

**TETHYS OIL**



Årsredovisning 2010



# Innehåll

INFORMATION OM ÅRSSTÄMMA	2
FINANSIELL INFORMATION	2
TETHYS OIL I KORTHET	3
2010 I KORTHET	3
BREV TILL AKTIEÄGARNA	4
VERKSAMHET	6
SAMHÅLLSANSVAR	18
HISTORIK	21
OLJE- OCH NATURGASMARNADEN	22
STYRELSE, LEDNING OCH REVISORER	24
AKTIEINFORMATION	26
NYCKELTAL	29
FÖRVALTNINGSBERÄTTELSE	31
NOTER	47
REVISIONSBERÄTTELSE	58
DEFINITIONER OCH FÖRKORTNINGAR	59
ADRESSER	60

## Information om årsstämma

Årsstämma i Tethys Oil kommer att hållas onsdagen den 25 maj 2011 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](http://www.tethysoil.com). För att delta måste aktieägare dels vara införd i eget namn i den av Euroclear AB Sweden förda aktieboken den 19 maj 2011, dels anmäla sig till Tethys Oil senast den 19 maj 2011 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 2011** (januari – mars 2011) den 9 maj 2011

**Årsstämma 2011**, Stockholm den 25 maj 2011

**Sexmånadersrapport 2011** (januari – juni 2011) den 22 augusti 2011

**Niomånadersrapport 2011** (januari – september 2011) den 14 november 2011

**Bokslutskommuniké 2011** (januari – december 2011) den 13 februari 2012



# Tethys Oil i korthet

Tethys Oil är ett svenskt energibolag med inriktning på identifiering och utbyggnad av, samt produktion från, olje- och naturgas-tillgångar. Tethys kärnområde är Sultanatet Oman, där Tethys till ytan är landets näst största licensinnehavare med licensandelar i tre onshore-licenser. Tethys har också licensrättigheter i Frankrike och Sverige. 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.

Aktierna är noterade på NASDAQ OMX First North (TETY) i Stockholm. Remium AB är Certified Adviser.

## 2010 i korthet

### Operativt

- Saiwan East-3 flödade 10 714 fat olja per dag vid produktionstest i juli
- Saiwan East-4 borrades i augusti – inga flöden uppmätta men olja av annan kvalitet än vid tidigare Saiwanborrningar påträffad
- Farha South-4 flödade 3 079 fat olja per dag vid produktionstest i oktober
- Farha South-5 flödade drygt 1 500 fat olja per dag vid produktionstest i december
- Under 2010 uppgick testproduktionen från det tidiga produktionssystemet ("EPS") på Block 3 i Oman till 139 213 fat, varav Tethys andel uppgick till 30 procent, motsvarande 41 764 fat, före statens andel

### Finansiellt

- Under 2010 sålde Tethys Oil 18 898 fat olja, efter statens andel, från det tidiga produktionssystemet. Försäljningen medförde intäkter om TSEK 11 066 (–)
- I maj ingick Tethys ett utfarmningsavtal med Mitsui E&P Middle East B.V., ett dotterbolag till Mitsui & Co. Ltd., varigenom Mitsui förvärvade 20 procents andel av licensen som omfattar Block 3 och 4. Köpeskillingen uppgick till MUSD 20 kontant. Vidare har Mitsui förbundit sig att betala Tethys andel av investeringskostnader i Block 3 och 4 upp till MUSD 60 med start från och med 1 januari 2010
- Resultatet för helåret 2010 uppgick till TSEK 80 069 (TSEK -42 503 för motsvarande period föregående år)
- Resultat per aktie SEK 2,60 (SEK -1,62) för 2010



# Brev till aktieägarna

## Vänner och investerare,

2010 var ett händelserikt år för Tethys under vilket bolaget växte sig starkare med både finansiella och operativa framgångar. Fyra borrhningar genomfördes och över 1 100 kvadratkilometer 3D seismik insamlades på våra licenser Block 3 och 4 onshore Oman. Vi bokförde bolagets första försäljning av olja sedan bolagets bildande. Vår balansräkning stärktes efter utfarmningen till Mitsui. Och våra projekt blir allt mer välorganiserade allteftersom databaserna växer och de geologiska och tekniska modellerna blir bättre.

De under 2010 utförda borrhningarna på Farha South-området, FS-4 och FS-5, bekräftade ytterligare områdets produktivitet. Flödestalen översteg i båda fallen

de vid 2009 års borrhning, och uppgick till över 3 000 respektive över 1 500 fat per dag. Dessa två borrhål har nu, tillsammans med FS-3, kopplats upp mot det tidiga produktionssystemet (Early Production System, EPS) för ett långsiktigt produktionstest som syftar till att inhämta mer information om reservoaren. Under 2010 producerades sammanlagt 139 213 fat från Bariklagret i de tre borrhålen. Tethys andel av oljan från produktionen uppgår till 30 procent, motsvarande 41 764 fat, före statens andel. Produktionen kommer att fortsätta, om än i varierande takt, allteftersom fler borrhål kopplas upp mot systemet.

Genom borrhningarna av Saiwan East-2 och -3 under 2009 respektive 2010 bekräftades att Khufailagret på Saiwan Eastområdet på Block 4 innehåller lätt olja.





Genom borrningarna bekräftades också att andra lager innehåller tung olja. Borrhålet SE-3 överträffade våra förväntningar och flödade över 10 000 fat lätt olja per dag vid test. Tungoljan i Saiwan East är fortfarande ett intressant projekt i Tethys portfölj, men den kan med stor sannolikhet komma att kräva avsevärda framtida investeringar. I borrhålet SE-4 förefaller vi ha funnit oväntat stora mängder olja med större variationer avseende densitet och viskositet än förväntat. Resultaten framhäver komplexiteten, men också möjligheterna, i Block 4 i allmänhet och i Saiwanområdet i synnerhet

Under 2010 farmade Tethys ut 20 procents andel av licenserna Block 3 och 4 till Mitsui. Försäljningslikviden uppgick till MUSD 20 kontant. Därtill har Mitsui förbundit sig att betala Tethys andel av investeringskostnader på Block 3 och 4 upp till MUSD 60 med början från och med 1 januari 2010. Vidare kan Tethys komma att erhålla en tilläggsköpeskilling om MUSD 10. Genom utfarmningen synes de förutsägbara finansieringsbehoven avseende Block 3 och 4 vara tillgodosedda.

#### **Utsikter**

Under första kvartalet 2011 kontrakterades en andra borrhög för arbetsprogrammet på Block 3 och 4. Med två riggar kan ett snabbare borschema implementeras under 2011 och påskynda utvecklingen av en komplett utbyggnadsplan. Vi kommer också att öka verksamheten inom våra övriga licenser. Förnyade mätningar (loggning) i borrhålet JAS-2 har genomförts, vilka i december bekräftade att hålet innehåller

kolväten. Det har resulterat i att vi föreslagit ytterligare verksamhet på Block 15.

I Frankrike slöt Tethys i april 2011 avtal med Mouvoil S.A. om att förvärva 37,5 procents andel i en prospekterings- och produktionslicens i Sydfrankrike. På vår andra franska licens har operatören föreslagit ytterligare borrning för att försöka påvisa att vårt gasfynd på Attilalicensen är kommersiellt. Detta förslag överväger vi nu.

Minst, men inte sist, så har våra studier på Gotland hittills resulterat i en kartläggning av över 40 rev som möjligen kan vara oljeförande. Tethys har inlett en markstudie som omfattar insamlande av jordprover för analys inom delar av licensområdet. Resultaten från analysen förväntas ge ytterligare information om var på Gotland ännu okända förekomster av olja kan finnas.

Så, Oman förblir vårt kärnområde, men våra hittills mer perifera projekt kommer även fortsätta utvecklas. Så fortsatt följa med oss – vi mognar men växer fortfarande.

