller installera en pump.

Om analysen av såväl de borrhållsvätskor som loggningen utfaller positivt, genomförs ett produktionsprov av borrhålet, vilket består i att eventuella olje- och gaszoner tillåts flyta in i hålet och upp till



ytan för mätning och analys. Under loggningen och testningen beräknas även produktionstakt och storlek på fyndigheten.

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 genomfördes 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 borrarsteknik.

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

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 borrhålstrycket in borrarerna i reservoaren, vilket ofta orsakar skador som ibland är irreparabla. Med ett lägre tryck i botten på borrhålet är det också lättare för borkkronan att skära och transportera bort borrester.

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. Reserverna indelas i två grupper, bevisade och icke bevisade reserver. Icke bevisade reserver indelas i sin tur i sannolika och möjliga reserver. Med bevisade reserver avses områden där testning skett med positivt utfall samt de närliggande områden där 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 förställer 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, pro-

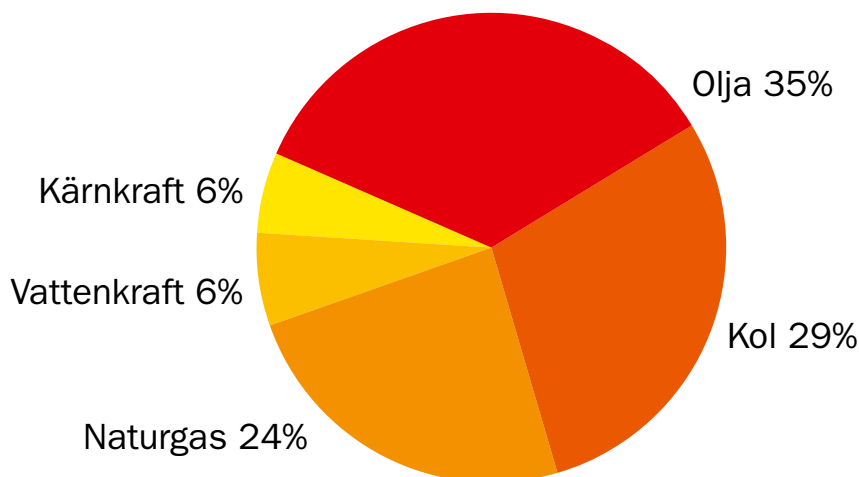
spekteringsframgångar, prospekteringskostnader och produktionskostnader, utbudskarteller som OPEC, politiskt orsakade utbudsstörningar för att nämna några faktorer) och efterfrågan (utvecklingen av alternativa energikällor, global ekonomisk tillväxt, effektivare användning av energi och så vidare).

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 utbudschocken, som orsakades av OPECs prisökningar på 1970-talet och som innebar en stor konsumtionsnedgång och även en markant ökning av prospekteringsinvesteringar utanför OPEC-länderna, har oljeprisutvecklingen huvudsak-



Källa: BP Statistical Review of World Energy 2009

ligen 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 två procent av utbudet återställde priset inom loppet av ett år.

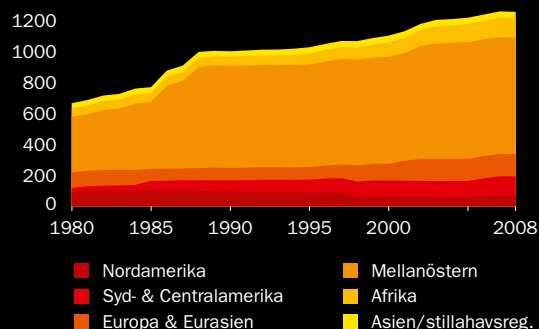
OPECs andel av världproduktionen och än viktigare dess andel av tillgängligt utbudsöverskott bestämmer OPECs inflytande över priset. Vad som är tydligt från 1980-talet, då länderna utanför OPEC kraftigt ökade utbudet, vilket sedan OPEC motverkade genom stora produktionsnedskärningar, var att priset föll kraftigt. Så länge OPEC på marginalen kontrollerar antalet producerade fat, är det troligt att OPECs inflytande på oljepriset kommer att vara betydande. Så länge inga andra regioner kraftigt ökar sina reserver och sin produktionskapacitet, kommer detta förhållande troligtvis att bestå.

Oljepriset – en blick framåt

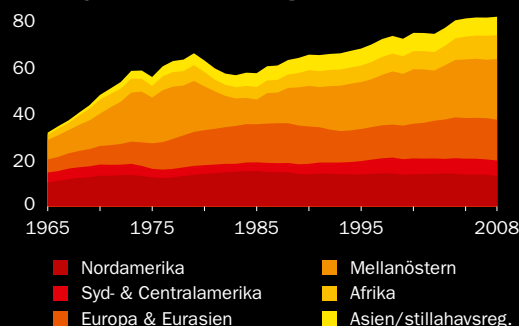
Oljepriset har återhämtat sig kraftigt efter bottennoteringen om precis knappt 30 USD per fat i februari 2009. Oljepriserna bottnade något före världsekonomi var som lägst under andra och tredje kvartalet förra året. Vid denna tidpunkt leddes faktiskt återhämtningen av det stigande oljepriset – en trend som vuxit sig starkare mot slutet av 2009 och fram till dags dato. I skrivande stund, i april 2010, tycks priset på Brentoljan variera mycket lite kring 80 USD per fat.

Det är inte troligt att energibehovet kommer minska allt eftersom återhämtningen i ekonomin tar fart runt om i världen. Den till synes låga tillväxten i de mer utvecklade ekonomierna tycks kompenseras av den i tillväxtmarknader och för den delen också den i USA. Det är uteslutet att tillväxtekonomier kommer att nå samma energianvändning per capita som vissa utvecklade ekonomier har idag, men den världsomspännande tillväxtdrivna efterfrågan på energi kommer antagligen att vara tillräckligt för att upprätthålla en god efterfrågan på olja inom överskådlig framtid. Att priset på olja skulle pressas ned till följd av bristande efterfrågan måste anses osannolikt.

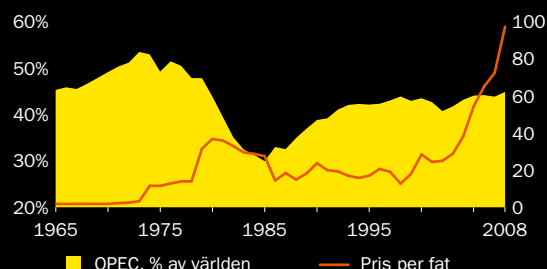
1. Kända globala oljereserver, miljarder fat



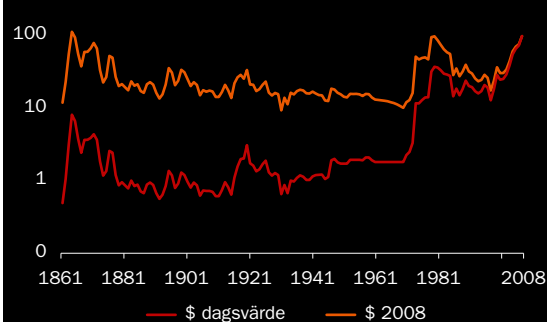
2. Global oljeproduktion, miljontals fat per dag



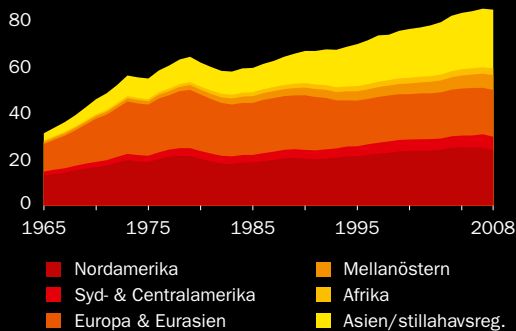
3. OPECs andel av global oljeproduktion och pris per fat (USD)



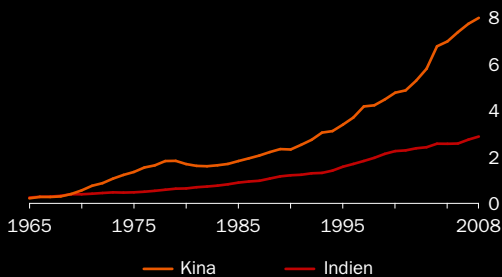
4. Oljeprisutveckling sedan 1861



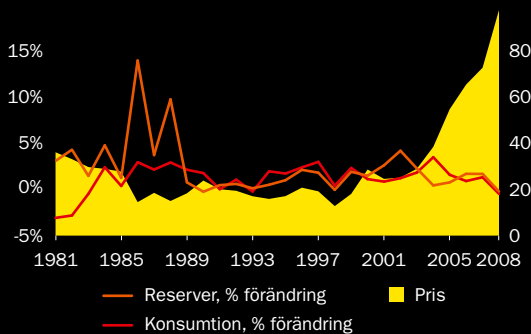
5. Global oljekonsumtion, miljontals fat per dag



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



7. Produktions- och prisförändring



8. Oljeprisutveckling sedan 1987



Någon större prisökning tycks också vara osannolik givet den stora ökningen i utbud som noterats under de senaste åren. Indikationerna tyder på att OPEC kommer fortsätta att kontrollera utbudet på marginalen under viss tid framöver, och att de kan öka respektive minska produktionen för att motverka allt för höga eller låga priser. OPEC kommer därför troligtvis vara i en position där de kan stabilisera priset mer eller mindre på vilken nivå de önskar. Att döma av vissa uttalanden från Saudiarabien anses 60 USD per fat vara bottenivån på OPECs påstådda prisskala medan priser över 90 USD per fat anses för höga och skulle kunna skada både ekonomisk tillväxt och – än värre – ge allt för mycket incitament till att utveckla alternativa energikällor.

På kort och medellång sikt tycks därför ett oljepris mellan 60 och 90 USD per fat vara en bra gissning. På längre sikt kan man anta en försiktig ökning i takt med ökad energiförfrågan. En konflikt eller ännu en tvär minskning i prospekterings- och utvecklingsinvesteringar skulle dock kunna leda till en dramatisk prisökning.



Källa graf 1–7: BP Statistical Review of World Energy 2009.
Källa graf 8: Energy Information Administration

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 ett avtal avseende tre turkiska licenser 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.



Turkiet, 2004

Första borrning som operatör

Tethys första borrning som operatör var Karlebo-1 som borrades hösten 2006. Efter nästan fem års förberedelser påbörjades borrningen på licens 1/02 norr om Köpenhamn i slutet av september. Den officiella invigningen skedde den 27 september 2006. Borrningen utfördes till ett djup om 2 489 meter, och den 17 november 2006 stod det klart att inga kolväten påträffats. Tethys har följaktligen frånträtt de danska licenserna.

Även om resultatet blev en besvikelse, så har borrningen och projektarbetet av Karlebo-1 varit en stor tillgång för bolaget och etablerat Tethys som en operatör med kapacitet att genomföra en komplicerad borrning i ett av de tekniskt och miljömässigt mest komplicerade juridiska systemen i världen – den Europeiska Unionen.

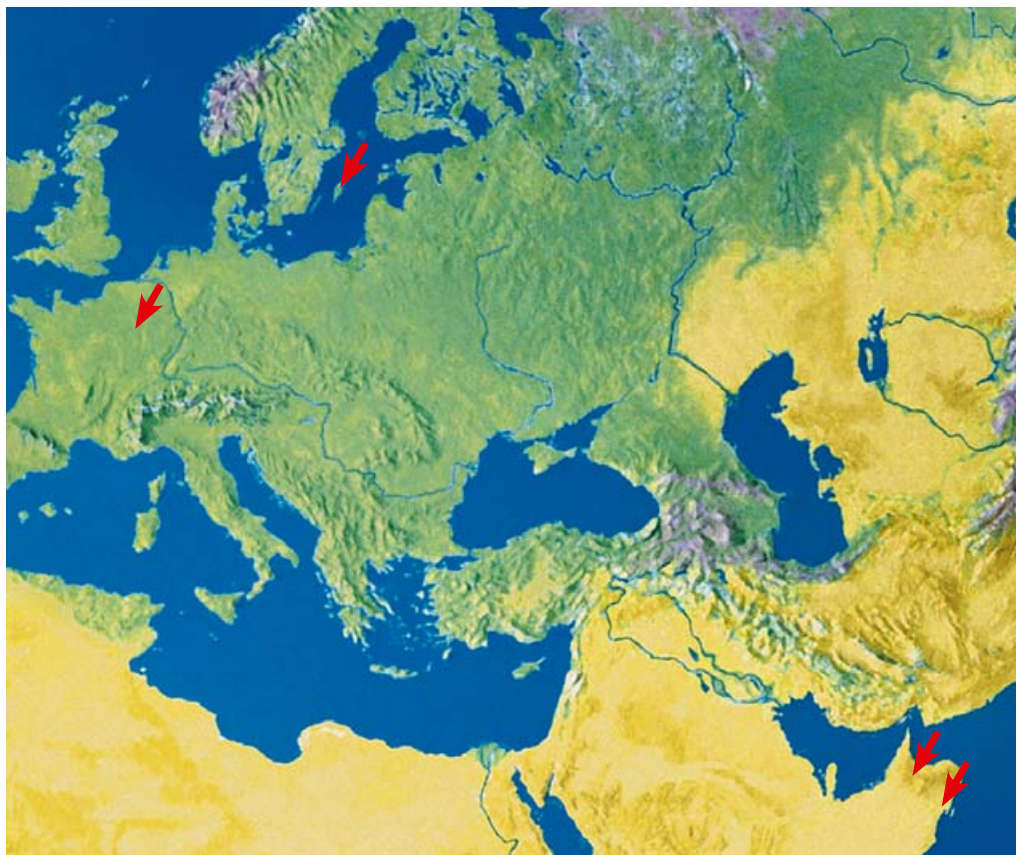
Tethys första "våta" borrning

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 borrningen avslutats och testning genomförts, och det stod klart att Tethys genomfört bolagets första "våta" borrning. Båda kalkstenslagren, Natih och Shuaiba, producerade kolväten till ytan. En horisontell sektion om 848 meter borrades i Natihsektionen och borrningen avslutades efter 3 830 meter. Vid test med en entumsventil flödade Natihsektionen 11,03 miljoner kubikfot naturgas per dag och 793 fat kondensat per dag uppmättes (motvarande sammanlagt 2 626 fat oljeekvivalenter per dag). Kondensaten höll mycket god kvalitet med en densitet av 57 grader API.

Borrningshistorik, Tethys 10 borrhål 2004–2009

Land	Namn på borrning	Operatör	År
Turkiet	Kocetepe-1	Aladdin Middle East	2004
Danmark	Karlebo-1	Tethys Oil	2006
Spanien	Hontomin-4	Ascent Resources	2007
Oman	Jebel Aswad-1	Tethys Oil	2007
Frankrike	Pierre Maubeuge-2	Galli Coz	2007
Oman	Jebel Aswad-2	Tethys Oil	2008
Turkiet	Copkoy-1	Aladdin Middle East	2008
Oman	Farha South-3	CCED	2009
Marocko	Tafejjart-1	Dana Petroleum	2009
Oman	Saiwan East-2	CCED	2009

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 nås med begränsad risk.

Tethys har licensrättigheter i Oman, Frankrike och Sverige. 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 prospekteringsbörningar 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
Frankrike	Attila	40%	1 986	Galli Coz
Sverige	Gotland Större	100%	540	Tethys Oil
Totalt			37 040	



Verksamhet

Sultanatet Oman

Sultanatet Oman ligger på spetsen av den arabiska halvön och gränsar i i nordväst till Förenade Arabemiratet, i väster till Saudiarabien 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 3,4 miljoner.