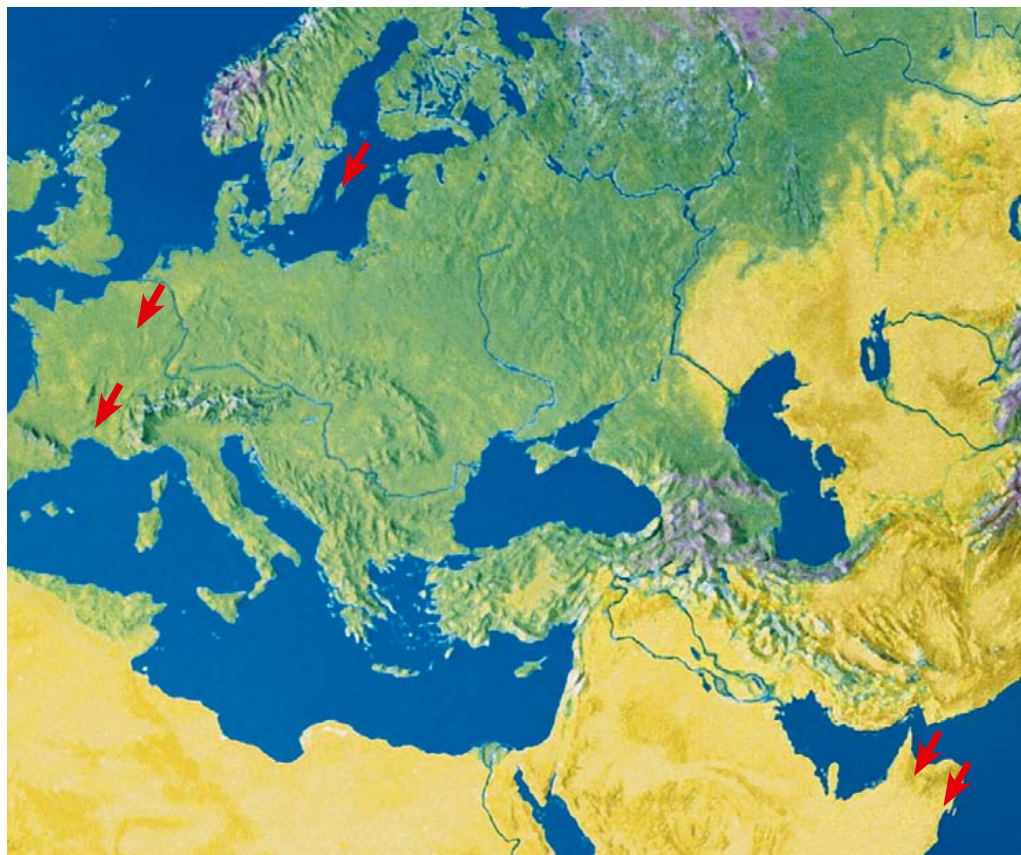
Stockholm i april 2011

**Magnus Nordin**  
*Verkställande direktör*

**Vince Hamilton**  
*Styrelseordförande*



# Verksamhet



## Strategi

Vid investeringar i upstream-projekt kan exceptionell avkastning på satsat kapital över tiden erhållas genom huvudsakligen två strategier. Den ena strategin går ut på att konsekvent investera i lovande prospekteringsborrningar och begränsa risken genom antingen lönsamma utfarmningar eller genom att begränsa investeringarna genom att hålla små licensandelar. En annan möjlighet är att inte investera i projekt innan den största risken eliminerats, dvs risken att kolväten inte påträffas. Detta

är fallet vid investeringar i utvärderingsprojekt. Här har kolväten påträffats, men oklarheter kan föreligga i fråga om produktivitet och reservstorlek. Riskerna underskattas ofta inom prospektering, men överskattas inom utvärderingsprojekt. Genom att huvudsakligen investera i utvärderingsprojekt, är det Tethys bedömning att avkastningen på investerat kapital över tiden kommer att vara mycket god.

## Licenser

Land	Område	Tethys Oil	Total areal, km <sup>2</sup>	Operatör
Oman	Block 15	40%	1 389	Odin Energi
	Block 3, 4	30%	33 125	CCED
Frankrike	Attila	40%	1 986	Galli Coz
	Permis du Bassin D'Alès	37,5%	215	Tethys Oil
Sverige	Gotland Större	100%	540	Tethys Oil
<b>Totalt</b>			<b>37 255</b>	

# Oman

## Sultanatet Oman

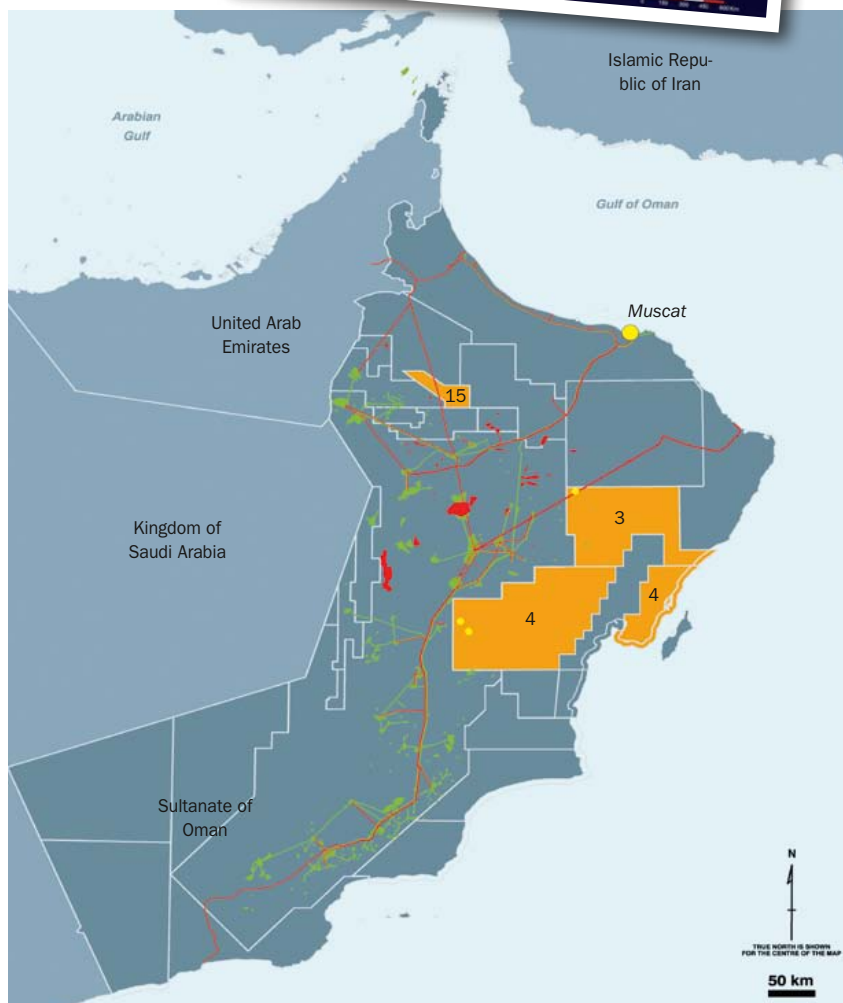
Sultanatet Oman ligger på spetsen av den arabiska halvön och gränsar i nordväst till Förenade Arabemiraten, i väster till Saudi arabien och i sydväst till Jemen. Söder- och österut gränsar Oman till Indiska Oceanen och i nordöst till Persiska Golfen. Till ytan är Oman 212 460 kvadratkilometer, och kustlinjen är 2 092 kilometer. Huvudstad är Muskat och befolkningen uppgår till 3,0 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 1,9 tusen fat per person är mer än Norges om 1,5 tusen fat per person och Rysslands om 0,6 tusen 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 omanska staten är majoritetsägare i, har i samarbete med multinationella oljebolag – Shell och Total – framgångsrikt lyckats expandera de omanska 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 2009 uppgick till cirka 810 000 fat per dag. Oman är inte medlem i OPEC.



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

### Tethys Oil i Oman

Tethys Oils förvärv 2006 av 40 procents intresseandel i Block 15 var bolagets första steg in i Oman. Med den framgångsrika borringen 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 omfattar en sammanlagd yta om närmare 30 000 kvadratkilometer,

vilket för närvarande gör Tethys Oil till den ytmässigt näst största licensinnehavaren i Oman efter PDO. De tre licenserna rymmer många möjliga kolväteförande strukturer vid sidan av fynden på Jebel Aswad på Block 15, Farha South på Block 3 och Saiwan East på Block 4. Tethys ambition är att fortsätta utvärdera de kända fynden och prospektera efter nya.

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







# Oman, Block 3, Farha South

Den framgångsrika borrningen av Farha South-3 ("FS-3") 2009, vilken vid test flödade över 1 000 fat olja per dag, följdes upp med de lika framgångsrika borrningarna av FS-4 och FS-5 under 2010. Alla tre borrhål har nu kopplats upp mot det tidiga produktionssystemet ("EPS") och är sedan 2010 satt i oregelbunden testproduktion.

## **Borrningen av Farha South-3 2009**

Den första borrningen på Block 3 med Tethys som partner var FS-3 i början på 2009. Borrålet var sandstenarna i Lower Al Bashair-formationen, vilka ligger på ett djup om cirka 1 900 meter. Borrningen inleddes 1,2 kilometer sydost om det oljeförande borrhålet Farha South-1. Farha South-3 borrades till ett vertikalt djup om 1 857 meter. Borrhålets totala längd uppgår till 2 723 meter. Borrhålet utformades som ett vertikalt hål med ett horisontellt sidohål. Produktionsflöde om 754 fat olja per dag uppmättes från den horisontella sektionen. Oljan håller mycket hög kvalitet (40 grader API) och har litet gasinnehåll.

Under borrningen av Farha South-3 noterades oljeindikationer i den ytligare belägna sandstenen Barik. Dess indikationer liknade de i den djupare belägna sandsten Lower Al Bashair. När Bariklagret senare testades flödade det vid produktionstest 379 fat olja per dag från den vertikala delen av borrhålet. 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.

## **Borrningen Farha South-4 flödade 3 079 fat olja per dag**

Borrningen Farha South-4 inleddes i mitten av augusti 2010. Borrplatsen är belägen 740 meter syd-sydost om borrplatsen FS-3. Den vertikala delen av hålet borrades ned till 2 039 meter. De båda bergartslagren Barik och Lower Al Bashair genomborrades och befanns vara oljeförande. Barikformationen påträffades på ett djup om 1 272 meter under marken. Barikformationen genomborrades med en horisontell sektion om 820 meter, vilken också loggades i samband med borrningen. Produktionstester med pump utfördes i den horisontella sektionen. Det

högsta flöde som uppnåddes vid testerna var 3 079 fat olja per dag, genom en 31,75-millimetersventil. Oljan har en densitet om 43 grader API.

## **Farha South-5 flödade drygt 1 500 fat olja per dag**

Borrningen av Farha South-5 ("FS-5") inleddes i början av oktober som en "step-out" prospekteringsbörning och borrplatsen är belägen 6,8 kilometer nordost om FS-3. Den vertikala delen av hålet borrades ned till ett djup om 2 370 meter. De båda bergartslagren Barik och Lower Al Bashair genomborrades och befanns vara oljeförande. Mätningar (loggning) i borrhålet genomfördes. Barikformationen påträffades på ett djup om 1 240 meter, och genomborrades med en 160 meter lång horisontell sektion. En pump installerades och borrhålet sattes i produktion. Den inledande produktionsvolymen uppgick till mer än 1 500 fat olja per dag. Oljan har en densitet om 44 grader API.

## **3D seismikstudie**

Under slutet av 2009 och våren 2010 genomfördes en omfattande 3D-seismikstudie som omfattade Farhatrenden. Studien omfattade sammanlagt 742 kvadratkilometer på Block 3. Seismiken insamlades av det kinesiska företaget BGP Oil and Gas Services.

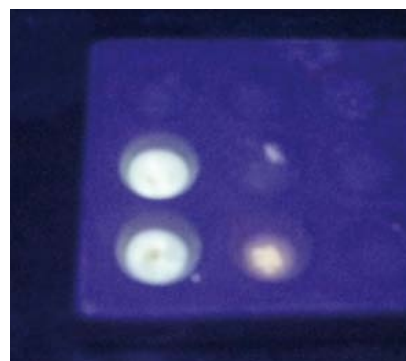
## **Tidigt produktionssystem ("EPS")**

Under tredje kvartalet 2010 inleddes ett pilotproduktionsprogram i syfte att genomföra ett långvarigt produktionstest av Farha South-strukturen. Målet med programmet är att inhämta mer information om reservoaren i syfte att optimera framtida produktionsvolymerna. Produktions- och försäljningsvolymerna kommer därför under pilotproduktionen att variera kraftigt. Under 2010 producerades sammanlagt 139 213 fat från borrhålen Farha South-3,

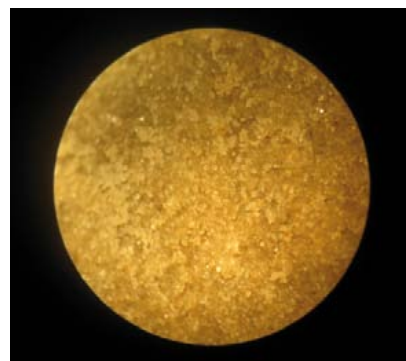
-4 och -5. Tethys andel av oljan från pilotproduktionen uppgår till 30 procent, motsvarande 41 764 fat, före statens andel. Oljan transporteras från Farha South med tankbil 80 kilometer till Alamstationen, där oljan pumpas in i det nationella omanska pipelinesystemet.