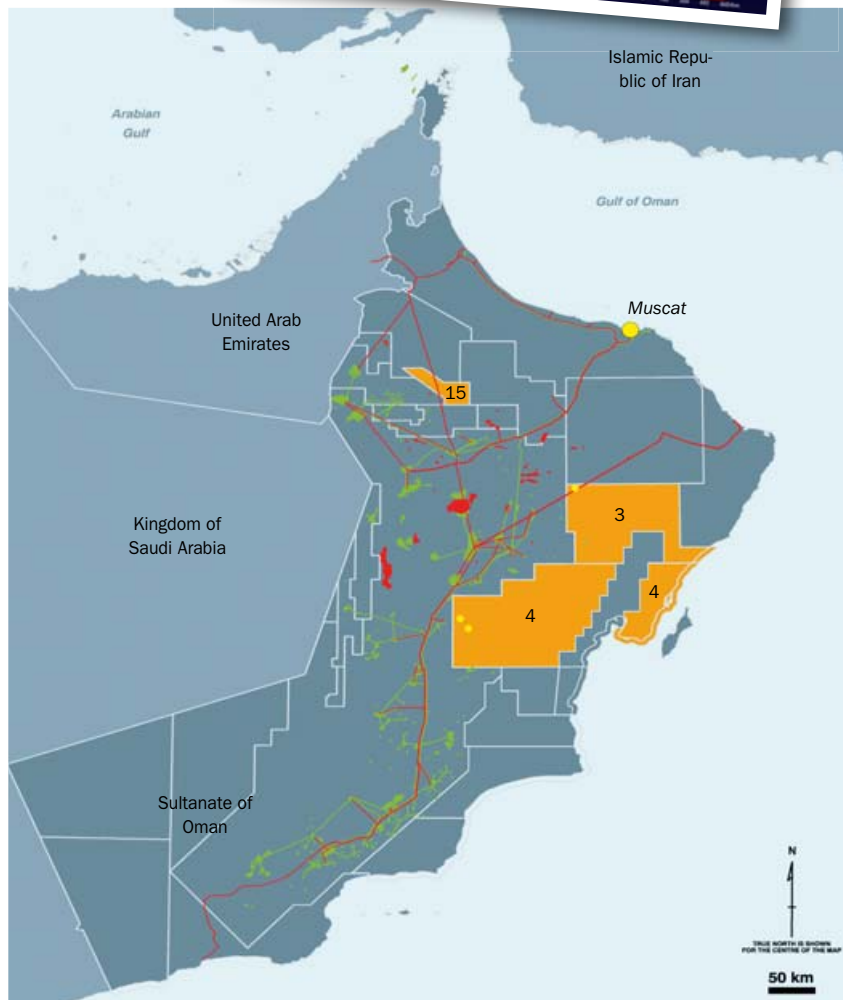
Oman och olja

Oman är mycket beroende av oljeintäkter, vilka uppgår till omkring 75 procent av exportintäkterna och 40 procent av bruttonationalprodukten. Oman har omkring 5,6 miljarder fat i bevisade oljereserver, motsvarande ungefär 0,4 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 färre än Norges om 1,8 fat per person, men fler 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 gulfstater. Ett genomsnittligt 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 sammanlagda produktionsvolymen minskat från toppnivåerna på 970 000 fat per dag som nåddes år 2000. Produktionen 2008 uppgick till cirka 728 000 fat per dag. Oman är inte medlem i OPEC.

Källor: BP Statistical Review 2009, CIA–The World Fact Book, Wikipedia.org, Nationalencyklopedin, EIA.gov



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

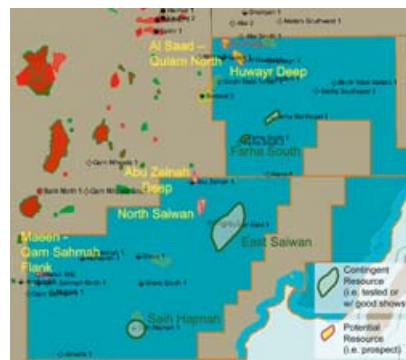
Tethys Oil i Oman

Tethys Oils förvärv av 40 procents intresseandel i Block 15 var bolagets första steg in i Oman. Med den framgångsrika 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 obestridda kärnområde. Dessa tre licenser har en sammanlagd yta om närmare 30 000 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.

Oman, Block 3, Farha South

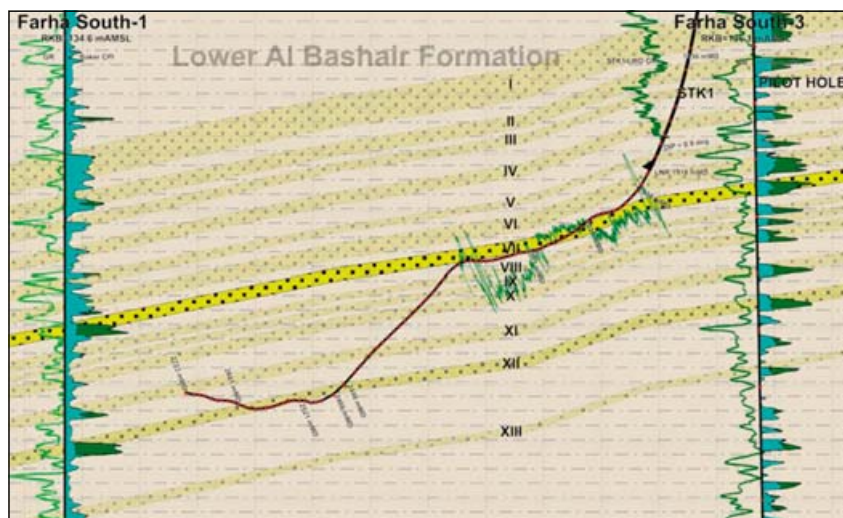
Block 3 ligger i den östra delen av Oman och omfattar en yta om cirka 10 000 kvadratkilometer. Tethys har 50 procents intresseandel i licensen. Consolidated Contractors Energy Development är operatör. Oljan på Farha South upptäcktes 1986 med borrhningen av Farha South-1 av en tidigare operatör.



Vid sidan av Farha South 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. Omkring 30 borrhningar har också genomförts på de två licenserna, varav cirka två tredjedelar påträffat olja.

Borrhningen av Farha South-3

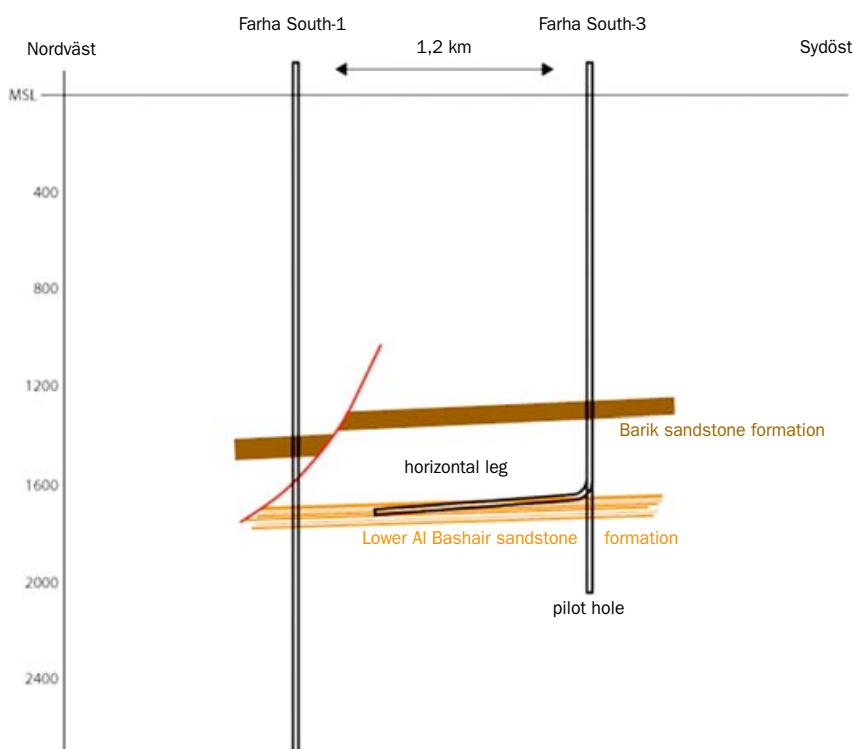
Borrhningen Farha South-3 påbörjades 9 februari 2009. Borrhmålet var sandstenarna i Lower Al Bashir-formationen, vilka ligger på ett djup om cirka 1 900 meter. Borrhningen inleddes 1,2 kilometer sydost om det oljeförande borrhålet Farha South-1.



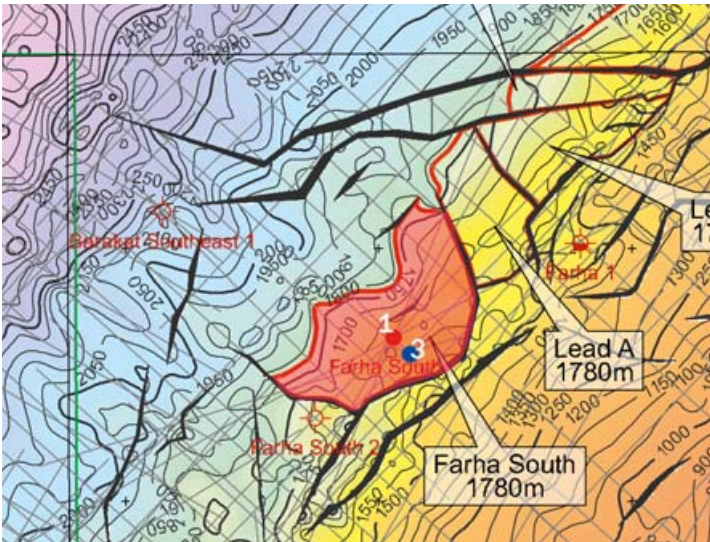
Farha South-3 horisontell sektion

Den 6 april 2009 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 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.

Under borrhningen av Farha South-3 gavs oljeindikationer i den ytligare belägna sandstenen Barik. Dess indikationer liknade de i den djupare belägna sandsten Lower Al Bashir. Bariklagret varken produktions-testades eller loggades i samband med borrhningen. Tethys återkom till borrhålet i november 2009 med den 450 hästkrafter starka renoveringsriggen MB 49 (s.k. work over rig). Borrhålet öppnades åter upp och flödade vid produktionstest 379 fat olja per dag genom perforeringar i en fyra meter tjock zon i toppen av Barikformationen. Oljan håller hög kvalitet med en densitet om 42 grader API och har litet gasinnehåll.

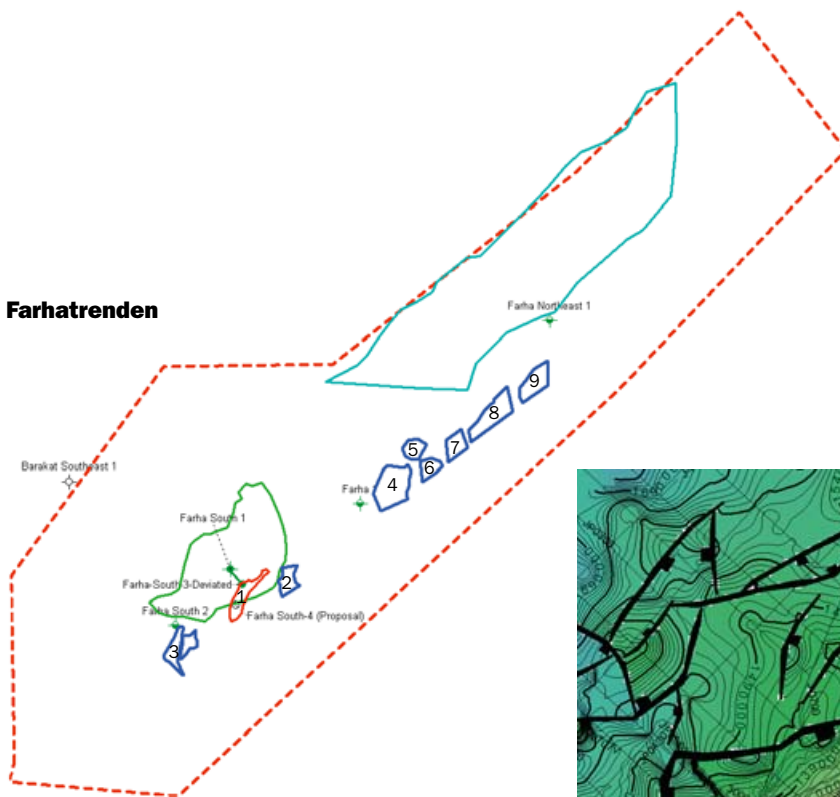


Farha South-1 och -3: borrhschema

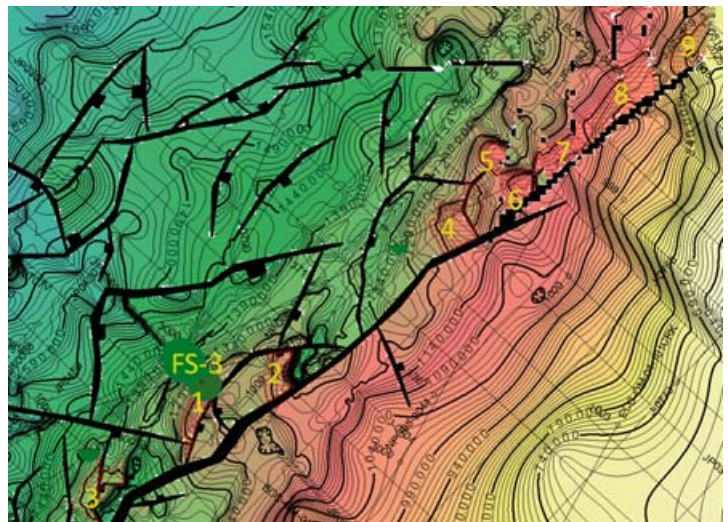


Farha South-1 och -3.

FS-3 borrhål i sydöst borrades horisontellt tillbaka mot FS-1 i nordväst.



Farhas 3D-seismiska undersökning omfattar 740 km²



Djupstrukturell karta över Barikformationen

I januari 2010 genomfördes ett produktionstest med en nedsänkt elektrisk pump, Electrical Submersible Pump (ESP), i Barikformationen. Vid testet uppmättes flöden om 1 010 fat olja per dag.

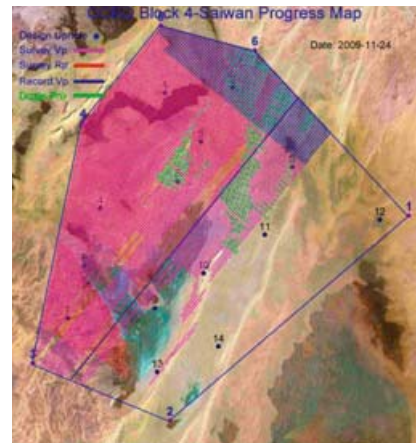
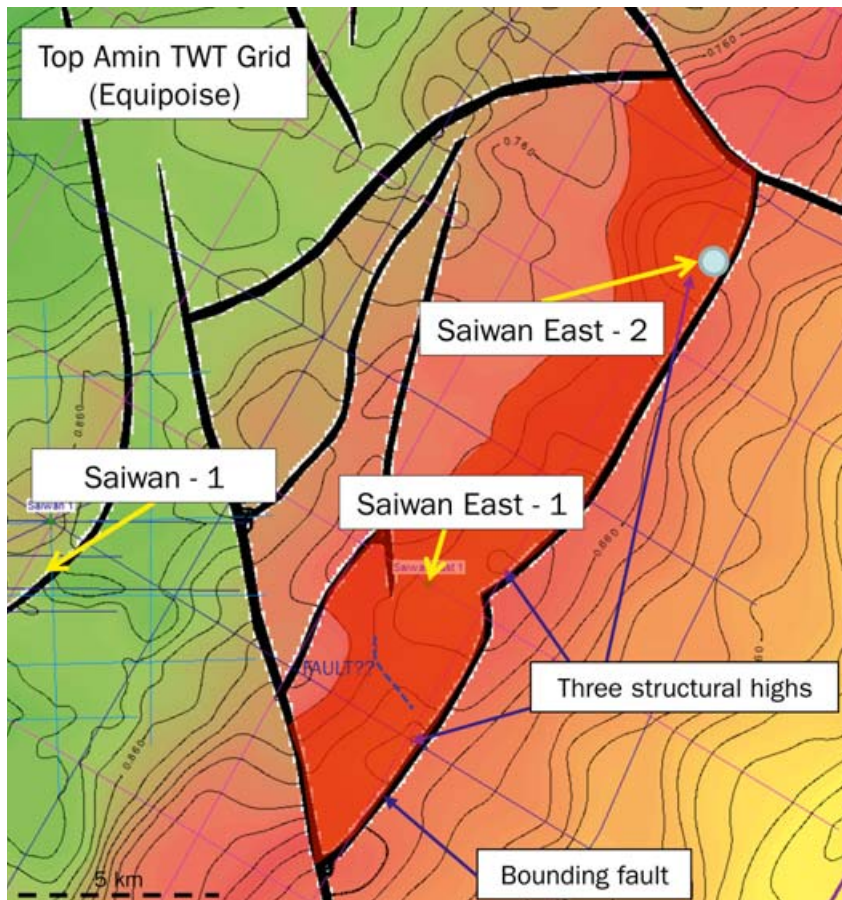
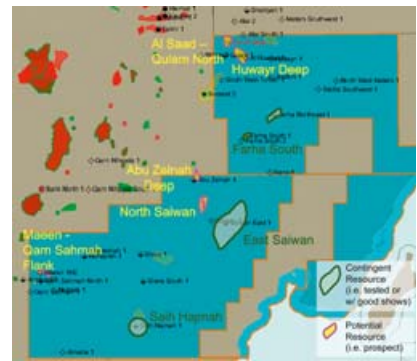
3D-seismisk studie

I mars 2010 påbörjades en utökad 3D-seismisk undersökning av Farha South. Studien kommer i sin helhet att omfatta hela Farhatrenden, där ett antal strukturer liknande Farha South har upptäckts genom befintlig 2D-seismik. Totalt kommer seismik att samlas in över ett 740 kvadratkilometer

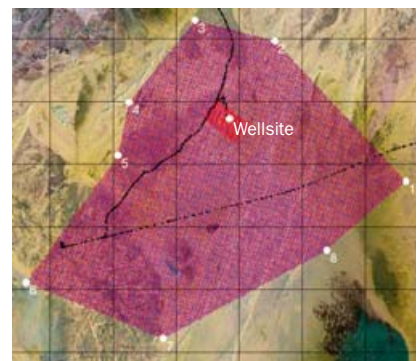
stort område. Insamlingen beräknas vara färdig i maj 2010. Syftet är att i första hand ytterligare kartlägga den oljeförande Farha South-strukturs utbredning. Vidare kommer den att kartlägga utbredningen av Barikreservoaren längs hela Farhatrenden.

Oman, Block 4, Saiwan East

Block 4 är beläget direkt söder om Block 3 i östra delen av Oman och omfattar en yta om cirka 20 000 kvadratkilometer. Tethys har 50 procents andel i licensen och Consolidated Contractors Energy Development är operatör. Block 4 innehåller liksom Block 3 många kända oljefynd liksom flera potentiellt kolväteförande strukturer.



3D-seismisk undersökning omfattar 400 km², och täcker hela Saiwan East-strukturen. Kartlägger utbredning av lätt- och tungoljeresorvarer.



Borringen av Saiwan East-2

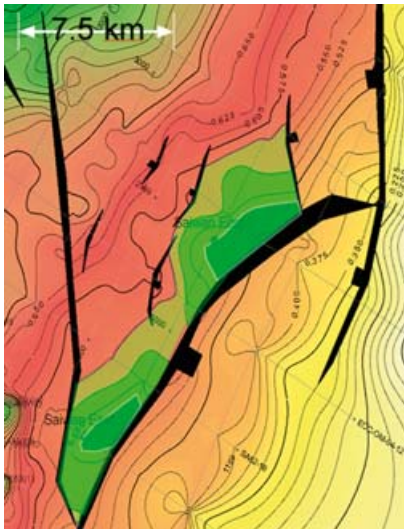
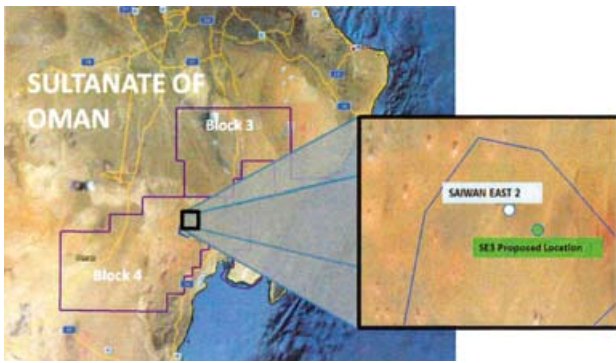
Saiwan East-2 borrades under andra kvartalet 2009 med målsättningen att kartlägga utbredningen av de tre tung-oljeförande lager som påträffades under borringen av Saiwan East-1, vilken 2005 borrades av tidigare licensinnehavare. Saiwan East-2 borrades 12 kilometer från den första borringen Saiwan East-1. Mätningar i borrhålet (logging) bekräftade förekomsten av tung olja i alla de tre huvudsakliga nivåerna. Ett sammanlagt kolväteförande bruttolager (gross column) om över 400 meter uppmättes i reservoarerna Miqrat, Amin och Buah.

Borringen av Saiwan East-2 fortsatte, och på ett djup om 1 600 meter påträffades en reservoar som tidigare inte hade borrats. Khufai, en 30 meter oljeförande kalkstensreservoar, produktionsstades med borrhallen på plats och flödade 280 fat olja per dag genom en 9,5 mm ventil (24/64 tum). Denna lättare olja har en densitet om 33 grader API. Inget vatten producerades vid testet och oljan har mycket litet gasinnehåll (mycket låg gas till oljekvot). Instrument för mätning av trycket installerades i botten på reservoaren, vilka avlästes i juli 2009. Den preliminära analysen tyder på att Khufai-lagret skadats av den tunga borrvätska som använts vid borringen och därigenom

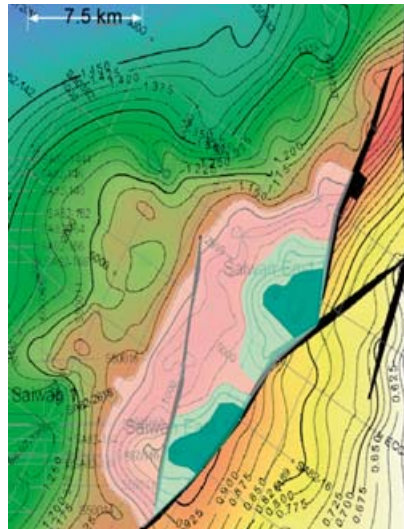
drabbats av s.k. "skin damage (+20)" (skada i form av permabilitetsreducering runt borrhålet). Den verkliga produktionspotentialen från det vertikala borrhålet i Khufai, ifall reservoaren varit oskadd, uppskattas vara väsentligt större.

Test av zonerna med tung olja

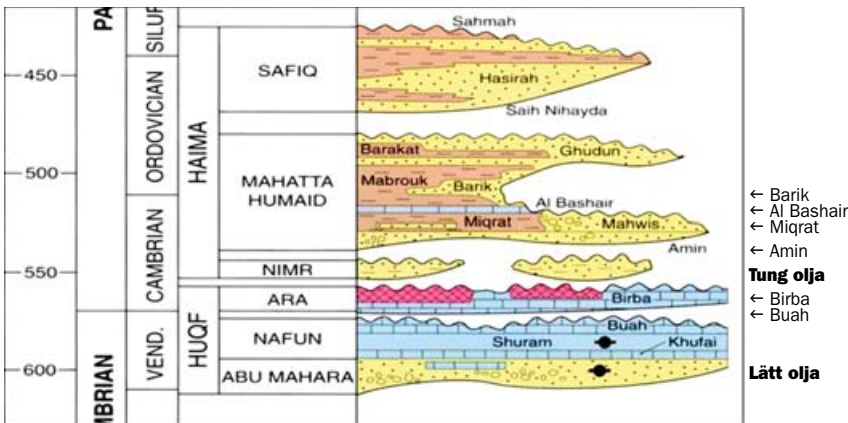
Tethys återvände till borrhålet i slutet av 2009 för att genomföra produktions tester i syfte att klarlägga oljans mobilitet och kunna uppskatta möjliga produktionsnivåer. Testresultaten var försiktigt positiva. Vätskeprover togs från tre av fyra testade zoner i borrhålet för ytterligare analyser. Resultaten tyder dock på att eventuell pro-



Tungoljelager – Miqrat, Amin, Buah



2D-seismisk karta som visar Khufailagret



Saiwan East-2 – Stratigrafi



duktion av tungoljan i Saiwan East kommer att kräva avancerad utvinningsteknik. Ingen utvinningsgrad kan fastställas med befintlig information.

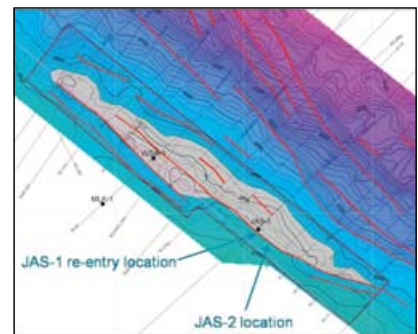
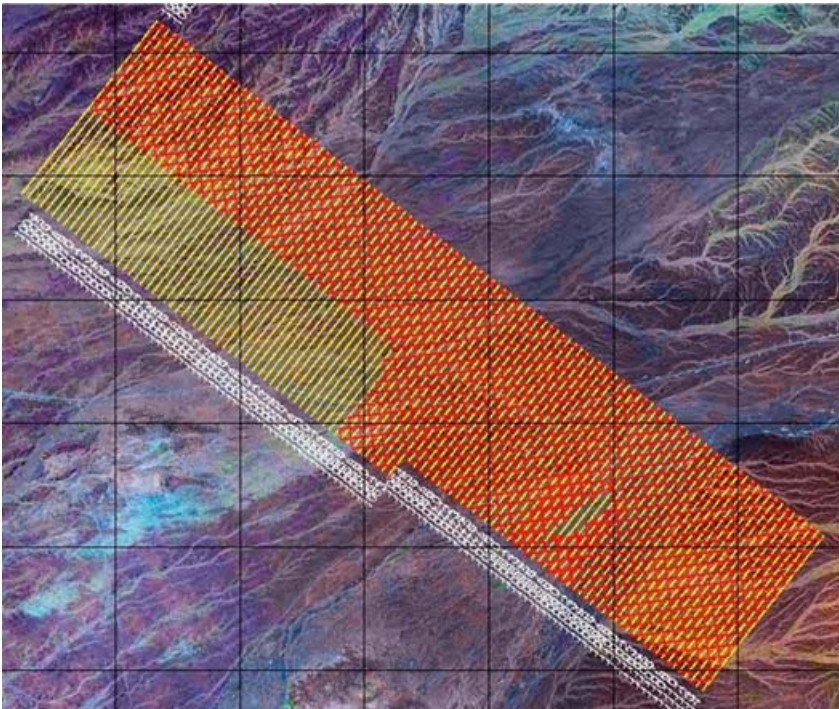
3D-seismisk studie

Under fjärde kvartalet kontraherades det kinesiska bolaget BGP Oil and Gas Services för att genomföra insamling av 400 kvadrat-

kilometer tredimensionell seismik över hela Saiwan East-strukturen. Syftet med studien är att ytterligare kartlägga de reservoarer med lätt och tung olja som påträffades vid borrning. Bearbetning av informationen har inletts. Området kring borrhålet Saiwan East-2 har prioriterats. Där har bearbetningen slutförts och resultaten tolkas och karteras nu av operatören.

Oman, Block 15, Jebel Aswad

Block 15 ligger i den nordöstra delen av centrala Oman och omfattar en yta om 1 389 kvadratkilometer. Reservoarbergarterna i Block 15 är kalksten från krita-perioden, Natih- och Shuaibaformationerna. Olja produceras ur Natihkalksten såväl som ur Shuaibakalksten i flera närliggande oljefält. Tethys är operatör för Block 15 med en andel om 40 procent. Odin Energi A/S är partner med en andel om 60 procent.



Tethys återinträdesborrning av Jebel Aswad-1 under 2007

Under 1994 och 1997 genomfördes två borrningar på Block 15 av en tidigare operatör. Båda borrningarna uppvisade kolväteindikationer. Vid test av den ena, Jebel Aswad, uppmättes 204 fat olja från Natihkalkstensreservoaren. Återinträdesborrningen påbörjades i april 2007 och var utformad för att utvärdera oljereserver och sannolik utvinningsgrad för både Natih- och Shuaibalagren. Båda reservoarna producerade också kolväten till ytan.

En horisontell sektion om 848 meter borrades i Natih och borrningen avslutades efter 3 830 meter. Vid test med en 1 tums ventil flödade Natihsektionen 11,03 miljoner kubikfot naturgas per dag, och 793 fat kondensat per dag uppmättes (motsvarande sammanlagt 2 626 fat oljeekvivalenter per dag). Shuaibasektionen kunde inte testas, men producerade ändå ”våt gas” (dvs gas rik på tyngre

kolväten som kondenseras vid trycksänkning) under den underbalanserade borrningen.

Borrningen av Jebel Aswad-2 under 2008

Under sommaren 2008 påbörjades borrningen av JAS-2 cirka 1,2 kilometer från borrhålet för JAS-1. I augusti avslutades borrningen 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 borrning 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 sydöstlig riktning från borrhålet. Testningen av JAS-2 fick dock avbrytas till följd av att en vattenförande förkastning genomborrades. En borrhög kommer att behövas för att blockera den vattenproducerande förkastningen och färdigställa hålet för produktion.

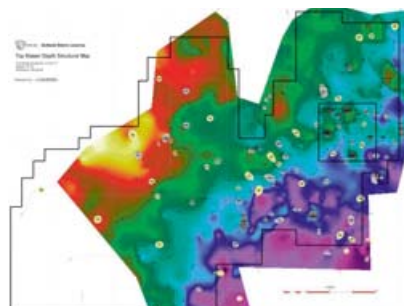
3D-seismisk studie

Under augusti och september 2008 insamlades detaljerad 3D-seismik över en 285 kvadratkilometer stor yta som täcker hela den kolväteförande Jebel Aswad-strukturen. Bearbetningen, tolkning och preliminära resultat slutfördes under första kvartalet 2009. Datan är av hög kvalitet. Strukturkartor har tagits fram och arbetet med att uppdatera Tethys egen uppskattning av de geologiska resurserna har påbörjats. Den nya 3D-seismiken visar att strukturen är mindre jämfört med vad den tidigare 2D-seismiken visade. Strukturens förslutning i dess sydöstra ände har därtill blivit något osäker. Dock bekräftar de mätningar som gjorts allra djupast i JAS-2 hålet på att kolväten finns under den osäkra förslutningen, vilket understryker strukturens komplexitet.

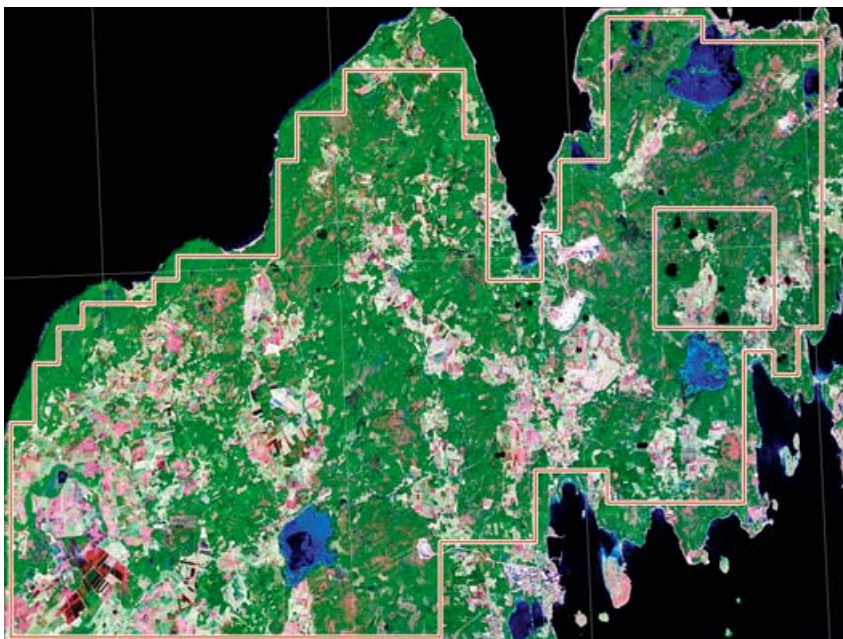


Sverige, Gotland Större

Det finns inga betydande mängder olja och naturgas i Sverige. Det finns inte ens små mängder. Men det finns ett undantag. På Gotland har det från mitten av sjuttio-talet fram till början av nittiotalet producerats omkring 700 000 fat olja. Mot bakgrund av de gynnsamma utvinningslagarna i Sverige – endast bolagsskatt föreligger – och det faktum att Gotlands olja återfinns i grunda revstrukturer, endast ett par hundra meter under marken, så kan också förhållandevis små volymer visa sig vara mycket lönsamma. Tethys är operatör med en licensandel om 100 procent.