*Borrkärna med olja*

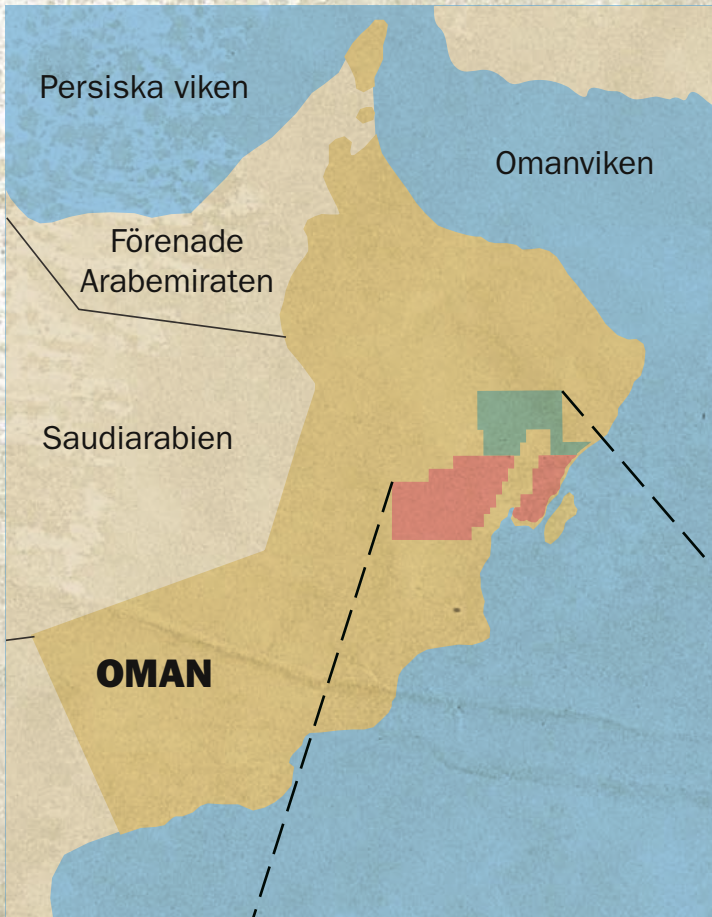


*Ljust fluorescerande Bariksandsten*



*Oljefläckad Bariksandsten med god porositet*





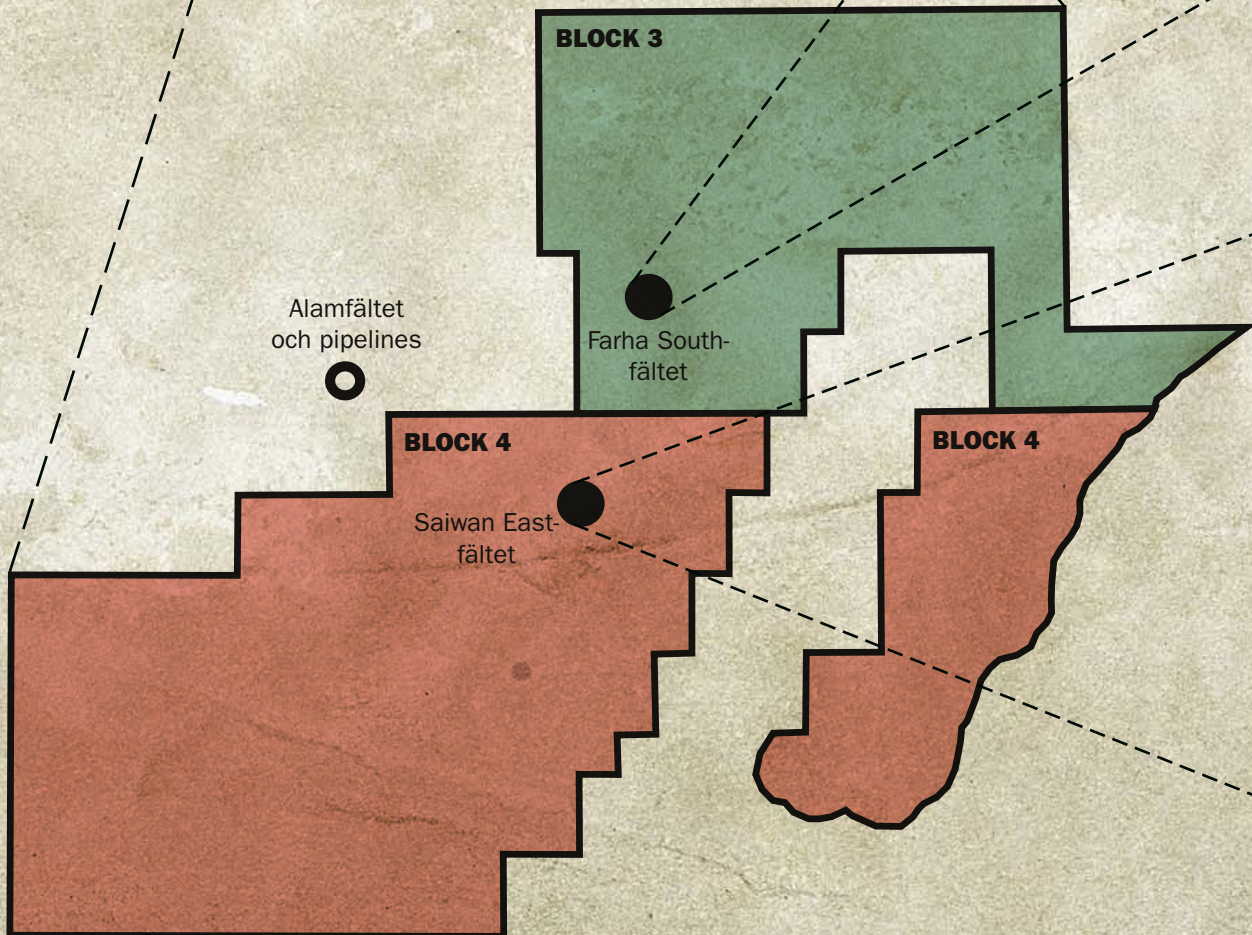
## Prospekteringsborrningar

### Teknisk status

- Pågående
- ⊗ Försluten
- ⊙ Lämнад

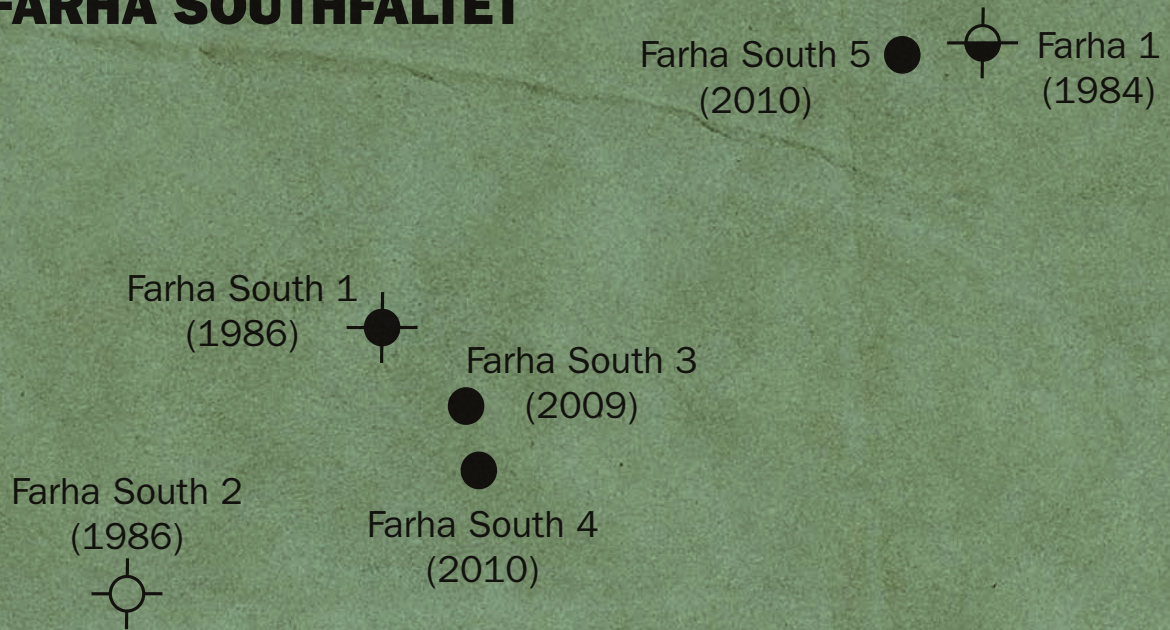
### Resultat

- Olja
- ☀ Gas
- ◐ Oljeindikationer
- ⊙ Gasindikationer
- ☀ Olja och gas

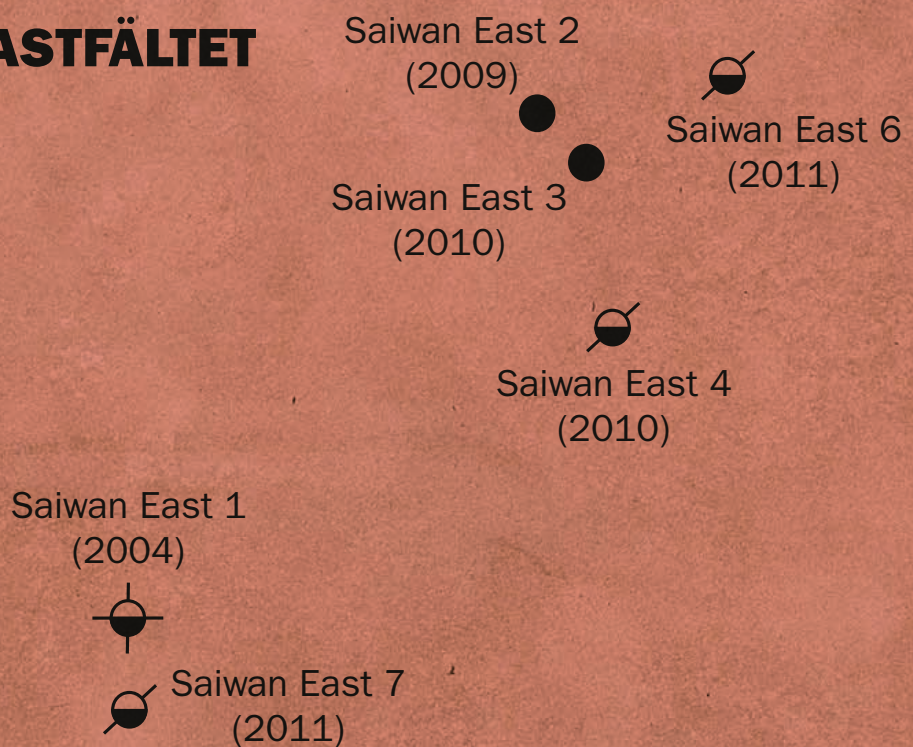




## FARHA SOUTHFÄLTET



## SAIWAN EASTFÄLTET





# Oman, Block 4, Saiwan East

Fem nya borrhningar har gjorts på Saiwan Eaststrukturen sedan Tethys projektportfölj utökades med Block 4. Resultaten framhäver komplexiteten, men också möjligheterna, i Block 4 i allmänhet och i Saiwanområdet i synnerhet.

## Borrningen av Saiwan East-2

Saiwan East-2 borrades under 2009 med målsättningen att kartlägga utbredningen av de tre tungoljeförande lager som påträffades under borrhningen av Saiwan East-1, vilken 2005 borrades av tidigare licensinnehavare. Saiwan East-2 borrades 12 kilometer från 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.

Borrningen 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 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 Khufailagret skadats av den tunga borrhvatska som använts vid borrhningen och därigenom drabbats av s.k. ”skin damage (+20)” (skada i form av permabilitetsreducering runt borrhålet). Under 2011 borrades en horisontell sektion i SE-2, och borrhålet har kopplats upp mot testutrustning för att genomgå ett planerat långvarigt produktionstest.

## Test av zonerna med tung olja

Tethys återvände till borrhålet i slutet av 2009 för att genomföra produktionstester 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 produktion av tungolja i Saiwan East kommer att kräva avancerad utvinningsteknik. Ingen utvinningsgrad kan fastställas med befintlig information.

## Saiwan East-3

Borrningen av Saiwan East-3 inleddes i maj 2010 och syftade till att utvärdera och utveckla oljefyndet i Khufaiformationen som gjordes vid borrhningen av SE-2 föregående år. SE-3 borrades först vertikalt och sedan borrades en horisontell sektion vilken också produktionstestades. Det högsta flöde som uppmättes vid produktionstesterna var 10 714 fat olja per dag, genom en 38 millimetersventil. Oljan har en densitet om 32,4 grader API.

## Saiwan East-4

Saiwan East-4 borrades under sommaren 2010 och borrhplatsen låg 2,9 kilometer sydost om SE-3. Hålet borrades till ett djup om 2 463 meter. Borrhålet produktionstestades i slutet av 2010 och början av 2011. Inga flöden kunde etableras och borrhålets utformning medförde att vattenförande sprickor i den övre delen av Khufaireservoaren störde testresultaten i denna del. Den faktiska produktionskapaciteten för SE-4 har därför inte kunnat fastställas. Resultat från testerna tyder dock på att oljan i denna del av Block 4 är av annan kvalitet än den olja som påträffats vid tidigare Saiwanborrningar. Resultaten tyder också på att en väsentligt större del än vad som tidigare bedömts av det mer än 400 meter tjocka Khufailagret kan innehålla olja av flera olika kvaliteter. Den olja som påträffats i SE-4 kan visa sig variera i densitet från olja om 33 grader API, som producerades i SE-2 och SE-3, till den tyngre olja som påträffades ovanför Khufailagret i dessa borrhningar.



## Saiwan East-6

Saiwan East-6 borrades under första kvartalet 2011 och borrhplatsen låg 4,8 kilometer norr om SE-4. Tungolja påträffades i formationerna Miqrat och Buah. De ligger ovanför Khufaireservoaren, vilken påträffades på ett djup om 1 617 meter. Borrningen genomfördes till ett total djup om 1 720 meter och påträffade varierande förekomster av mycket tung olja, även i Khufaireservoaren. Mätningar i borrhålet har genomförts (logging). Vid ett s.k. ”Open hole”-produktionstest av Khufaireservoarens översta 30 meter producerades vatten med lite olja på ytan. Hålet har färdigställts som ett observationshål.