Djupstrukturell karta



Gotland är Sveriges enda oljeregion, med en historisk produktion om knappt 700 000 fat olja. Redan på 30-talet inleddes oljepro-spekteringen på Gotland. Då borrades två hål. Olja påträffades, men inte i kommersiellt utvinningsbara mängder. Oljepro-spektering 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 bedrev 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. Gotlandsoljan 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 tio procent funnits vara oljeförande. Enligt Tethys bedömningar kan det finnas upp till en 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.

Licensarbeten

Under 2009 har seismiska linjer över licensområdet valts ut, scannats och bearbetats. En s.k. LiDAR-studie (Light detection and ranging / high resolution elevation measures) genomfördes på licensområ-

det under sommaren 2009. Informationen som inhämtats under denna studie kommer att integreras med den seismiska informationen.

Under 2008 genomförde Tethys en omfattande studie av befintlig information över licensområdet, och en detaljerad databas upprättades. Tolkning av befintlig 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. Planerna inkluderar insamling av ny geofysisk och geologisk information.

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 kostnads-effektivt 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 borrningen av Karlebo-1, hösten 2006

Fallstudier

Danmark – Karleboborrningen ur ett HSES-perspektiv

Karleboborrningen genomfördes norr om Köpenhamn i den danska by som givit sitt namn till borrningen. Borrningen inleddes under hösten 2006 med Tethys som operatör. I samband med planeringen av borrningen genomfördes en miljöstudie i syfte att klarlägga platsspecifika risker och faror. Dialogen med det lokala samhället var för Tethys viktig både före och under borrningen, och bolaget informerade kontinuerligt om utvecklingen. Öppna möten hölls innan borrutrustningen anlände. Under borrningen höll Tethys både ett informationscentrum och en utkiksplats i direkt anslutning till borrningen öppen dagligen. Intresserade kunde också följa borrningen via en webbkamera. Samordning skedde med Karlebos kyrka och lokala skolor och dagis. Trafikåtgärder vidtog 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 borrhjellen. 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 borrningen 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 borrning 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 återinträdesborrhade 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 borrningen 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 borrningen 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 i 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: 2 326 955 och 0 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 Lundin Oil 2001–2004. tFVD Vostok Oil Ltd., oktober 2002–2003. Verkställande direktör Södra Petroleum, 1998–2000. Styrelseledamot Minotaurus AB. Antal aktier i Tethys Oil: 1 398 856 och 60 271 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. Hoey har en bakgrund från corporate finance-verksamhet och energisektorn. President och ledamot i Hondo Oil & Gas Co., 1993–1998. Verkställande direktör och styrelseledamot i Atlantic Petroleum Corp. of Pennsylvania,

1985–1992. Olika exekutiva befattningar inom affärs- och investmentbanker i Saudi-arabien, England och USA med arabiska och amerikanska finansiella institutioner, 1972–1984. Medgrundare av VietNam Holding Ltd. och Ordförande i Mundoro Capital Inc. Antal aktier i Tethys Oil: 717 828 och 103 565 teckningsoptioner.¹

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 examen i Executive development vid Institute for Management Development (IMD), Lausanne, Schweiz. Ehrenblad har haft olika ledande befattningar inom Bonnier Magazine Group fram till 1984. Ehrenblad har varit en pionjär inom områden som



Jonas Lindvall, Håkan Ehrenblad, John Hoey, Vincent Hamilton, Magnus Nordin, Jan Risberg.

rör data- och Internetsäkerhet och han har även publicerat ett antal böcker. Ehrenblad är aktiv inom förlagsverksamhet och media och är även en aktiv investerare. Ehrenblad var Styrelseledamot i Tanganyika Oil Company Ltd. fram till 2008. Antal aktier i Tethys Oil: 311 336 och 0 teckningsoptioner.

Jan Risberg,

född 1964. Ledamot av Styrelsen sedan 2004 och ordförande i revisionskommittén och ersättningskommittén. Utbildning: Civilekonom, Stockholms Universitet. Risberg har en mångårig erfarenhet från den finansiella sektorn och har bland annat arbetat för Aros Securities avdelning för corporate finance, 1993–1996, på Enskilda Securities avdelning för corporate finance, 1996–2000 och som ansvarig chef på Ledstjernans Londonkontor, 2000–2002.

Risberg är idag verksam som oberoende konsult inom den finansiella sektorn.

Antal aktier i Tethys Oil: 797 092 och 41 327 teckningsoptioner.¹

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, Tulsa, Oklahoma. Fram till 1998 arbetade Lindvall på IPC/Lundin Oil, på slutet som chef för oljefältet Bukha. Anställd av Shell Petroleum i Oman, 1998–2000. Chef för Talisman Energys borravdelning i Malaysia, 2001–2004. Lindvall har erfarenhet från över 100 borrhål på fem kontinenter både onshore och offshore.

Antal aktier i Tethys Oil: 568 000 och 38 600 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, 1998–2002.

Antal aktier i Tethys Oil: 66 000 och 73 600 teckningsoptioner

Revisorer

PricewaterhouseCoopers AB



Klas Brand,
född 1956.

Auktoriserad revisor. Huvudansvarig. Bolagets revisor sedan 2001.



Johan Rippe,

född 1968. Auktoriserad revisor. Bolagets revisor sedan 2007.

¹ Dessa teckningsoptioner har utnyttjats, men aktier har per publicering av denna Årsredovisning ännu ej registrerats.

Aktieinformation

Tethys Oil AB's ("Bolaget" och tillsammans med dess dotterbolag "Koncernen" eller "Tethys Oil") 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, 2009 uppgår till SEK 4 674 849, fördelat på 28 049 091 aktier till ett kvotvärde om SEK 0,17 (SEK 0,17). Under 2009 genomförde Tethys Oil två private placements på 1 300 000 aktier och 2 000 000 aktier till svenska och internationella investerare. Under 2009 har även 769 005 teckningsoptioner utnyttjats och ett motsvarande antal aktier utfärdats.

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 2009 hade Bolaget kvarvarande bemyndigande från årsstämman att utfärda 500 000 aktier fram till och med nästa årsstämma.

Under 2010 har Tethys Oil utnyttjat det återstående bemyndigandet från senaste årsstämman och emitterat 500 000 aktier. Vidare har 1 144 451 teckningsoptioner utnyttjats under 2010 och ett motsvarande antal aktier har emitterats. Aktiekapitalet vid publiceringen av denna Årsredovisning uppgår därför till SEK 4 948 924 och antalet utestående aktier uppgår vid publicering av denna Årsredovisning till 29 693 542.

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. Vid publicering av denna Årsredovisning uppgår antalet utestående teckningsoptioner till 2 880 393.

Det genomsnittliga aktiepriset har under 2009 överstigit teckningskursen. Antalet fullt utspädda aktier per 31 december 2009 uppgår därför till 32 073 935. Antalet fullt utspädda aktier vid publiceringen av denna Årsredovisning, dvs inklusive de 500 000 aktier från private placements som utförts under mars 2010, uppgår till 32 573 935.

Aktiedata

Aktiekapitalet i Moderbolaget har sedan starten i september 2001 fram till publiceringen av denna Årsredovisning utvecklats enligt nedanstående tabell:

År	Aktiekapitalets utveckling	Kvotvärde, SEK	Förändring i antalet aktier	Totalt antal aktier	Förändring av aktiekapitalet, SEK	Totalt aktiekapital, SEK
2001	Bolagets bildande	100,00	1 000	1 000	100 000	100 000
2001	Nyemission	100,00	4 000	5 000	400 000	500 000
2001	Aktiesplit 100:1	1,00	495 000	500 000	-	500 000
2003	Nyemission	1,00	250 000	750 000	250 000	750 000
2004	Aktiesplit 2:1	0,50	750 000	1 500 000	-	750 000
2004	Nyemission	0,50	2 884 800	4 384 800	1 442 400	2 192 400
2006	Nyemission	0,50	400 000	4 784 800	200 000	2 392 400
2006	Apportemission	0,50	876 960	5 661 760	438 480	2 830 880
2006	Nyemission	0,50	80 000	5 741 760	40 000	2 870 880
2007	Nyemission	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	Nyemission	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	0,17	12 785 524	19 178 286	-	-
2008	Nyemission	0,17	4 800 000	23 978 286	800 000	3 996 381
2008	Utnyttjande teckningsoption	0,17	1 800	23 980 086	300	3 996 681
2009	Nyemission	0,17	1 300 000	25 280 086	216 667	4 213 348
2009	Nyemission	0,17	2 000 000	27 280 086	333 333	4 546 618
2009	Utnyttjande teckningsoption	0,17	176 186	27 456 272	29 364	4 576 045
2009	Utnyttjande teckningsoption	0,17	592 819	28 049 091	98 803	4 674 849
2010	Utnyttjande teckningsoption	0,17	252 080	28 301 171	42 013	4 716 862
2010	Utnyttjande teckningsoption	0,17	137 429	28 438 600	22 905	4 739 767
2010	Utnyttjande teckningsoption	0,17	754 942	29 193 542	125 824	4 865 590
2010	Nyemission	0,17	250 000	29 443 542	41 667	4 907 257
2010	Nyemission	0,17	250 000	29 693 542	41 667	4 948 924

Utdelningspolitik

Tethys Oil har, sedan grundandet av bolaget, inte betalat några utdelningar. Framtida utdelningar beror på det finansiella 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 2010.¹

Aktieägare per 31 mars 2010	Antal aktier	Kapital och röster, %
SIX Sis AG	5 557 413	19,04%
MZ Investments	2 708 420	9,28%
BNP Paribas (Suisse) S.A.	2 372 522	8,13%
Vincent Hamilton ²	2 326 955	7,97%
Bk Julius Baer und Co.	1 523 844	5,22%
Magnus Nordin ³	1 398 856	4,79%
Lorito Holdings Ltd.	1 055 594	3,62%
Jan Risberg	797 092	2,73%
John Hoey ²	717 828	2,46%
Pictet & Cie	645 406	2,21%
Jonas Lindvall ²	568 000	1,95%
Jean-Marie Lattès	550 000	1,88%
SEB Private Bank S.A.	460 501	1,58%
Cogeval S.A.	400 000	1,37%
Avanza Pension	394 952	1,35%
Grebbehult Holding AB	339 000	1,16%
Nordnet Pensionsförsäkringar AB	330 912	1,13%
Svenska Handelsbanken S.A.	321 700	1,10%
Håkan Ehrenblad	311 336	1,07%
SEB Copenhagen	291 000	1,00%
Delsomma, 20 största aktieägare	23 071 331	79,03%
Övriga, omkring 1 380 aktieägare	6 122 211	20,97%
TOTALT	29 193 542	100,00%

Källa: Euroclear Sweden AB och Tethys Oil AB

Fördelning av aktieinnehav

Fördelning av aktieinnehav i Tethys Oil per den 31 mars 2010.¹

Storleksklasser per den 31 mars 2010	Antal aktier	Andel av antal aktier, %	Antal aktieägare	Andel av antal aktieägare, %
1 – 1 500	518 035	1,77%	945	67,60%
1 501 – 30 000	2 536 879	8,69%	401	28,68%
30 001 – 150 000	2 289 683	7,84%	33	2,36%
150 001 – 300 000	704 743	2,41%	3	0,21%
300 001 –	23 144 202	79,28%	16	1,14%
Totalt	29 193 542	100,00%	1 398	100,00

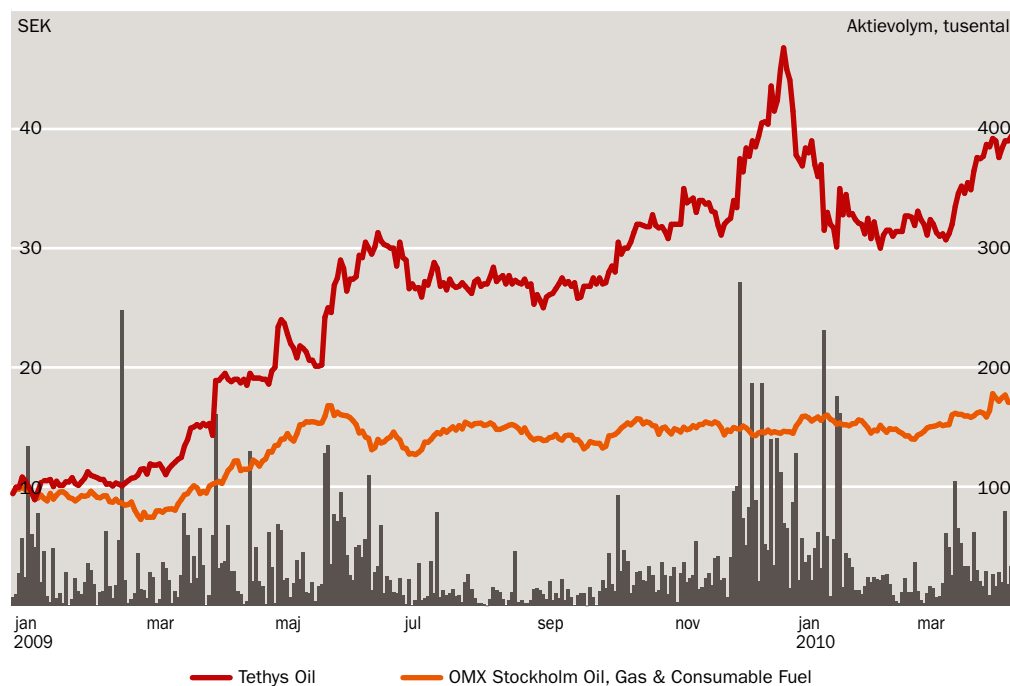
Källa: Euroclear Sweden AB och Tethys Oil AB

¹ Inkluderar inte de 500 000 aktierna från de två nyemissionerna som ägt rum under 2010.

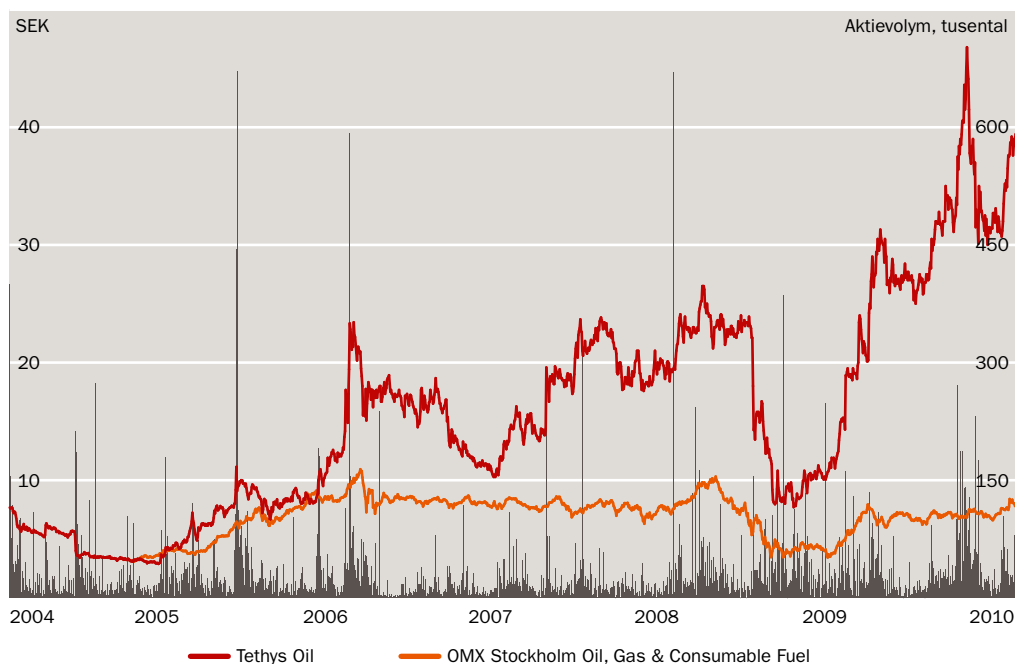
² Genom bolag

³ Inklusivt 60 000 aktier utlånade till HQ Bank AB

Aktieprisutveckling och omsättning januari 2009 – april 2010



Aktieprisutveckling och omsättning sedan handelsstart 6 april 2004



Aktiestatistik 2009

Aktierna i Tethys Oil handlas på First North i Stockholm.

Ticker	TETY
Årshögsta	49,30 (22 december 2009)
Årslägsta	8,90 (14 januari 2009)
Genomsnittlig omsättning per dag (aktier)	32 000
Periodens omsättning (aktier)	8 024 038
Periodens omsättning/utestående aktier	29%

Källa: First North

Nyckeltal

Koncernen	2009	2008	2007	2006	2005
Resultat- och balansposter					
Bruttomarginal, TSEK	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Rörelseresultat, TSEK	-28 985	-31 748	-23 533	-30 976	-14 998
Rörelsemarginal, %	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Resultat efter finansiella poster, TSEK	-42 446	-16 395	-24 704	-29 802	-14 368
Årets resultat, TSEK	-42 503	-16 426	-24 721	-29 802	-14 368
Nettomarginal, %	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Eget kapital, TSEK	202 770	177 077	103 196	95 230	52 375
Balansomslutning, TSEK	222 680	179 909	105 586	118 983	54 833
Kapitalstruktur					
Soliditet, %	91,06%	98,43%	97,74%	80,04%	95,52%
Skuldsättningsgrad, %	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Andel riskbärande kapital, %	91,06%	98,43%	97,74%	80,04%	95,52%
Räntetäckningsgrad, %	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Investeringar, TSEK	81 681	72 512	51 765	35 207	6 491
Lönsamhet					
Räntabilitet på eget kapital, %	neg.	neg.	neg.	neg.	neg.
Räntabilitet på sysselsatt kapital, %	neg.	neg.	neg.	neg.	neg.
Anställda					
Genomsnittligt antal anställda	10	10	9	5	4
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	28 049	23 980	19 179	17 226	13 155
Eget kapital per aktie, SEK	7,23	7,38	5,38	5,53	3,98
Vägt genomsnittligt antal aktier under året, tusental	26 274	22 669	17 592	15 330	13 155
Resultat per aktie, SEK	-1,62	-0,72	-1,41	-1,94	-1,09

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	2009	2008	2007	2006	2005
Resultat- och balansposter					
Bruttomarginal, TSEK	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Rörelseresultat, TSEK	-5 366	-6 853	-3 996	-4 488	-3 786
Rörelsemarginal, %	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Resultat efter finansiella poster, TSEK	-30 327	-12 389	-22 558	-28 178	-12 391
Årets resultat, TSEK	-30 327	-12 389	-22 558	-28 178	-12 391
Nettomarginal, %	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Eget kapital, TSEK	226 005	187 035	113 197	100 945	56 444
Balansomslutning, TSEK	226 800	188 409	115 179	121 232	58 982
Kapitalstruktur					
Soliditet, %	99,65%	99,27%	98,28%	83,27%	95,70%
Skuldsättningsgrad, %	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Andel riskbärande kapital, %	99,65%	99,27%	98,28%	83,27%	95,70%
Räntetäckningsgrad, %	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Investeringar, TSEK	62 999	82 755	21 887	59 096	5 874
Lönsamhet					
Räntabilitet på eget kapital, %	neg.	neg.	neg.	neg.	neg.
Räntabilitet på sysselsatt kapital, %	neg.	neg.	neg.	neg.	neg.
Anställda					
Genomsnittligt antal anställda	6	5	5	4	4
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	28 049	23 980	19 179	17 226	13 155
Eget kapital per aktie, SEK	8,06	7,80	5,90	5,53	4,29
Vägt genomsnittligt antal aktier under året, tusental	26 274	22 669	17 592	15 330	13 155
Resultat per aktie, SEK	-1,15	-0,55	-1,28	-1,84	-0,94

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.

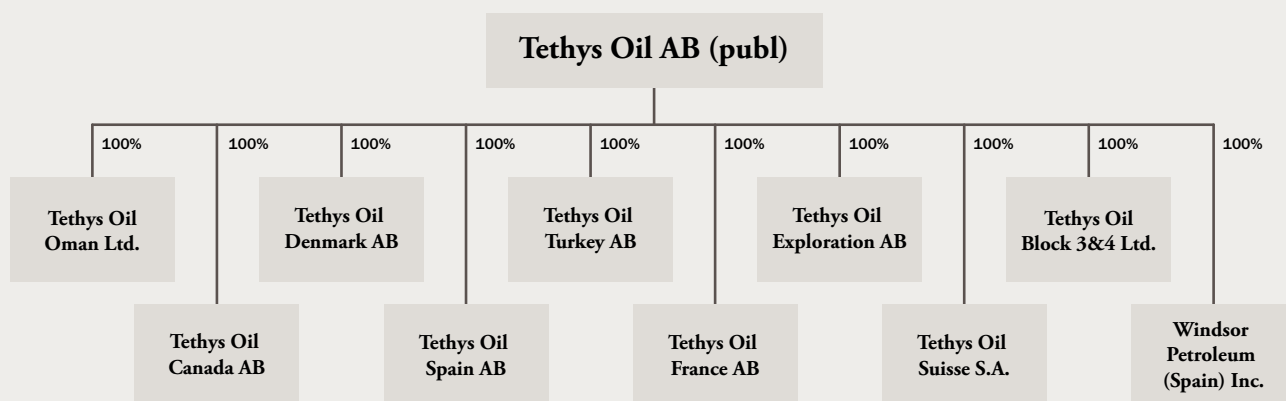
Resultat per aktie

Årets resultat dividerat med vägt genomsnittligt antal aktier.

N.a

Ej tillämpligt (not applicable)

Förvaltningsberättelse



Verksamhet

Tethys Oil AB (publ) ("Bolaget") är ett svenskt bolag, som tillsammans med dotterbolag (tillsammans "Koncernen" eller "Tethys Oil") är 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 2009 hade Tethys Oil andelar i licenser i Oman, Frankrike och Sverige.

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 Energy Development ("CCED") 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 kartlades utifrån 2D-seismik och omfattar en yta om cirka 225 kvadratkilometer. Två prospekteringsborrningar

Land	Licens-/projektnamn	Tethys Oil, %	Total area, km ²	Partners (operatör i fetstil)	Bokfört värde 31 dec 2009	Bokfört värde 31 dec 2008
Oman	Block 15	40%	1 389	Tethys Oil , Odin Energi	99 064	98 729
Oman	Block 3,4	50%	33 125	CCED , Tethys Oil	101 615	34 867
Frankrike	Attila	40%	1 986	Galli Coz , Tethys Oil	3 628	3 589
Marocko	Bouanane				–	1 858
Turkiet	Ispandika				–	1 289
Sverige	Gotland Större	100%	540	Tethys Oil	1 142	429
Nya områden					174	52
Totalt			37 040		205 623	140 811

utfördes, 1994 och 1997. En av borrhningarna, 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 borrhningen 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 borrhningen av Jebel Aswad-2 (JAS-2) på Block 15 onshore Oman. JAS-2 är belägen cirka 1,2 kilometer från borrhplatsen för JAS-1. Den 20 augusti 2008 avslutades borrhningen 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 borrhplatsen. Testningen av JAS-2 fick dock avbrytas till följd av att en vattenförande förkastning genomborrats nära slutet på borrhålet. En borrhigg kommer att behövas för att kunna blockera den vattenproducerande förkastningen och slutföra hålet för produktion.

Under augusti och september 2008 insamlades detaljerad 3D-seismik 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.

Bearbetningen, tolkning och preliminära resultat från den 285 kvadratkilometer stora 3D-seismikstudien över hela den kolväteförande Jebel Aswad-strukturen slutfördes under första kvartalet 2009. Datan är av hög kvalitet. Strukturkartor har tagits fram och arbetet med att uppdatera Tethys egen uppskattning av de geologiska resurserna har påbörjats. Den nya 3D-seismiken visar att strukturen är mindre jämfört med vad den tidigare 2D-seismiken visade. Strukturens förslutning i dess sydöstra ände har därtill blivit något osäker. Dock bekräftar de mätningar som gjorts allra djupast i JAS-2 hålet på att kolväten finns under den osäkra förslutningen, vilket understryker strukturens komplexitet. 3D-seismikstudien och de nya strukturkartorna resulterade i att ytterligare seismikbearbetning påbörjades under juli i syfte att kartlägga porositeten i Natih-kalkstenen. De preliminära resultaten indikerar att denna utökade seismikstudie kan vara

framgångsrik, vilket skulle ge ytterligare information om var producerbara kolväten och strukturella förslutningar finns. När denna bearbetning är färdigställd bör det vara möjligt att med större säkerhet uppdatera och bestämma storleken på de geologiska resurserna i Jebel Aswad.

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. Under 2009 utfördes två borrhningar Farha South-3 (FS-3) och Saiwan East-2 (SE-2).

Farha South-3 borrades under första kvartalet 2009 och syftade till att utvärdera oljefyndet på Farha South-strukturen. Borrhmålet var sandstenarna i Lower Al Bashir-formationen, vilka ligger på ett djup om cirka 1 900 meter. FS-3 borrades till ett vertikalt djup av 1 857 meter. Borrhålets totala längd uppgår till 2 723 meter. De två huvudsakliga sandstenslagren (de som producerade olja i borrhålet Farha South-1 (FS-1) genomborrades både i det vertikala pilothålet 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. Under borrhningen av FS-3 gavs oljeindikationer i den potentiellt oljeförande ytligare belägna sandstenen Barik. Dess indikationer liknade de i den djupare belägna sandsten Lower Al Bashir. Barikreservoaren varken produktionstestades eller loggades i samband med borrhningen.

Borrhningen av Saiwan East-2 fortsatte, och på ett djup om 1 600 meter påträffades en reservoar som tidigare inte hade borrats. Khufai, en 30 meter oljeförande kalkstensreservoar, produktionstestades med borrhningen på plats och flödade 280 fat olja per dag genom en 9,5 mm ventil (24/64 tum). Denna lättare olja håller en densitet om 33 grader API. Inget vatten producerades vid testet och oljan har mycket litet gasinnehåll (mycket låg gas till oljekvot GOR). Instrument för mätning av trycket installerades i botten på reservoaren, vilka avlästes i juli. Den preliminära analysen tyder på att Khufai-lagret skadats av den tunga borrhvåtska som använts vid borrhningen och därigenom drabbats av s.k. "skin damage (+20)" (skada i form av permabilitetsreducering runt borrhålet). Produktionstester av zonerna med tung olja sköts upp tills mer information inhämtats från de tre borrhkärnor som tagits från de mest lovande intervallerna med tung olja.

Ett flertal produktionstester utfördes under den senare delen av 2009 och i början av 2010. Av särskilt intresse var Barikfyndigheten i FS-3-borringen. Vid test flödade Bariklagret 1 010 fat per dag med hjälp av pump. Oljan håller mycket hög kvalitet, med en densitet om 42 grader API. Under december och januari utfördes ett flertal produktionstest av tungoljefyndigheterna. Inga flöden kunde uppmätas, även om oljan tycks vara rörlig i vissa sektioner. Oljepröver togs och kommer att analyseras för att vägleda det fortsatta arbetet.

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.

Indikationer under prospekteringsborringen hösten 2007 av Pierre Maubeuge-2 (PLM-2) på Attilalicensen i Frankrike visade på naturgas. Hålet loggades och naturgasindikationerna bekräftades. Under 2008 färdigställdes hålet och produktionstester utfördes. Resultatet visade att PLM-2 under rådande omständigheter inte är kommersiellt.

Sverige

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

Under 2009 har seismiska linjer över licensområdet valts ut, scannats och bearbetats. En s.k. LiDAR-studie (Light detection and ranging/high resolution elevation measures) genomfördes på licensområdet under sommaren 2009. Informationen som inhämtats under denna studie kommer att integreras med den seismiska informationen. Under 2008 genomförde Tethys en omfattande studie av befintlig information över licensområdet, och en detaljerad databas har upprättats. Tolkning av befintlig 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. Planerna inkluderar insamling av ny geofysisk och geologisk information.

Marocko, Spanien och Turkiet

Ett beslut har tagits att ytterligare fokusera på verksamheten i Oman. Det innebär också att verksamheten i andra områden kommer – åtminstone tillfälligt – att minska. Som ett resultat av detta har Tethys

beslutat att lämna bolagets licenser i Marocko, Spanien och Turkiet.

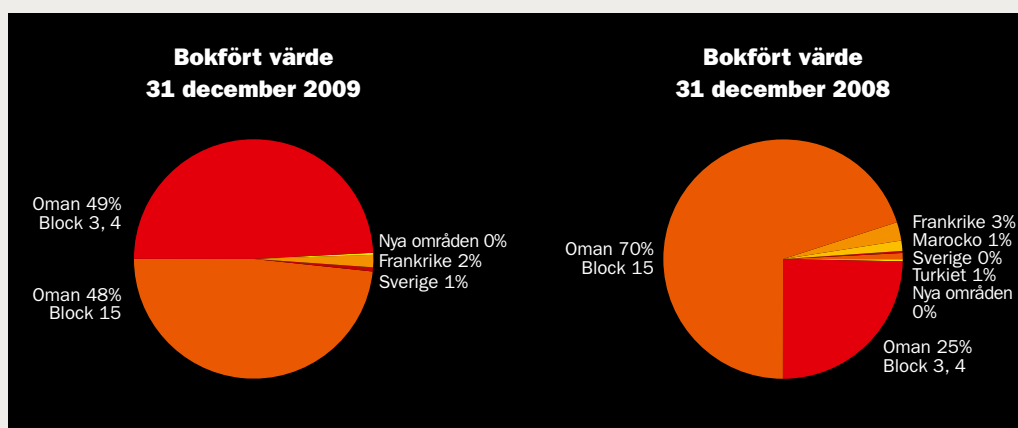
Väsentliga avtal och åtaganden

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 och Sverige. 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 uppfyllt sina åtaganden i Oman för Block 15 för gällande period, men har kvar sina åtaganden i Oman genom EPSA för Block 3 och 4. Dessa åtaganden uppgår till MUSD 3,5. 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, finansiell ställning och kassaflöde

De konsoliderade finansiella räkenskaperna för Tethys Oil-koncernen (Tethys Oil), där Tethys Oil AB (publ) med organisationsnummer 556615-8266 är moderbolag, presenteras härmed för tolv månadersperioden som avslutades den 31 december 2009. Belopp som avser jämförelseperiod (motsvarande period föregående år) presenteras inom parantes 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 2009 om TSEK -42 503 (TSEK -16 426 för motsvarande period föregående år), vilket motsvarar ett resultat per aktie om SEK -1,62 (SEK -0,72) för helåret. Resultatet för helåret 2009 har i betydande utsträckning påverkats av valutakursförluster. Koncernens valutakurspåverkan uppgår till TSEK -13 528 under helåret 2009, som nästan uteslutande härrör till den svagare amerikanska dollarn i jämförelse med den svenska kronan. Bakgrunden är att huvuddelen av Tethys Oil ABs fordringar avser lånefinansiering av tillgångarna Block 15 och Block 3 och 4 i Oman, vilka ägs genom två utländska dotterbolag vilka finansieras genom koncernlån från Moderbolaget. Valutan för dessa lån är amerikanska dollar. Omräkningsdifferenserna som uppstår mellan Moderbolaget och dotterbolagen är inte kassaflödespåverkande. Valutakursförlusterna är en del av resultatet från finansiella investeringar som uppgick till TSEK -13 461 för helåret 2009. Vid sidan av valutakursförlusterna består resultatet från de finansiella investeringarna av erhållen ränta och avkastning på övriga kortfristiga placeringar som tillsammans uppgick till TSEK 66 för helåret 2009.