## Saiwan East-7

Saiwan East-7 borrades under 2011 ned till ett djup om 1 890 meter, med målsättningen att undersöka om Khufailagret var oljeförande också i den södra delen av Saiwan East-strukturen. I den övre delen av Khufailagret uppmättes en zon om drygt 90 meter av varierande tungoljemättnad. Ett begränsat testprogram genomfördes med en



# Oman, Block 15, Jebel Aswad

Jebel Aswad-1 2007 var Tethys första omanska borrhning. Jebel Aswad-2 borrades året därpå, och en omfattande 3D-seismikstudie gjordes 2008. Efter borrhningen av JAS-2 har arbetet på Block 15 varit inriktad på seismisk omtolkning samt andra geofysiska och geologiska studier efter det ofullständiga testresultatet på JAS-2. Med målsättning att inleda ett långsiktigt produktionstest på JAS-1 och JAS-2 under 2011 tar nu ett arbetsprogram form.



sk "wireline MDT tool", men inga flöden uppmättes. Som väntat påträffades också tungolja i de ytligare formationerna Buah, Miqrat och Amin. SE-7 har tillslutits temporärt för att möjliggöra framtida undersökningar och eventuella tester.

### 3D seismikstudie

Under slutet av 2009 och våren 2010 genomfördes en omfattande 3D-seismikstudie som omfattade Saiwan East-strukturen. Studien täckte sammanlagt 400 kvadratkilometer på Block 4. Seismiken insamlades av det kinesiska företaget BGP Oil and Gas Services.



### Tethys återinträdesborrning av Jebel Aswad-1 under 2007

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

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

### Borrhningen av Jebel Aswad-2 under 2008

Under sommaren 2008 påbörjades borrhningen av JAS-2 cirka 1,2 kilometer från borrhplatsen för JAS-1. I augusti avslutades borrhningen 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 borrhning och loggning. På ett djup om cirka 3 000 meter borrades en horisontell sektion i Natih A om 927 meter. Genom den horisontella delen bekräftades reservoarens utbredning i sydostlig riktning från borrhplatsen. Testningen av JAS-2 fick dock avbrytas till följd av att en vattenförande förkastning genomborrats. En borrhrigg kommer att behövas för att blockera den vatten-

producerande förkastningen och färdigställa hålet för produktion.

### 3D-seismisk studie

Under 2008 insamlades detaljerad 3D-seismik över en 285 kvadratkilometer stor yta som omfattar hela den kolväteförande Jebel Aswad-strukturen. Bearbetningen, tolkning och preliminära resultat slutfördes under 2009. Datan är av hög kvalitet. 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.

### 2010

I slutet av 2010 genomfördes ett nytt loggningsprogram (mätningar i borrhålet) på borrhålet JAS-2 baserat på teknik från Schlumberger. Mätningarna bekräftade att omkring 700 meter av den horisontella sektionen innehåller kolväten. Det bekräftades också att den vattenförande förkastningen är belägen i slutet av den horisontella sektionen.

Tethys har kommit överens med partner Odin Energi att intensifiera arbetsprogrammet på Blocket, från januari 2011 med Odin som operatör. Ett huvudsyfte med det föreslagna arbetsprogrammet är att försöka genomföra ett långvarigt produktionstest på JAS-1 och JAS-2 under 2011.







# Sverige, Gotland Större

Sedan Tethys tilldelades licensen har bolaget genomfört en omfattande studie av befintlig data över licensområdet och kombinerat det med information från nya studier genomförda från flygplan. Under april och maj planeras insamling av jordprover för analys inom delar av området för undersökningslicensen Gotland Större. Resultatet från analysen förväntas ge ytterligare information om var på Gotland ännu okända förekomster av olja kan finnas.

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 sjuttioalet 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.

Redan på 30-talet inleddes oljeprospekteringen på Gotland. Då borrades två hål. Olja påträffades, men inte i kommersiellt utvinningsbara mängder. Oljeprospektering AB (OPAB) inledde verksamhet på ön 1969 och genomförde under bolagets 17 verksamhetsår på Gotland 241 borrhningar och insamlade över 2 500 kilometer seismik. 1987 tog Gotlandsolja AB över driften. Under tiden fram till 1992 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 en till ett par miljoner 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 relativt låg.

## Licensarbeten

Tethys har fått villkoren för licensen Gotland Större förlängda ett år till slutet av 2011. Sedan Tethys tilldelades licensen har bolaget genomfört en omfattande studie av befintlig data över licensområdet. Över 300 kilometer seismisk data har digitaliserats och ombearbetats med modern datateknik. Den seismiska datan har kombinerats med gravimetrisk information samt med topografisk data från nya studier genomförda

från flygplan. Syftet har varit att identifiera oborrade rev från ordovicisk tid som skulle kunna innehålla olja. Efter att databasen sammanställts och studien genomförts har till dags dato över 40 möjliga rev identifierats, vilka alla skulle kunna vara oljeförande.

Härnäst planeras att genomföra en studie av jordprover från de bäst belägna reven. Syftet är att analysera jorden och jämföra resultaten med jordprover som insamlats från tidigare kända oljeförande rev. På så vis kan oljepotentialen hos oborrade rev ytterligare fastställas innan beslut om eventuell borrhning tas. Denna studie skall genomföras under våren 2011.









# Frankrike

Tethys första franska licens, Attilalicensen, ligger i den olje- och gasproducerande Parissedimentbassängen cirka 250 kilometer öster om Paris. Tethys Oil och partner Galli Coz S.A. genomförde prospekteringsborrningen Pierre Maubeuge-2 (PLM-2) hösten 2007. Under våren 2011 förvärvade Tethys 37,5 procents intresseandel i licensen Permis du Bassin D'Alès, en prospekterings- och produktionslicens i det sydfranska departementet Gard.

## Attilalicensen

2006 tilldelades Tethys Oil och operatören Galli Coz S.A. prospekteringslicensen Attila. Efter ett och ett halvt års prospekteringsarbete, vilket inkluderade insamling och analys av satellit- och radardata, ombearbetning av befintliga seismiska data och insamling av geokemiska ytprover, hade partnergruppen visat att områdets prospektivitet är god och var redo att testa licensen genom borrning.

Med målsättning att finna naturgasansamlingar påbörjades i slutet av september 2007 borrningen av PLM-2. Efter mindre än tre veckors borrning hade borrhålet nått ett slutgiltigt djup om 1 310 meter. Under borrningen påträffades gas under ett saltlager i triasformationen. Hålet loggades och naturgasindikationerna bekräftades. I juli 2008 färdigställdes hålet och produktions-tester utfördes, men hålet flödade bara mindre mängder naturgas. Efter utvärderingen av borrhålet beslöts att återtesta borrhålet under hösten 2008. Större volymer naturgas uppmättes vid detta test, men resultatet visade ändå att PLM-2 under rådande omständigheter inte är kommersiell.

Under 2010 har ytterligare tester genomförts. Resultatet från dessa tyder på att tung borrhväska användes under borrningen av PLM-2, vilket resulterade i att borrhålet därigenom drabbats av s.k. "skin damage" (flödesbegränsning runt borrhålet). Den faktiska produktionspotentialen från borrhålet har därför inte kunnat fastställas. Operatören har därför föreslagit att borra ett sidohål i PLM-2. Denna borrning skulle i så fall utföras med lättare borrhväska i en oskadad del av reservoaren.

## Permis du Bassin D'Alès

I april 2011 förvärvade Tethys Oil en licensandel om 37,5 procent i en andra fransk licens från Mouvoil S.A., ett schweiziskt bolag som har resterande 62,5 procent. Licensen, "Permis du Bassin D'Alès", är en prospekterings- och produktionslicens om 215 kvadratkilometer i det sydfranska departementet Gard.

Licensen omfattar delar av sedimentbassängen Alès, inklusive tungoljefältet Maruejols som upptäcktes 1947. Fältet är kartlagt genom nio borrningar och små mängder olja med en kvalitet om 14 grader API producerades mellan 1947–50 samt mellan 1980–82. Licensområdet omfattar också minst två strukturer på ett djup om 1 400 meter respektive 2 000 meter som potenti-

ellt kan innehålla konventionell olja. Den övre strukturen har beräknats ha prospektiva resurser om 25 miljoner fat.

Arbetsprogrammet fokuserar på den ytligt belägna strukturen med eventuell konventionell olja och under 2011 planeras 30 kilometer ny 2D-seismik att insamlas. En prospekteringsborrning till ett djup om 1 400 meter planeras under 2012. Därtill skall under 2011 en förstudie genomföras avseende tungoljefältet. Syftet är att ta fram det mest passande pilotproduktionssystemet.

Mouvoil S.A. är ett privat schweiziskt bolag, vars ledning har mångårig erfarenhet från franska multinationella oljebolag. Mouvoil tilldelades licensen 2010.









# 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.



Foto: Luca Gargano, [www.flickr.com/lucegargano](http://www.flickr.com/lucegargano)





Från borrhningen av Karlebo-1, hösten 2006

## Fallstudier

### Danmark – Karleborrhningen ur ett HSES-perspektiv

Karleborrhningen genomfördes norr om Köpenhamn i den danska by som givit sitt namn till borrhningen. Borrhningen inleddes under hösten 2006 med Tethys som operatör. I samband med planeringen av borrhningen genomfördes en miljöstudie i syfte att klarlägga platsspecifika risker och faror. Dialogen med det lokala samhället var för Tethys viktig både före och under borrhningen, och bolaget informerade kontinuerligt om utvecklingen. Öppna möten hölls innan borrhutrustningen anlände. Under borrhningen höll Tethys både ett informationscentrum och en utkiksplats i direkt anslutning till borrhningen öppen dagligen. Intresserade kunde också följa borrhningen via en webbkamera. Samordning skedde med Karlebos kyrka och lokala skolor och dagis. Trafikåtgärder vidtogs för att skydda cyklister och fotgängare, vilket bland annat innebar att tung trafik endast fick framföras under vissa timmar och i begränsad hastighet. Ansträngningar gjordes för att de allra närmaste grannarna inte skulle störas av ljudföroreningar från borrhningen. Borrplatsen asfalterades i sin helhet för att undvika

eventuella föroreningar i jorden. Borrvätska togs om hand i metalltankar och släpptes inte ut i nedgrävda schakt. Bergrester från borrhningen och borrvätskan har därefter transporterats till en speciell behandlingsanläggning. Hela borrplatsen hade försetts med ett slutet avloppssystem för regnvatten. Därtill hade en oljeavskiljare installerats mellan borrplatsens avloppssystem och det kommunala, men den behövde aldrig användas.