Nedskrivningar om TSEK 15 872 har påverkat resultatet negativt för helåret 2009. Nedskrivningarna avser tidigare investeringar på Bouananelicensen i

Marocko och Ispandikalicensen i Turkiet. Nedskrivningen av Bouananeprojektet sker mot bakgrund av prospekteringsborringen Taffejart-1 som Tethys Oil deltog i och som inte påvisade kommersiella kvantiteter naturgas. Nedskrivningen avseende Ispandikapjektet i Turkiet sker mot bakgrund av den ökade fokuseringen på Oman varför Tethys Oil beslutat att inte fortsätta med licensen varvid licensen förföll under första kvartalet 2009. Kassaflöde från verksamheten före förändringar i rörelsekapital för helåret 2009 uppgick till TSEK -12 856 (TSEK -9 195).

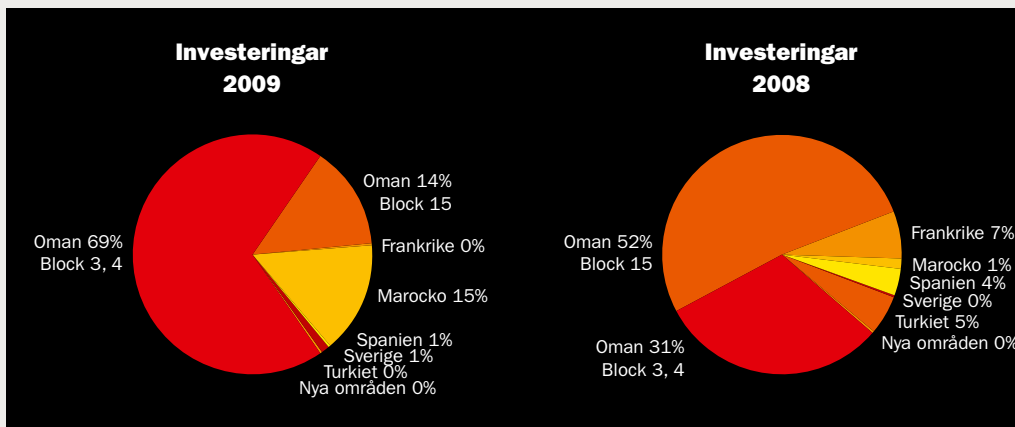
Det har inte förekommit någon försäljning eller produktion av olja och gas under tolv månadersperioden som avslutades den 31 december 2009. Följaktligen har det inte skett någon avskrivning av olje- och gastillgångar.

Övriga intäkter, administrationskostnader

Administrationskostnader inklusive avskrivningar uppgick till TSEK -15 343 (TSEK -13 818) för helåret 2009. Avskrivningar uppgick till TSEK 284 (TSEK 186) för helåret som avslutades den 31 december 2009. Administrationskostnaderna ligger i linje med föregående år och består huvudsakligen av löner, hyror, noteringsrelaterade kostnader och konsultationer. Dessa kostnader är företagsrelaterade och kapitaliseras följaktligen inte. Avskrivningarna och nedskrivningarna är hänförliga inventarier. Delar av administrationskostnaderna i Tethys Oil Oman Ltd. vidarefaktureras det joint venture som bolaget ingår i Block 15 i Oman, där utgifterna kapitaliseras och kan, i enlighet med Produktionsdelningsavtalet återvinnas. Det ovannämnda 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 de fall Tethys Oil är operatör finansieras dessa av partners. I Koncernens resultaträkning elimineras dessa interna transaktioner.

Förändringar av olje- och gastillgångar

Tethys Oil har intresseandelar i licenser i Oman, Frankrike och Sverige. Oman står för större delen av det bokförda värdet av olje- och gastillgångar, 98 pro-



cent per den 31 december 2009, vilket kan jämföras med 95 procent 31 december 2008.

Olje- och gastillgångar uppgick per den 31 december 2009 till TSEK 205 623 (TSEK 140 811). Investeringar i olje- och gastillgångar uppgick under helåret 2009 till TSEK 81 480 (TSEK 71 506).

Investeringar i olje- och gastillgångar rörande Block 15 i Oman om TSEK 11 480 avser huvudsakligen färdigställandet och tolkningen av 3D-seismikundersökningen som genomfördes under den senare delen av 2008 och början av 2009. Investeringar avseende Block 3 och 4 i Oman uppgick under perioden till TSEK 56 401 och representerar den största delen av olje- och gasinvesteringarna under helåret 2009. Investeringarna på Block 3 och 4 avser Tethys Oils del av borrhningarna Farha South-3 (FS-3) och Saiwan East-2 (SE-2). I april 2009 meddelade Tethys Oil att FS-3 flödade 754 fat olja per dag vid produktionstest. Vidare visade SE-2 på förekomsten av tjockolja och lättolja, varav den senare flödade 280 fat olja per dag vid produktionstest. Under det sista kvartalet 2009 genomförde Tethys Oil och partner ett flertal produktionstester i borrhålen FS-3 och SE-2.

I Marocko har Tethys Oil beslutat att skriva ned samtliga tidigare nedlagda investeringar avseende Bouananelicensen. Nedskrivningen uppgår till TSEK 14 076.

Investeringar i övriga licensområden har under helåret 2009 uppgått till TSEK 1 380 och har huvudsakligen avsett licensadministration och geologiskt arbete på Gotland. I bokfört värde av olje- och gastillgångar ingår valutakursförändringar om TSEK -16 123 under tolv månadersperioden, vilka inte är kassaflödespåverkande och därför inte ingår i investeringar. Vidare ingår i det bokförda värdet ej kassaflödespåverkande poster om TSEK 15 327. För ytterligare information se *Periodens resultat och försäljning* ovan.

Likviditet och finansiering

Kassa och bank per den 31 december 2009 uppgick till TSEK 13 620 (TSEK 29 886).

Tethys Oil har uteslutande förlitat sig på eget kapitalfinansiering sedan Bolaget bildades under 2001. Bolagets kapitalbehov har tillfredsställts med nyemissioner; företrädesemissioner eller riktade emissioner. Bolaget har utvecklat en policy att ordna finansieringen när den behövs, vilket skapar en låg likviditetsnivå. I takt med att projekt utvecklas till att kräva ytterligare investeringar har Tethys Oil sökt finansiering från internationella såväl som svenska kapitalmarknader. Tethys Oil finansiering har därvid utvecklats sida vid sida med projekten.

Med stöd av bemyndigande från årsstämman 8 maj 2008 beslutade Styrelsen att genomföra en nyemission om 1 300 000 aktier genom en private placement. Emissionen genomfördes till kurs SEK 10 per aktie, vilket låg i linje med rådande börskurs vid tillfället. Emissionslikviden uppgick till TSEK 13 000 före emissionskostnader. Aktierna från nyemissionen registrerades den 10 mars 2009 och totalt antal aktier efter emissionen uppgick till 25 280 086.

Med stöd av bemyndigande för årsstämman 20 maj 2009 beslutade Styrelsen att genomföra nyemission om 2 000 000 aktier genom en private placement. Emissionen genomfördes till kurs SEK 20 per aktie, vilket låg i linje med rådande börskurs vid tillfället. Emissionslikviden uppgick till TSEK 40 000 före emissionskostnader. Aktierna från nyemissionen registrerades den 26 juni 2009 och totalt antal aktier efter emissionen uppgick till 27 280 086.

I juli erhöll Tethys Oil likvid om TSEK 4 052 från utnyttjande av 176 186 teckningsoptioner, vilket ökade antalet aktier till 27 456 272. I oktober, erhöll Tethys Oil likvid om TSEK 13 635 från utnyttjande av 592 819 teckningsoptioner, vilket ökade antalet aktier till 28 049 091.

Kortfristiga fordringar

Kortfristiga fordringar uppgick till TSEK 1 810 (TSEK 7 239) per den 31 december 2009. Minskningen av kortfristiga fordringar härrör från minskade fordringar på partner i Block 15 jämfört med 31 december 2008.

Kortfristiga skulder

Kortfristiga skulder per den 31 december 2009 uppgick till TSEK 19 911 (TSEK 2 832), av vilka TSEK 1 080 (TSEK 1 358) är hänförliga till leverantörsskulder, TSEK 18 448 (TSEK 385) är hänförliga till övriga kortfristiga skulder och TSEK 383 (TSEK 1 088) är hänförliga till upplupna kostnader. Den höga nivån på kortfristiga skulder jämfört med föregående år är hänförlig till Block 3 och 4 i Oman och Tethys Oils andel av nedlagda kostnader.

Moderbolaget

Moderbolaget redovisar ett resultat om TSEK -30 327 (TSEK 12 389) för helåret 2009. Administrationskostnaderna inklusive avskrivningar uppgick till TSEK -7 934 (TSEK -8 503) för helåret 2009. Resultat från finansiella investeringar uppgick till TSEK -24 961 (TSEK -5 536) under helåret 2009. Nedskrivningar av aktier i dotterbolag ingår i resultat från finansiella investeringar. Den svagare amerikanska dollarn har haft negativ inverkan på resultatet från finansiella investeringar. Dessa valutakursvinster avser omräkningsdifferenser och är ej kassaflödespåverkande. Investeringar uppgick under 2009 till TSEK 98 400 (TSEK 59 961). Investeringarna är huvudsakligen lån till dotterbolag för deras respektive olje- och gasverksamhet. Den omsättning som finns i Moderbolaget är relaterad till fakturering av tjänster till dotterbolagen.

Väsentliga händelser efter räkenskapsårets utgång

Tethys Oil har i januari 2010, efter räkenskapsårets utgång, meddelat produktionstester från Bariklagret i Farha South-3 borrhningen. Vid test producerades 1 010 fat olja per dag med hjälp av pump (ESP).

Under 2010 har Tethys Oil utnyttjat det återstående bemyndigandet från senaste Årsstämman och emitterat 500 000 aktier, genom två private placements. Dessa placements utfördes till marknadsmässiga priser som gällde vid tillfällena, SEK 30,75 och SEK 33,75. Vidare har 1 144 451 teckningsoptioner utnyttjats under 2010 och ett motsvarande antal aktier har emitterats. Aktiekapitalet vid publiceringen av denna Årsredovisning uppgår därför till SEK 4 948 924 och antalet utestående aktier uppgår vid publicering av denna Årsredovisning till 29 693 542. Vid publicering av denna Årsredovisning uppgick antalet utestående teckningsoptioner till 2 880 393. De två private placements som utfördes inbringade MSEK 42 före emissionskostnader.

Finansiella derivatinstrument

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

Styrelse och ledning

Vid årsstämman den 20 maj 2009 återvaldes Håkan Ehrenblad, Vincent Hamilton, John Hoey, Jonas Lindvall, Magnus Nordin och Jan Risberg

till Styrelsemedlemmar. Inga suppleanter valdes. Vid samma stämma utsågs Vincent Hamilton till Styrelseordförande.

Styrelsearbetet följer etablerade rutiner som fördelar arbetet mellan Styrelsen och Verksställande direktören. Arbetsordningen utvärderas årligen och skrivs om, om det bedöms behövt. Styrelsen hade elva möten under 2009. Bland viktiga beslut märks förvärvet av den omanska verksamheten, antagande av kvartalsrapporter samt beslut om budgeten för 2010.

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 fem möten under 2009. 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 Ltd., Tethys Oil Block 3&4 Ltd., Windsor Petroleum (Spain) Inc., Tethys Oil Denmark AB, Tethys Oil Canada AB, Tethys Oil Spain AB, Tethys Oil Turkey AB, Tethys Oil France AB, Tethys Oil Suisse S.A. och Tethys Oil Exploration AB är en del av Koncernen. Koncernen Tethys Oil bildades den 1 oktober 2003.

Aktiedata

Per den 31 december 2009 uppgick det totala antalet aktier i Tethys Oil till 28 049 091 (23 980 086), med ett kvotvärde om SEK 0,17 (SEK 0,17). Alla aktier representerar en röst. Tethys Oil har inget incitamentsprogram för anställda.

Per den 1 januari 2009 uppgick antalet aktier i Tethys Oil till 23 980 086. Tethys Oil genomförde en private placement under första kvartalet 2009 vilket ökade antalet aktier med 1 300 000 till 25 280 086. Aktierna från nyemissionen är inkluderade från registreringsdatumet 10 mars 2009. I juni 2009 genomförde Tethys Oil en andra nyemission om 2 000 000 aktier, vilket ökade antalet aktier till 27 280 086. I juli 2009 utnyttjades 176 186 teckningsoptioner och följaktligen nyemitterade Tethys Oil motsvarande antal aktier. Emissionslikviden uppgick till TSEK 4 052 före emissionskostnader. Aktierna registrerades 10 juli 2009 och det totala antalet aktier uppgick därefter till 27 456 272. I oktober 2009 utnyttjades 592 819 teckningsoptioner och ett motsvarande antal aktier nyemitterades. Tethys Oil erhöll en emissionslikvid om TSEK 13 635 och antalet aktier uppgick därefter till 28 049 091.

Antalet teckningsoptioner från företrädesemissionen 2008 uppgår per 31 december 2009 till 4 024 844

med en teckningskurs om SEK 23 där varje teckningsoption berättigar till en aktie. Teckningsoptionerna kan utnyttjas kontinuerligt fram till och med 30 juni 2010. Den genomsnittliga aktiekursen var under 2009 över teckningskursen. Antalet aktier efter full utspädning uppgår därför till 32 073 935.

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 150 259, varav årets förlust TSEK -30 327, överförs i ny räkning.

Resultatet för Koncernens och Moderbolagets verksamhet samt dess finansiella ställning vid räkenskapsårets slut framgår av efterföljande resultat- och balansräkningar, kassaflödesanalyser samt tillhörande noter. Balans- och resultaträkningar kommer att fastställas vid ordinarie bolagsstämma den 19 maj 2010.

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 28 april 2010

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 28 april 2010.

PricewaterhouseCoopers AB

Klas Brand
Auktoriserad revisor
Huvudansvarig

Johan Rippe
Auktoriserad revisor

Koncernens rapport över totalresultat

TSEK	Not	2009	2008
Försäljning av olja och gas		–	–
Avskrivning av olje- och gastillgångar		–	–
Nedskrivning av olje- och gastillgångar	4	-15 872	-21 088
Övriga intäkter		2 287	3 450
Övriga förluster, netto	5	-56	-293
Administrationskostnader	6–8	-15 343	-13 818
Rörelseresultat		-28 985	-31 748
Finansiella intäkter och liknande resultatposter	9	2 234	15 565
Finansiella kostnader och liknande resultatposter	10	-15 696	-212
Summa resultat från finansiella investeringar		-13 461	15 353
Resultat före skatt		-42 446	-16 395
Inkomstskatt	11	-57	-30
Årets resultat		-42 503	-16 426
Övrigt totalresultat			
Valutaomräkningsdifferens		-1 103	4 079
Övrigt totalresultat för året		-1 103	4 079
Årets totalresultat		-43 607	-12 347
Antalet utestående aktier	14	28 049 091	23 980 086
Antalet utestående aktier (efter utspädning)	14	32 073 935	23 980 086
Vägt genomsnittligt antal aktier	14	26 274 023	22 668 770
Resultat per aktie, SEK	14	-1,62	-0,72
Resultat per aktie (efter utspädning), SEK	14	-1,33	-0,72

Koncernens balansräkning

TSEK	Not	31 dec 2009	31 dec 2008
TILLGÅNGAR			
Anläggningstillgångar			
Olje- och gastillgångar	4	205 623	140 811
Inventarier	12	1 045	1 128
Summa anläggningstillgångar		206 668	141 940
Omsättningstillgångar			
Övriga fordringar	13	1 810	7 239
Förutbetalda kostnader		583	843
Övriga kortfristiga placeringar		–	9 283
Kassa och bank		13 620	20 603
Summa omsättningstillgångar		16 011	37 969
SUMMA TILLGÅNGAR		222 680	179 909
EGET KAPITAL OCH SKULDER			
Eget kapital			
Aktiekapital	14	4 675	3 997
Övrigt tillskjutet kapital		331 601	262 982
Övriga reserver		794	1 897
Balanserad förlust		-134 300	-91 799
Summa eget kapital		202 770	177 077
Ej räntebärande kortfristiga skulder			
Leverantörsskulder		1 080	1 358
Övriga kortfristiga skulder		18 448	385
Upplupna kostnader		383	1 088
Summa ej räntebärande kortfristiga skulder		19 911	2 832
SUMMA EGET KAPITAL OCH SKULDER		222 680	179 909
Ställda säkerheter	16	500	500
Ansvarsförbindelser	17	25 804	43 230