### Oman – Vatten är liv!

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

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

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



# 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.

## 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.



Oman, januari 2008



# Olje- och naturgasmarknaden

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

## Energikällor

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

## Oljemarknaden

### Oljepriset – trender och variabler

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

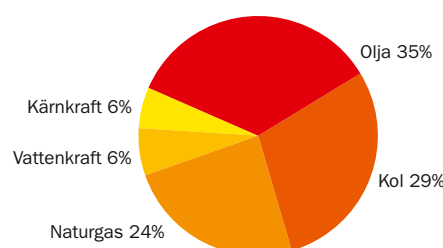
Sådana försök går långt bortom utrymmet för denna rapport, men i detta avsnitt görs ett försök att belysa några få variabler som är viktiga för att förstå förutsättningarna för oljepriset och dra vad som möjligtvis kan vara användbara slutsatser från dessa observationer.

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 utbudsschocken, 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 huvudsakligen varit efterfrågestyrd. Konsumtionen har ökat och den långsiktiga trenden har varit att pris och produktion följt efter. Det senaste decenniets kinesiska konsumtionsökning är ett praktexempel.

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

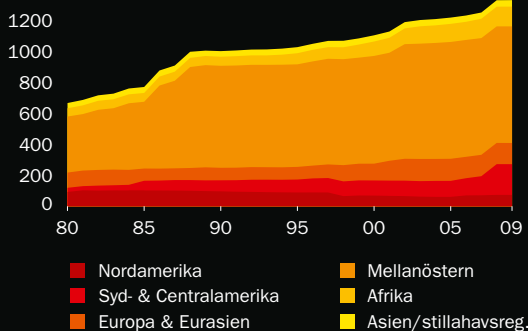
OPECs andel av världproduktionen och än viktigare dess andel av tillgängligt utbudsöverskott bestämmer OPECs inflytande över priset. Vad som är tydligt från 1980-talet, då länderna utanför OPEC kraftigt ökade utbudet, vilket sedan OPEC motverkade genom stora produktionsnedskärningar, var att priset föll 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.



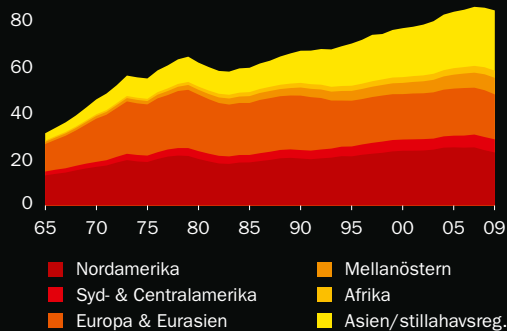
Källa: BP Statistical Review of World Energy 2009



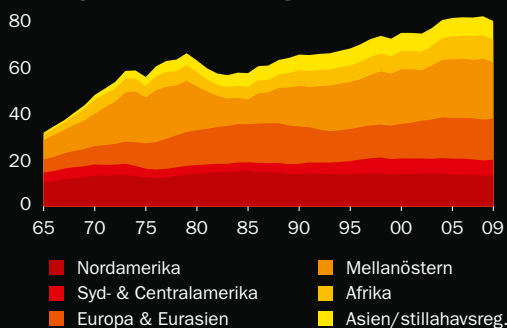
### 1. Kända globala oljereserver, miljarder fat



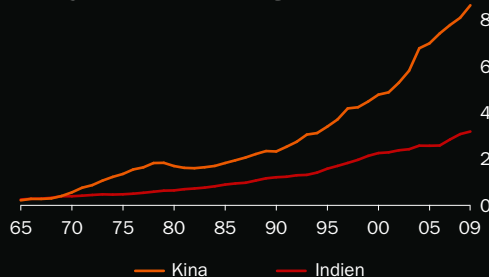
### 5. Global oljekonsumtion, miljontals fat per dag



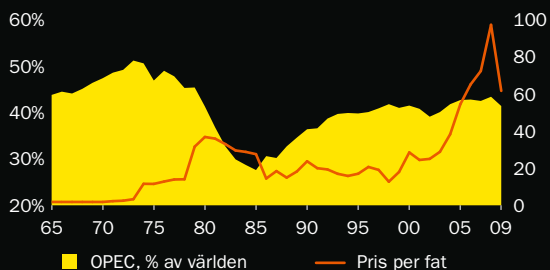
### 2. Global oljeproduktion, miljontals fat per dag



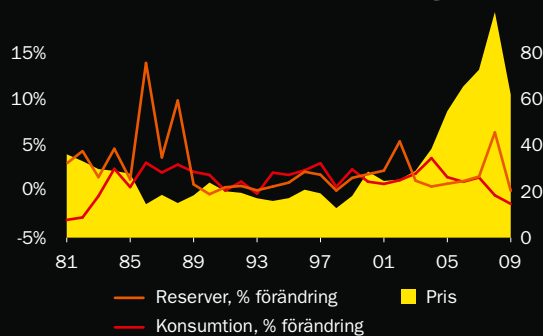
### 6. Oljekonsumtion – Kina och Indien, miljontals fat per dag



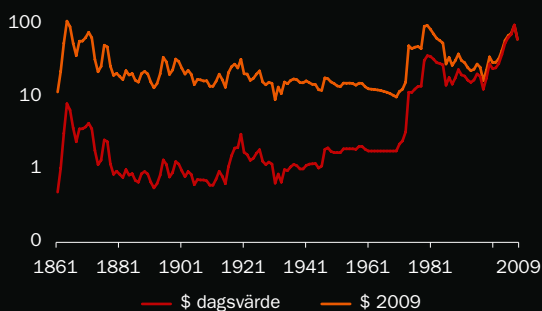
### 3. OPECs andel av global oljeproduktion och pris per fat (USD)



### 7. Produktions- och prisförändring



### 4. Oljeprisutveckling sedan 1861



### 8. Oljeprisutveckling sedan 1987



Källa graf 1-7: BP Statistical Review of World Energy 2010.  
Källa graf 8: U.S. Energy Information Administration



# Styrelse, ledning och revisorer



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

## **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

## **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:** 1 459 127

## **John Hoey,**

född 1939. Ledamot av styrelsen sedan 2001. 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 Saudiarabien, England och USA med arabiska





Morgan Sadarangani, Johan Rippe, Johan Malmqvist.

## 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: 139 200**

## Revisorer

**Johan Rippe,**  
född 1968. Auktoriserad revisor, huvudansvarig revisor. Bolagets revisor sedan 2007. PricewaterhouseCoopers AB, Göteborg

**Johan Malmqvist,**  
född 1975. Auktoriserad revisor. Bolagets revisor sedan 2010. PricewaterhouseCoopers AB, Göteborg

och amerikanska finansiella institutioner, 1972–1984. Medgrundare av VietNam Holding Ltd. och Ordförande i Mundoro Capital Inc.

**Antal aktier i Tethys Oil: 821 393**

**Håkan Ehrenblad,**  
född 1939. Ledamot av Styrelsen sedan 2003. 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 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**

**Jan Risberg,**  
född 1964. Ledamot av Styrelsen sedan 2004. Utbildning: Civilekonom, Stock-

holms 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: 838 419**



# 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 Öhman Fondkommission AB till likviditetsgarant för bolagets aktier.

## Aktier och utestående optioner

Tethys Oils registrerade aktiekapital per 31 december, 2010 uppgår till SEK 5 417 415, fördelat på 32 504 489 aktier till ett kvotvärde om SEK 0,17.

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 inga incitamentsprogram för anställda. Per den 31 december 2010 hade bolaget kvarvarande bemyndigande från årsstämman att utfärda 10 procent av aktierna fram till och med nästa årsstämma.

Per den 1 januari 2010 uppgick antalet aktier i Tethys Oil till 28 049 091. Under perioden januari till juli 2010 utnyttjades 3 955 398 teckningsoptioner och följaktligen nyemitterade Tethys Oil motsvarande antal aktier. Emissionslikviden uppgick till TSEK 90 974 före emissionskostnader. Aktierna registrerades löpande under teckningsperioden. Vidare har två private placements genomförts under de första nio månaderna 2010, med stöd av bemyndigande från Årsstämman 20 maj 2009. Dessa två private placements, om 500 000 aktier tillsammans, genomfördes i mars till SEK 30,75 och SEK 33,75 per aktie, vilket låg i linje med rådande börskurs vid tillfället. Emissionslikviden från dessa emissioner uppgick till TSEK 15 820 före emissionskostnader. De nyemitterade aktierna registrerades i april 2010.

## Aktiedata

Aktiekapitalet i moderbolaget har sedan starten i september 2001 fram till 31 december 2010 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	Kvittningsemission	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
2010	Utnyttjande teckningsoption	0,17	482 528	30 176 070	80 421	5 029 345
2010	Utnyttjande teckningsoption	0,17	185 798	30 361 865	30 966	5 060 311
2010	Utnyttjande teckningsoption	0,17	84 971	30 446 836	14 162	5 074 473
2010	Utnyttjande teckningsoption	0,17	2 057 653	32 504 489	342 942	5 417 415



## Utdelningspolitik

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

## Aktieägarstruktur

De 20 största aktieägarna i Tethys Oil per den 31 mars 2011.

Aktieägare per 31 mars 2011	Antal aktier	Kapital och röster
SIX SIS	6 510 898	20,0%
Vincent Hamilton*	2 326 955	7,2%
Bk Julius Baer	2 021 417	6,2%
Union Bank of Switzerland	1 690 000	5,2%
Magnus Nordin	1 459 127	4,5%
Lorito Holdings Ltd	1 055 594	3,2%
MZ Investments	1 049 588	3,2%
Jan Risberg	838 419	2,6%
John Hoey*	821 393	2,5%
Pictet & Cie	813 980	2,5%
OZ Master Fund Ltd	763 189	2,3%
Jonas Lindvall	603 000	1,9%
Jean-Marie Lattès	550 000	1,7%
Avanza Pension	501 317	1,5%
BNP Paribas (Suisse) S.A.	497 313	1,5%
Nordnet Pensionsförsäkringar AB	417 236	1,3%
Grebbeshult Holding AB	406 800	1,3%
Cogeval S.A.	400 000	1,2%
Svenska Handelsbanken SA	356 000	1,1%
Bo-Axel Johnson	354 000	1,1%
<b>Totalt, 20 största aktieägarna</b>	<b>23 436 226</b>	<b>72,1%</b>
Övriga, omkring 1 795 aktieägare	9 068 263	27,9%
<b>TOTALT</b>	<b>32 504 489</b>	<b>100,0%</b>

Källa: Euroclear Sweden AB och Tethys Oil AB

\* Genom bolag

## Fördelning av aktieinnehav

Fördelning av aktieinnehav i Tethys Oil per den 31 mars 2011.

Storleksklasser per den 31 mars 2010	Antal aktier	Andel av antal aktier	Antal aktieägare	Andel av antal aktieägare
1 – 1 500	544 003	1,7%	1 283	71,0%
1 501 – 30 000	2 947 603	9,1%	455	25,1%
30 001 – 150 000	3 455 040	10,6%	48	2,7%
150 001 – 300 000	752 912	2,3%	7	0,2%
300 001 –	24 804 931	76,3%	22	1,1%
<b>Totalt</b>	<b>32 504 489</b>	<b>100,0%</b>	<b>1 815</b>	<b>100,0%</b>

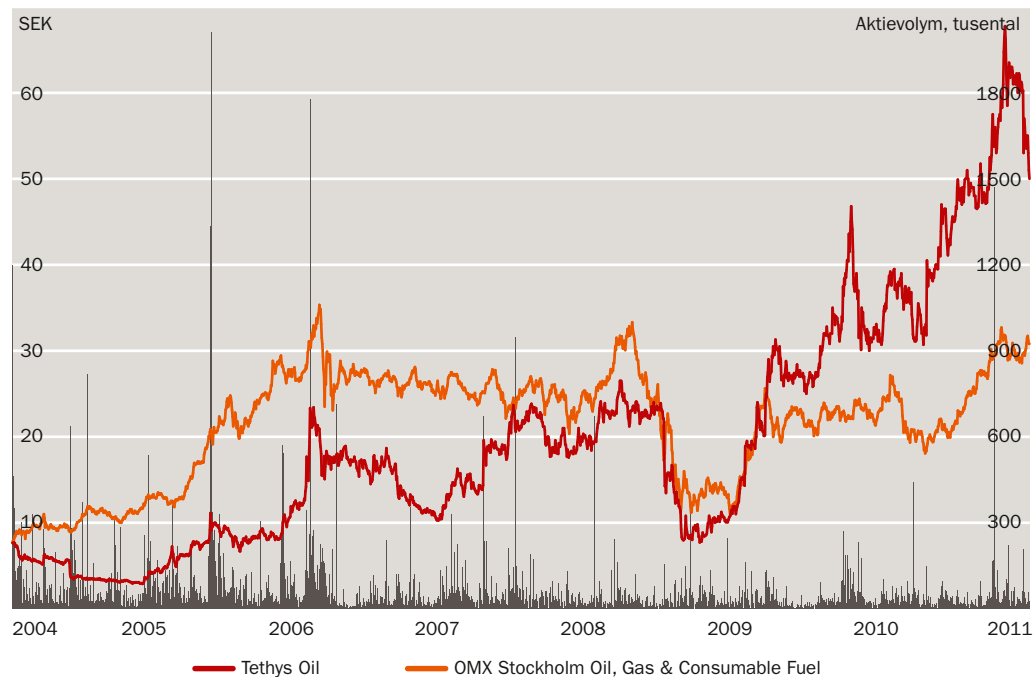
Källa: Euroclear Sweden AB och Tethys Oil AB



### Aktieprisutveckling och omsättning oktober 2009 – mars 2011



### Aktieprisutveckling och omsättning sedan handelsstart 6 april 2004



### Aktiestatistik 2010

Aktierna i Tethys Oil handlas på First North i Stockholm.

Ticker	TETY
Årshögsta	59,25 (10 december 2010)
Årslägsta	29,40 (10 februari 2010)
Genomsnittlig omsättning per dag (aktier)	39 554
Periodens omsättning (aktier)	10 007 069
Periodens omsättning/utestående aktier	32,4%

Källa: First North



# Nyckeltal

Koncernen	2010	2009	2008	2007	2006
<b>Resultat- och balansposter</b>					
Bruttomarginal, TSEK	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Rörelseresultat, TSEK	100 661	-28 985	-31 748	-23 533	-30 976
Rörelsemarginal, %	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Resultat efter finansiella poster, TSEK	80 144	-42 446	-16 395	-24 704	-29 802
Årets resultat, TSEK	80 069	-42 503	-16 426	-24 721	-29 802
Nettomarginal, %	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Eget kapital, TSEK	380 055	202 770	177 077	103 196	95 230
Balansomslutning, TSEK	384 069	222 680	179 909	105 586	118 983
<b>Kapitalstruktur</b>					
Soliditet, %	98,95%	91,06%	98,43%	97,74%	80,04%
Skuldsättningsgrad, %	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Andel riskbärande kapital, %	98,95%	91,06%	98,43%	97,74%	80,04%
Räntetäckningsgrad, %	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Investeringar, TSEK	28 832	81 681	72 512	51 765	35 207
<b>Lönsamhet</b>					
Räntabilitet på eget kapital, %	21,07%	neg.	neg.	neg.	neg.
Räntabilitet på sysselsatt kapital, %	20,85%	neg.	neg.	neg.	neg.
<b>Anställda</b>					
Genomsnittligt antal anställda	9	10	10	9	5
<b>Aktiedata</b>					
Utdelning per aktie, SEK	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Kassaflöde använt i den löpande verksamheten per aktie, SEK	5,97	neg.	neg.	neg.	neg.
Antal aktier vid årets slut, tusental	32 504	28 049	23 980	19 179	17 226
Eget kapital per aktie, SEK	11,69	7,23	7,38	5,38	5,53
Vägt genomsnittligt antal aktier under året, tusental	30 849	26 274	22 669	17 592	15 330
Resultat per aktie, SEK	2,60	-1,62	-0,72	-1,41	-1,94

## 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.



<b>Moderbolaget</b>	<b>2010</b>	<b>2009</b>	<b>2008</b>	<b>2007</b>	<b>2006</b>
<b>Resultat- och balansposter</b>					
Bruttomarginal, TSEK	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Rörelseresultat, TSEK	-5 366	-5 366	-6 853	-3 996	-4 488
Rörelsemarginal, %	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Resultat efter finansiella poster, TSEK	-18 717	-30 327	-12 389	-22 558	-28 178
Årets resultat, TSEK	-31 903	-30 327	-12 389	-22 558	-28 178
Nettomarginal, %	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Eget kapital, TSEK	262 901	226 005	187 035	113 197	100 945
Balansomslutning, TSEK	314 746	226 800	188 409	115 179	121 232
<b>Kapitalstruktur</b>					
Soliditet, %	83,53%	99,65%	99,27%	98,28%	83,27%
Skuldsättningsgrad, %	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Andel riskbärande kapital, %	83,53%	99,65%	99,27%	98,28%	83,27%
Räntetäckningsgrad, %	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Investeringar, TSEK	71 982	62 999	82 755	21 887	59 096
<b>Lönsamhet</b>					
Räntabilitet på eget kapital, %	neg.	neg.	neg.	neg.	neg.
Räntabilitet på sysselsatt kapital, %	neg.	neg.	neg.	neg.	neg.
<b>Anställda</b>					
Genomsnittligt antal anställda	6	6	5	5	4
<b>Aktiedata</b>					
Utdelning per aktie, SEK	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Kassaflöde från/ använt i den löpande verksamheten per aktie, SEK	0,11	neg.	neg.	neg.	neg.
Antal aktier vid årets slut, tusental	32 504	28 049	23 980	19 179	17 226
Eget kapital per aktie, SEK	8,09	8,06	7,80	5,90	5,53
Vägt genomsnittligt antal aktier under året, tusental	30 849	26 274	22 669	17 592	15 330
Resultat per aktie, SEK	-1,03	-1,15	-0,55	-1,28	-1,84