Koncernens förändringar i eget kapital

TSEK	Aktie- kapital	Övrigt till- skjutet kapital	Övriga reserver	Balanserad förlust	Summa eget kapital
Ingående balans 1 januari 2008	3 196	177 555	-2 182	-75 374	103 196
Årets totalresultat 2008	-	-	4 079	-16 425	-12 347
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
Ingående balans 1 januari 2009	3 997	262 982	-1 897	-91 799	177 077
Årets totalresultat 2009	-	-	-1 103	-42 505	-43 607
Riktad emission februari	217	12 783	-	-	13 000
Emissionskostnad	-	-83	-	-	-83
Riktad emission juni	333	39 667	-	-	40 000
Emissionskostnader teckningsoptioner	-	-1 307	-	-	-1 307
Tecknade optioner juli	29	4 023	-	-	4 052
Tecknade optioner oktober	99	13 536	-	-	13 635
Utgående balans 31 december 2009	4 675	331 601	794	-134 300	202 770

Koncernens kassaflödesanalys

TSEK	Not	2009	2008
Kassaflöde från den löpande verksamheten			
Rörelseresultat		-28 985	-31 748
Finansiella intäkter och liknande resultatposter		67	1 233
Finansiella kostnader och liknande resultatposter		-5	-1
Inkomstskatt		-57	-30
Justering för nedskrivning av olje- och gästtillgångar	4	15 872	21 088
Justering för avskrivningar och andra ej kassaflödespåverkande poster		251	263
Kassaflöde använt i den löpande verksamheten före förändringar i rörelsekapital		-12 856	-9 195
Minskning/ökning av fordringar		5 691	-4 646
Ökning av skulder		1 752	442
Kassaflöde använt i den löpande verksamheten		-5 413	-13 399
Investeringsverksamheter			
Investeringar i olje- och gästtillgångar	4	-81 480	-71 506
Investeringar i övriga materiella anläggningstillgångar	12	-201	-1 007
Kassaflöde använt i investeringsverksamheter		-81 681	-72 512
Finansieringsverksamheter			
Nyemissioner efter avdrag för emissionskostnader		69 297	98 884
Avkastning på övriga kortfristiga placeringar		4	417
Kassaflöde från finansieringsverksamheter		69 301	99 301
Årets kassaflöde		-17 793	13 390
Likvida medel vid periodens början *		29 886	12 252
Valutakursvinster/-förluster på likvida medel		1 524	4 245
Likvida medel vid periodens slut *		13 620	29 886

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

Moderbolagets resultaträkning

TSEK	Not	2009	2008
Försäljning av olja och gas		–	–
Avskrivning av olje- och gastillgångar		–	–
Nedskrivning av olje- och gastillgångar		–	–
Övriga intäkter		2 625	1 881
Övriga vinster/förluster, netto	5	-56	-231
Administrationskostnader	6-8	-7 934	-8 503
Rörelseresultat		-5 366	-6 853
Finansiella intäkter och liknande resultatposter	9	7 962	19 457
Finansiella kostnader och liknande resultatposter	10	-15 641	-134
Nedskrivning av aktier i dotterbolag	15	-17 282	-24 859
Summa resultat från finansiella investeringar		-24 961	-5 536
Resultat före skatt		-30 327	-12 389
Inkomstskatt	11	–	–
Årets resultat		-30 327	-12 389
Antalet utestående aktier	14	28 049 091	23 980 086
Antalet utestående aktier (efter full utspädning)	14	32 073 935	23 980 086
Vägt genomsnittligt antal aktier	14	26 274 023	22 668 770

Moderbolagets balansräkning

TSEK	Not	31 dec 2009	31 dec 2008
TILLGÅNGAR			
Anläggningstillgångar			
Olje- och gastillgångar	4	–	35 569
Andra anläggningstillgångar	12	225	198
Summa anläggningstillgångar		225	35 767
Finansiella tillgångar			
Aktier i dotterbolag	15	26 456	26 347
Fordringar hos koncernföretag		187 326	97 198
Summa finansiella tillgångar		213 782	123 545
Omsättningstillgångar			
Övriga fordringar	13	209	205
Förutbetalda kostnader		306	550
Övriga kortfristiga placeringar		–	9 283
Kassa och bank		12 278	19 059
Summa omsättningstillgångar		12 793	29 097
SUMMA TILLGÅNGAR		226 800	188 409
EGET KAPITAL OCH SKULDER			
Eget kapital			
<i>Bundet eget kapital</i>			
Aktiekapital		4 675	3 997
Reservfond		71 071	71 071
<i>Fritt eget kapital:</i>			
Överkursfond		260 530	191 911
Balanserad förlust		-79 944	-67 555
Årets resultat		-30 327	-12 389
Summa eget kapital		226 005	187 035
Ej räntebärande kortfristiga skulder			
Leverantörsskulder		536	634
Övriga kortfristiga skulder		209	347
Upplupna kostnader		49	393
Summa ej räntebärande kortfristiga skulder		794	1 374
SUMMA EGET KAPITAL OCH SKULDER		226 800	188 409
Ställda säkerheter	16	500	500
Ansvarsförbindelser	17	25 804	43 230

Moderbolagets förändringar i eget kapital

TSEK	Bundet eget kapital		Fritt eget kapital			Summa eget kapital
	Aktie-kapital	Reserv-fond	Överkurs-fond	Balanserad förlust	Årets resultat	
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
Ingående balans 1 januari 2009	3 997	71 071	191 911	-67 555	-12 389	187 035
Överföring av föregående års resultat	-	-	-	-12 389	12 389	-
Årets resultat 2009	-	-	-	-	-30 327	-30 327
Riktad emission mars	217	-	12 783	-	-	13 000
Emissionskostnad	-	-	-83	-	-	-83
Riktad emission juni	333	-	39 667	-	-	40 000
Emissionskostnader tecknade optioner	-	-	-1 307	-	-	-1 307
Tecknade optioner juli	29	-	4 023	-	-	4 052
Tecknade optioner oktober	99	-	13 536	-	-	13 635
Utgående balans 31 december 2009	4 675	71 071	260 530	-79 944	-30 327	226 005

Moderbolagets kassaflödesanalys

TSEK	Not	2009	2008
Kassaflöde från den löpande verksamheten			
Rörelseresultat		-5 366	-6 853
Erhållna räntor		6 857	5 056
Betalda räntor		-5	-13
Justering för avskrivningar		-17 140	118
Kassaflöde använt i den löpande verksamheten före förändringar i rörelsekapital		-15 654	-1 692
Minskning/ökning av fordringar		240	-70
Minskning av skulder		-580	-608
Kassaflöde använt i den löpande verksamheten		-15 994	-2 370
Investeringsverksamheten			
Förvärv av dotterbolag efter avdrag för förvärvade likvida medel	15	109	-
Investeringar i olje- och gastillgångar	4	35 569	-22 787
Investeringar i långfristiga skulder		-98 509	-59 961
Investeringar i övriga materiella anläggningstillgångar	12	-168	-7
Kassaflöde använt i investeringsverksamheten		-62 999	-82 755
Finansieringsverksamheten			
Nyemission efter avdrag för emissionskostnader		69 297	98 884
Avkastning på kortfristiga placeringar		4	417
Kassaflöde från finansieringsverksamheten		69 301	99 301
Årets kassaflöde		-9 692	14 176
Likvida medel vid periodens början *		28 344	9 656
Valutakursvinster på likvida medel		-6 372	4 512
Likvida medel vid periodens slut *		12 278	28 344

* 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" eller "Tethys Oil") är inriktat på att prospektera efter och utvinna olja och naturgas. Koncernen bedriver prospekteringsverksamhet i Oman, Frankrike och Sverige.

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 28 april 2010 godkänts för offentliggörande.

Redovisningsprinciper

De viktigaste redovisningsprinciperna som tillämpats när denna koncernredovisning upprättats anges nedan. Samma redovisningsprinciper användes för årsredovisningen 2008 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 1.2 "Kompletterande redovisningsregler för koncernen". Moderbolaget har upprättat sin årsredovisning i enlighet med Årsredovisningslagen och Rådet för finansiell rapporteringens 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.

Redovisningsstandarder, tillägg och tolkningar gällande från 2009 och som antagits av Koncernen

IFRS 2 (Ändring), "Aktierelaterade ersättningar".

Den ändrade standarden behandlar intjäningsvillkor och indragningar. Den klargör att intjäningsvillkor endast är tjänstgöringsvillkor och prestationsvillkor. Övriga inslag i aktierelaterade ersättningar utgör så kallade "non-vesting conditions" (villkor som inte är definierade som intjäningsvillkor). Dessa inslag skall beaktas när det verkliga värdet per tilldelningsdagen fastställs för transaktioner med anställda och andra som tillhandahåller liknande tjänster. De påverkar inte antalet optioner som förväntas bli intjänade eller värderingen av dessa efter tilldelningsdagen. Alla indragningar, oavsett om de görs av bolaget eller andra parter, skall behandlas på samma sätt i redovisningen. Ändringen har inte någon väsentlig inverkan på Koncernens finansiella rapporter.

IFRS 7 (Ändring) "Finansiella instrument – Upplysningar".

Ändringen kräver utökade upplysningar om värdering till verkligt värde och likviditetsrisk. I synnerhet kräver ändringen upplysning om värdering till verkligt värde per nivå i en värderingshierarki. Ändringen har inte haft någon inverkan på Koncernens finansiella rapporter.

IFRS 8, "Rörelsesegment".

IFRS 8 ersätter IAS 14. Den nya standarden kräver att segmentsinformation presenteras utifrån ledningens perspektiv under vilket segmenten ska presenteras på samma sätt som under den interna rapporteringen. Standarden medför inga ändringar på upplysningarna.

IAS 1 (Ändring/Reviderad), "Utformning av finansiella rapporter".

Den reviderade standarden kommer att förbjuda presentation av intäkts- och kostnadsposter (dvs. "förändringar i eget kapital exklusive transaktioner med aktieägare") i rapporten över förändringar i eget kapital utan kräva att "förändringar i eget kapital exklusive transaktioner med aktieägare" redovisas separat från förändringar i eget kapital som avser transaktioner med aktieägare. Det kommer att krävas att alla förändringar i eget kapital som inte avser ägare ska redovisas i en räkning (rapport över totalresultat) eller i två

räkningar (resultaträkning och rapport över totalresultat). Tethys Oil har valt att presentera rapport över totalresultat.

IAS 23 (Ändring), "Lånekostnader".

Ändringen kräver att ett bolag aktiverar lånekostnader som är direkt hänförliga till inköp, konstruktion eller produktion av en tillgång (som det tar en betydande tid i anspråk att färdigställa för användning eller försäljning) som en del av anskaffningsvärdet för tillgången. Alternativet att omedelbart kostnadsföra dessa lånekostnader kommer att tas bort. I tillägg har ändring gjorts i definitionen av lånekostnader så att räntekostnader beräknas med hjälp av effektivräntemetoden så som den definieras i IAS 39. Ändringen har inte haft någon väsentlig inverkan på Koncernens finansiella rapporter.

Utöver ovanstående är ett antal tillägg och tolkningar gällande från 2009 men har inte haft någon påverkan på Koncernens finansiella rapporter.

Redovisningsstandarder, ändringar och tolkningar av befintliga standarder som ännu inte är tillämpliga och som inte har tillämpats i förtid av Koncernen.

Följande, av EU godkända och ännu icke godkända nya standarder, ändringar och tolkningar av existerande standarder, är inte obligatoriska för 2009 års årsredovisning och har inte tillämpats i förtid av Koncernen. De hänför sig till Koncernens redovisningsperioder som börjar på eller efter den 1 januari 2010 eller senare perioder.

IFRS 3 (Reviderad), "Rörelseförvärv".

Den reviderade standarden fortsätter att föreskriva att förvärvsmetoden tillämpas för rörelseförvärv men med några väsentliga ändringar. Exempelvis redovisas alla betalningar för att köpa en verksamhet till verkligt värde på förvärvsdagen, medan efterföljande villkorade betalningar klassificeras som skulder som därefter omvärderas via resultaträkningen. Minoritetsintresset i den förvärvade rörelsen kan valfritt för varje förvärv värderas antingen till verkligt värde eller till minoritetsaktieägarnas proportionella andel av den förvärvade rörelsens nettotillgångar. Alla transaktionskostnader avseende förvärv ska kostnadsföras. Koncernen kommer att tillämpa IFRS 3 (Revide-

rad) framåtriktat för alla rörelseförvärv från den 1 januari 2010.

IAS 27 (Reviderad), "Koncernredovisning och separata finansiella rapporter".

Den reviderade standarden kräver att effekterna av alla transaktioner med minoritetsaktieägare redovisas i eget kapital om de inte medför någon ändring i det bestämmande inflytandet och dessa transaktioner ger inte längre upphov till goodwill eller vinster och förluster. Standarden anger också att när ett moderföretag mister det bestämmande inflytandet ska eventuell kvarvarande andel omvärderas till verkligt värde och en vinst eller förlust redovisas i resultaträkningen. Koncernen kommer att tillämpa IAS 27 (Reviderad) framåtriktat för transaktioner med minoritetsaktieägare från den 1 januari 2010.

IFRIC 17, "Utdelning av saktillgångar till aktieägare".

Denna tolkning ger vägledning om redovisning av överenskommelser enligt vilka ett bolag delar ut saktillgångar till aktieägarna antingen som en utdelning av reserver eller som utdelning. En ändring har också gjorts i IFRS 5 där det krävs att tillgångarna klassificeras som innehav för utdelning endast om de är tillgängliga för utdelning i sitt nuvarande skick och utdelningen är mycket sannolik. Koncernen och Bolaget kommer att tillämpa IFRIC 17 från 1 januari 2010, men den förväntas inte ha någon väsentlig inverkan på Koncernens finansiella rapporter.

Utöver ovanstående finns ett antal redovisningsstandards, tillägg och tolkningar gällande från 1 januari 2010, men dessa har inte bedömts ha någon väsentlig inverkan på Koncernens finansiella rapporter.

Koncernredovisningsprinciper

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

Förvärvsmetoden används för redovisning av Koncernens förvärv av dotterföretag. Anskaffningsvärdet för ett förvärv utgörs av verkligt värde på tillgångar som lämnats som ersättning, emitterade egetkapitalinstrument och uppkomna eller övertagna skulder per 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 miljö där respektive bolag huvudsakligen är verksamt (funktionell valuta). I koncernredovisningen används svenska kronor (SEK), 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, 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

Verksamhetssegment rapporteras på ett kongruent sätt jämfört med intern rapportering till ledningen. Rapporteringen är till följd av de unika förutsättningarna i varje verksamhetsland och skillnader i kommersiella villkor och ekonomiska förutsättningar, på land- eller fältnivå. Nya områden presenteras kombinerat, eftersom varje nytt område ej har materiell påverkan. Segmentsinformation presenteras endast då det är tillämpligt.

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:

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, borning och utbyggnad av dessa aktiveras fält-förfält, 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 2009 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 regeringsbestämmelser. 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 upp-tas 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-förfält där ett fält (eller en gruppering av fält) utgör en kassagenererande enhet. Nedskrivningsprövning utförs när information och omständigheter föreligger för nedskrivningsprövning och årligen för att fastställa att netto bokfört värde av kapitaliserade kostnader för varje fältbaserat kostnadsställe med avdrag för avsättningar för återställningskostnader, royalties och upplupna produktions- och inkomstrelaterade skatter täcks av förväntade framtida nettointäkter från olje- och gasreserver hörande till Koncernens andel i fältet. 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, när produktionen påbörjas eller när betydande utrustning anläggs 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 anställd anställning sagts upp av Koncernen före normal pensionstidpunkt eller då en anställd accepterar frivillig avgång i utbyte mot sådana ersättningar. Koncernen redovisar avgångsvederlag när den bevisligen är förpliktad endera att säga upp anställda enligt en detaljerad formell plan utan möjlighet till återkallande, eller att lämna ersättning vid uppsägning som resultat av ett erbjudande som gjorts för att uppmuntra till frivillig avgång. Förmåner som förfaller mer än 12 månader efter balansdagen diskonteras till nuvärde.

Not 1, Risk management

Koncernens verksamhet är utsatt för ett antal risker och osäkerheter som löpande

övervakas och analyseras. Nedan presenteras Koncernens huvudsakliga risker och osäkerheter så som de identifierats av Styrelsen och hur Koncernen hanterar dessa risker.

Operationell risk management

Teknisk och geologisk risk

Tethys Oil har fram till den 31 december 2009 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 fyra 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 miljökänsliga och kustnära områden.

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 2009, 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. 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 marknadsläge, 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-fält, för att fastställa att netto bokfört värde för varje kostnadsställe, med avdrag för avsättningar för återställningskostnader, royalties och uppskjutna upplupna oljeproduktions- och inkomstrelaterade skatter täcks av förväntade framtida nettointäkter från olje- och gasreserver hörande till bolagets andel i fältet. Koncernen gör bedömningar och antaganden för att utföra dessa test.

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

Not 3, Segmentinformation

Verksamhetssegment rapporteras på ett kongruent sätt jämfört med intern rapportering till ledningen. Rapporteringen är till följd av de unika förutsättningarna i varje verksamhetsland och skillnader i kommersiella villkor och ekonomiska förutsättningar, på land- eller fältnivå. Nya områden presenteras kombinerat, eftersom varje nytt område ej har materiell påverkan. Segmentsinformation presenteras endast då det är tillämpligt.

Not 4, Olje- och gastillgångar

Land, projekt	Bokfört värde			Bokfört värde			Bokfört värde		
	31 dec 2009, TSEK	Nedskrivning 2009, TSEK	Investeringar 2009, TSEK	1 jan 2009, TSEK	31 dec 2008, TSEK	Nedskrivning 2008, TSEK	Investeringar 2008, TSEK	1 jan 2008, TSEK	
Oman Block 15	99 064 ¹	–	11 480	98 729	98 729	–	37 282	47 984	
Oman Block 3, 4	101 615 ¹	–	56 401	34 867	34 867	–	22 085	12 782	
Frankrike Attila	3 628	–	38	3 589	3 589	-9 813	4 558	8 844	
Marocko Bouanane	–	-14 076	-12 218	1 858	1 858	–	887	971	
Turkiet Ispandika	–	-1 364	75	1 289	1 289	–	–	1 289	
Turkiet Trakien	–	–	–	–	–	-7 108	3 783	3 325	
Spanien Sedano	–	–	–	–	–	-3 702	2 505	1 197	
Spanien Cameros	–	-433	433	–	–	-466	208	258	
Sverige Gotland Större	1 142	–	712	429	429	–	170	259	
Nya områden	174	–	122	52	52	–	29	23	
Totalt	205 623	-15 872	81 480	140 811	140 811	-21 088	71 506	76 932	

¹ Bokfört värde av olje- och gastillgångar inkluderar ej kassaflödespåverkande poster på TSEK -796 under helåret 2009, vilket inte är inkluderat i Investeringar. För mer information se Förvaltningsberättelsen under Årets resultat och försäljning.

Olje- och gastillgångar	Koncernen		Moderbolaget	
	2009	2008	2009	2008
TSEK				
Investeringar i olje- och gastillgångar				
Ingående balans	209 485	124 518	34 867	12 782
Investeringar i Frankrike	38	4 558	–	–
Investeringar i Marocko	12 218	887	–	–
Investeringar i Oman	67 881	59 366	-34 867 ²	22 085
Investeringar i Spanien	433	2 713	–	–
Investeringar i Turkiet	75	3 783	–	–
Investeringar i Sverige	712	170	–	–
Övriga Investeringar i olje- och gastillgångar	122	29	–	–
Justeringar	-796	13 461	–	–
Utgående balans	290 168	209 485	–	34 867
Avskrivningar av olje- och gastillgångar				
Avskrivningar	–	–	–	–
Nedskrivningar av olje- och gastillgångar				
Ingående balans	68 674	47 586	–	–
Nedskrivningar	15 872	21 088	–	–
Utgående balans	84 546	68 674	–	–
Netto bokfört värde	205 623	140 811	–	34 867

² Olje- och gastillgångar överfördes från Moderbolaget till ett helägt dotterbolag under året.

Not 5, Övriga vinster, netto

TSEK	Koncernen		Moderbolaget	
	2009	2008	2009	2008
Övriga vinster, netto				
Valutakursvinster	23	85	23	85
Valutakursförluster	-80	-378	-80	-316
Totalt	-56	-293	-56	-231

Not 6, Ersättning till bolagets revisor

TSEK	Koncernen		Moderbolaget	
	2009	2008	2009	2008
Ersättning till bolagets revisor omfattar				
PricewaterhouseCoopers:				
Revisionsarvode	618	711	504	510
Övrigt	–	–	–	–
Totalt	618	711	504	510

Not 7, Administrationskostnader

TSEK	Koncernen		Moderbolaget	
	2009	2008	2009	2008
Administrationskostnader				
Personal	-8 445	-6 969	-3 040	-2 895
Hyra	-1 119	-926	-707	-659
Övriga kontorskostnader	-601	-612	-353	-344
Noteringskostnader	-590	-970	-590	-970
Revisionsarvode	-618	-711	-516	-578
Kostnader extern kommunikation	-1 575	-1 995	-1 173	-1 755
Övriga kostnader	-2 111	-1 448	-1 413	-1 183
Avskrivningar	-284	-186	-142	-118
Totalt	-15 343	-13 818	-7 934	-8 503

Not 8, Anställda

Genomsnittligt antal anställda	2009		2008	
	Totalt	Totalt män	Totalt	Totalt män
Moderbolaget	6	3	5	3
Dotterbolag	4	3	4	3
Totalt	10	6	9	6

TSEK	2009		2008	
	Löner, andra ersättningar och sociala kostnader	Löner, andra ersättningar	Sociala kostnader	Löner, andra ersättningar
Moderbolaget	2 339	702	2 270	624
Dotterbolag	4 992	413	3 844	230
Totalt	7 331	1 115	6 114	855

Löner och andra ersättningar fördelade mellan Styrelse och övriga anställda	2009		2008	
	Styrelse och VD	Övriga anställda	Styrelse och VD	Övriga anställda
Moderbolaget	986	1 353	976	1 294
Dotterbolag	4 697	295	3 658	186
Totalt	5 683	1 648	4 634	1 480

Koncernen har för närvarande nio heltidsanställda. Till följd av det fåtalet 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. Vidare har det under 2009 inte funnits några avtal om bonus eller rörlig ersättning för Verkställande direktören.

Löner och andra ersättningar till operativa Styrelseledamöter och ledning	2009			2008	
	Löner	Bonus	Förmåner	Totalt 2009	Totalt 2008
Vincent Hamilton	1 096	-	-	1 096	960
Magnus Nordin	976	-	10	986	976
Jonas Lindvall	1 472	-	2 129	3 601	2 698
Totalt	3 544	-	2 139	5 683	4 634

TSEK				
Löner och andra ersättningar till Styrelseledamöter (i egenskap av Styrelseledamöter)	Löner	Ersättning	Totalt	
			2009	Närvaro 2009
Vincent Hamilton	–	–	–	11/11
Magnus Nordin	–	–	–	11/11
Jonas Lindvall	–	–	–	11/11
John Hoey	–	100	100	11/11
Håkan Ehrenblad	–	100	100	11/11
Jan Risberg	–	150	150	11/11
Totalt	–	350	350	

Vid årsstämman den 20 maj 2009 omvaldes Håkan Ehrenblad, Vincent Hamilton, John Hoey, Jonas Lindvall, Magnus Nordin och Jan Risberg till Styrelsemedlemmar. 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	
	2009	2008	2009	2008
Ränteinkomster	67	1 233	6 857	5 056
Valutakursvinster	2 162	13 914	1 101	13 984
Justering för verkligt värde av kortfristiga placeringar	4	417	4	417
Totalt	2 234	15 565	7 962	19 457

Not 10, Finansiella kostnader och liknande resultatposter

TSEK	Koncernen		Moderbolaget	
	2009	2008	2009	2008
Räntekostnader	-5	-1	-5	-1
Valutakursförluster	-15 690	-211	-15 636	-122
Övrigt	–	–	–	-11
Totalt	-15 696	-212	-15 641	-134

Not 11, Skatt

Koncernens inkomstskatt om TSEK 57 (TSEK 30) avser en av dotterbolaget Tethys Oil Suisse S.A. 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 24 843 (TSEK 16 622) avseende underskottsavdrag om TSEK 94 460 (TSEK 63 201).

Not 12, Inventarier

TSEK	Koncernen		Moderbolaget	
	2009	2008	2009	2008
Inventarier				
Tillgångar				
1 januari	1 553	546	553	546
Inköp	201	1 007	169	7
Utrangeringar	–	–	–	–
31 december	1 754	1 553	722	553
Avskrivningar				
1 januari	-425	-239	-357	-239
Årets avskrivningar	-284	-186	-142	-118
Utrangeringar	–	–	–	–
31 december	-709	-425	-497	-357
Utgående balans	1 045	1 128	225	198

Not 13, Övriga fordringar

TSEK	Koncernen		Moderbolaget	
	2009	2008	2009	2008
Övriga fordringar				
Fordringar – nyemission	–	–	–	–
Moms	437	509	209	136
Fordringar partners	1 370	6 364	–	–
Övrigt	3	366	–	69
Totalt	1 810	7 239	209	205

Not 14, Eget kapital

Per den 31 december 2009 uppgick det totala antalet aktier i Tethys Oil till 28 049 091 (23 980 086), 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 2009 uppgick det totala antalet aktier i Tethys Oil till 23 980 086. I mars 2009 genomförde Tethys Oil en riktad emission som ökade antalet aktier med 1 300 000 till 25 280 086. Aktierna från den riktade emissionen är medräknade från registreringsdatum 10 mars 2009. I juni 2009 genomförde Tethys Oil en andra riktad emission på 2 000 000 aktier som ökade antalet aktier till 27 280 086. I juli 2009 tecknades 176 186 teckningsoptioner och motsvarande antal aktier utställdes av Tethys Oil. Tethys Oil erhöll TSEK 4 052 i intäkter före emissionskostnader för kvittningsemissionen. Aktierna registrerades 10 juli 2009 och antal aktier ökade till 27 456 272. I oktober 2009 utnyttjades 592 819 teckningsoptioner och motsvarande antal aktier utställdes. Tethys Oil erhöll TSEK 13 635 i intäkter före emissionskostnader för kvittningsemissionen och antalet aktier ökade till 28 049 091.

Teckningsoptionerna som ställdes ut 2008 uppgick den 31 december 2009 till 4 024 844 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 som avslutades 31 december 2009 över teckningskursen. Det utspädda antalet aktier uppgår till 32 073 935.

Not 15, Aktier i dotterbolag

Bolag	Org. nummer	Säte	Antal aktier	Procent	Kvotvärde	Moderbolaget Bokfört värde 31 december 2009, TSEK	Moderbolaget Bokfört värde 31 december 2008, 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 Canada AB	556788-2872	Sverige	1 000	100%	SEK 100	100	–
Tethys Oil Oman Ltd.	95212	Gibraltar	100	100%	GBP 1	25 280	25 280
Tethys Oil Block 3&4 Ltd.	101981	Gibraltar	1 000	100%	USD 1	9	–
Tethys Oil Suisse S.A.	660-1139007-2	Schweiz	100	100%	CHF 1 000	567	567
Windsor Petroleum (Spain) Inc.	549 282	Brittiska Jungfruöarna	1	100%	USD 1	–	–
Totalt						26 456	26 347

TSEK	Moderbolaget 31 december 2009	Moderbolaget 31 december 2008
Aktier i dotterbolag		
1 januari	26 347	26 347
Förvärv	109	–
Lämnat aktieägartillskott	17 282	24 859
Nedskrivning i dotterbolag	-17 282	-24 859
31 december	26 456	26 347

Förvärv av aktier i dotterbolag 2009 avser etablerandet av dotterbolaget Tethys Oil Block 3&4 Ltd. och Tethys Oil Canada AB.

Not 16, Ställda säkerheter

Per den 31 december 2009 uppgick ställda säkerheter i Moderbolaget till TSEK 500 (TSEK 500) avseende en bankgaranti för hyreskontrakt. I övrigt har inte förekommit några ställda säkerheter i Koncernen under perioden 2008–2009.

Not 17, Ansvarsförbindelser

Ansvarsförbindelser per den 31 december 2009 uppgick till TSEK 25 804 (TSEK 43 230). Ansvarsförbindelserna avser i huvudsak tillgångarna Block 3, 4 där Tethys Oil har ett arbetsåtagande vars genomförande uppskattas kosta MUSD 3,5. Skillnaden mellan ansvarsförbindelser per 31 december 2009 och 31 december 2008 avser arbetsåtaganden och valutakursskillnader.

Ansvarsförbindelser i Moderbolaget per 31 december 2009 uppgick till TSEK 25 804 (TSEK 43 230) och avser Block 3 och 4 enligt vad som beskrivs ovan.

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 ovannämnda innebär vidare att de administrativa kostnaderna finansieras till 60 procent av bolagets partner i Oman. Vidarefaktureringen till joint venture presenteras under *Övriga intäkter* i resultaträkningen.

Not, 19 Väsentliga händelser efter räkenskapsårets utgång

Tethys Oil har i januari 2010, tillkännagett produktionstester från Barikformationen i borrhålet Farha South-3. Vid produktionstestet användes en nedsänkt elektrisk pump (ESP) och ett flöde på 1 010 fat per dag uppmättes.

Under 2010 har Tethys Oil nyttjat det resterande mandatet från Bolagsstämman att emittera 500 000 aktier, dessa aktier placerades till gällande marknadspris, SEK 30,75 och SEK 33,75. Vidare har 1 144 451 teckningsoptioner tecknats under 2010 och motsvarande antal aktier har ställts ut. Aktiekapitalet vid publicering av denna rapport uppgår därmed till SEK 4 948 924 och antalet aktier vid publicering uppgår till 29 693 542. Vid publicering av denna rapport uppgår antalet teckningsoptioner till 2 880 393. De emissionerna och tecknandet av teckningsoptioner har inbringat intäkter om MSEK 42 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 2009. Bolagets årsredovisning och koncernredovisning ingår i den tryckta versionen av detta dokument på sidorna 33–57. 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 revisionssed 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 årsredovis-

ningen 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 Koncernens rapport över totalresultat samt balansräkning för Koncernen, disponerar vinsten i Moderbolaget enligt förslaget i förvaltningsberättelsen och beviljar Styrelsens ledamöter och Verkställande direktören ansvarsfrihet för räkenskapsåret.

Göteborg den 28 april 2010

PricewaterhouseCoopers AB

Klas Brand

Auktoriserad revisor

Huvudansvarig

Johan Rippe

Auktoriserad revisor

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

Oljeleraterade förkortningar

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

Oljeleraterade 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 skäligen tillförlitlighet kommersiellt utvinningsbara från ett givet datum, från kända reservoarer samt under rådande ekonomiska läge, existerande produktionsmetoder samt nuvarande regeringsbestämmelser. Bevisade reserver kan kategoriseras som utbyggda eller icke-utbyggda. 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 royalty för produktion.

Sannolika reserver

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

Seismik

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

Working interest

Den verkliga andel som en part innehar.

Tethys Oil AB (publ)

Huvudkontor

Tethys Oil AB
Hovslagargatan 5B
SE-111 48 Stockholm
Sverige
Tel. +46 8 679 4990
Fax +46 8 678 8901
E-post: info@tethysoil.com

Kontor Muscat

Tethys Oil Oman Ltd
Hatat House, Unit 116
Wadi Adai, Muskat
Oman
Tel. +968 245 714 62
Fax +968 245 714 63
E-post: info@tethysoil.com

Tekniskt kontor

Tethys Oil Suisse SA
78 Rue Ancienne
CH-1227 Carouge, Genève
Schweiz
Tel. +41 22 304 19 90
Fax +41 22 304 19 95
E-post: info@tethysoil.com

www.tethysoil.com