#### 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

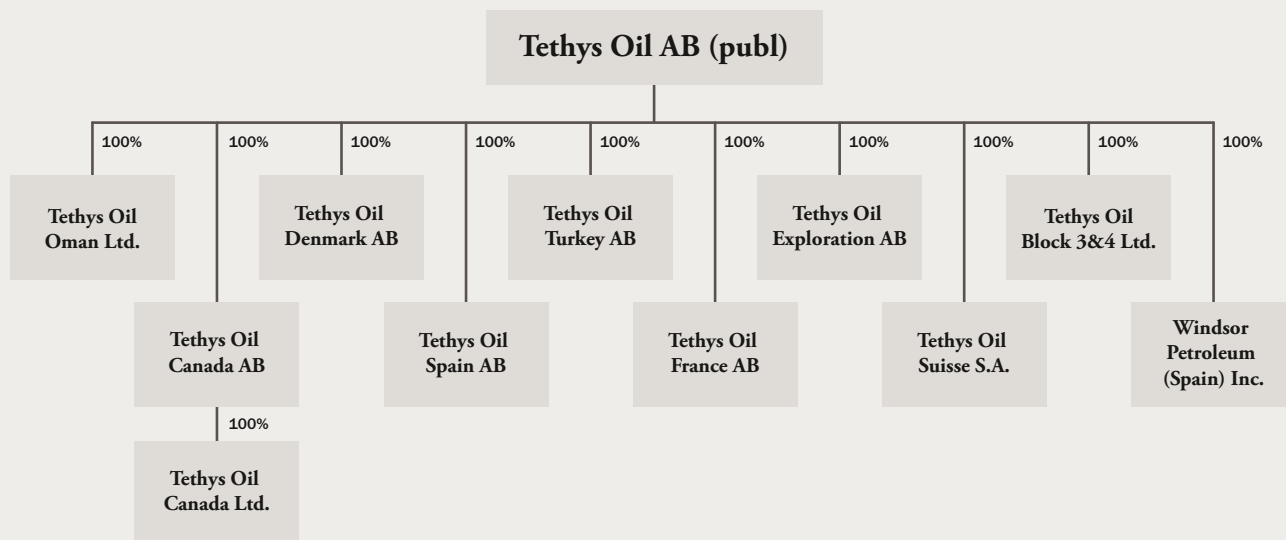
Årets resultat dividerat med vägt genomsnittligt antal aktier.

#### 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 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 2010 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 innehar 40 procents andel av Block 15 och 30 procents andel av Block 3 och 4.

### Block 15

På Block 15 har Tethys Oil huvudsakligen fokuserat på Jebel Aswadstrukturen, som är en geologisk struktur i den nordvästra delen av blocket. Strukturen är kartlagd utifrån 2D-seismik och omfattar en yta om cirka 225 kvadratkilometer. Två prospekteringsborrningar har utförts, 1994 och 1997. En av borrningarna, Jebel Aswad-1 (JAS-1), återinträddes 1995 och flödade vid test 204 fat olja med en densitet om 40 grader API. Som operatör återinträdde Tethys Oil JAS-1 under 2007 och borrningen var utformad att utvärdera två reservoarer, Natih- och Shuaibareservoarerna. Båda reservoarerna producerade kolväten till ytan. I Natihreservoaren borrades en horisontalsektion om 848 meter och vid test producerades 11.03 miljoner kubikfot naturgas per dag och 793 fat kondensat per dag (motsvarande 2 626 fat oljeekvivalenter per dag). Kondensaten höll mycket god kvalitet med en densitet av 57 grader API.

Sommaren 2008 påbörjade Tethys borrningen av Jebel Aswad-2 (JAS-2) på Block 15 onshore Oman. JAS-2 är belägen cirka 1,2 kilometer från borrplatsen

Land	Licens-/projektnamn	Tethys Oil, %	Total area, km <sup>2</sup>	Partners (operatör i fetstil)	Bokfört värde 31 dec 2010	Bokfört värde 31 dec 2009
Oman	Block 15	40%	1 389	<b>Odin Energi*</b> , Tethys Oil	92 682	99 064
Oman	Block 3,4	30%	33 125	<b>CCED</b> , Tethys Oil, Mitsui	66 573	102 212
Frankrike	Attila	40%	1 986	<b>Galli Coz</b> , Tethys Oil	9 238	3 628
Sverige	Gotland Större	100%	540	<b>Tethys Oil</b>	1 628	1 142
<b>Nya områden</b>					16	174
<b>Totalt</b>			<b>37 040</b>		<b>170 135</b>	<b>205 623</b>

\* Odin Energi tog över som operatör från 1 januari 2011.

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

Under augusti och september 2008 insamlades detaljerad 3D-data över en 285 kvadratkilometer stor yta som täcker hela den kolväteförande Jebel Aswad-strukturen. Tidigare seismik över Jebel Aswad är tvådimensionell med relativt låg upplösning och med sparsam täckning över delar av strukturen. Den nya seismiken täcker hela strukturen i rutnät om 15 gånger 15 meter.

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.

I slutet av 2010 genomfördes ett nytt loggningsprogram (mätningar i borrhålet) på borrhålet JAS-2 baserat på teknik från Schlumberger. Mätningarna bekräftade att omkring 700 meter av den horisontella sektionen innehåller kolväten. Det bekräftades också att den vattenförande förkastningen är belägen i slutet av den horisontella sektionen.

Tethys har kommit överens med partner Odin Energi att intensifiera arbetsprogrammet på blocket, från och med januari 2011 med Odin som operatör. Ett huvudsyfte med det föreslagna arbetsprogrammet är att försöka genomföra ett långvarigt produktionstest på JAS-1 och JAS-2 under 2011.

#### *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. På licensen har strukturerna Farha South och Saiwan East varit av särskilt intresse.

Ett betydande utvärderingsprogram har under 2010 genomförts på Block 3 och 4. Sammanlagt har fyra borrhållningar slutförts på Blocken. En omfattande 3D-seismikstudie har också genomförts, vilken omfattade Saiwan East-strukturen på Block 4 och Farhatrenden på Block 3.

Under tredje kvartalet inleddes ett pilotproduktionsprogram i syfte att genomföra ett långvarigt produktionstest av Farha South-strukturen. Målet med programmet är att inhämta mer information om reservoaren i syfte att optimera framtida produktionsvolymerna. Produktions- och försäljningsvolymerna kommer därför under pilotproduktionen att variera kraftigt. Under 2010 producerades sammanlagt 139 213 fat från borrhålen Farha South-3, -4 och -5. Tethys andel av oljan från pilotproduktionen uppgår till 30 procent, motsvarande 41 764 fat, före statens andel. Under fjärde kvartalet såldes en del av den producerade volymen. Tethys andel av försäljningen, före statens andel, uppgick till MUSD 1,5 (motsvarande MSEK 11).

Operatören har presenterat en fältutbyggnadsplan för Barik- och Lower Al Bashairreservoarerna på Farha Southområdet på Block 3 och för Khufaireservoaren på Saiwan Eastområdet på Block 4. Planen är nu föremål för diskussion inom partnergruppen och med det omanska ministeriet för olja och gas.

Licensrättigheterna för Block 3 och 4 har av myndigheterna förlängts med två år, från december 2010 till december 2012. Syftet är att fortsätta prospekteringsarbetet i enlighet med föreslaget prospekteringsprogram och föreslagen tidsplan.

Under 2010 offentliggjorde Tethys också den första tredjepartsstudien av bolagets oljetillgångar på Block 3 och 4.

#### **Farha South-strukturen, Block 3**

##### *Borrningen Farha South-4 flödade 3 079 fat olja per dag*

Borrningen Farha South-4 ("FS-4") inleddes i augusti 2010 och slutfördes i oktober. Borrhålets plats är belägen 740 meter syd-sydost om borrhålets plats FS-3. Den vertikala delen av hålet borrades ned till 2 039 meter. De båda bergartslagren Barik och Lower Al Bashair genomborrades och befanns vara oljeförande. Båda lagren undersöktes med mätningar i borrhålet (loggning), men inga produktionstester genomfördes på den vertikala delen av borrhålet. Två borrhållningar togs från Barikformationen och en från Lower Al Bashairformationen. Barikformationen påträffades på ett djup om 1 272 meter under marken. Barikformationen genomborrades med en horisontell sektion om 820 meter, vilken också loggades i samband med borrhållningen. Produktionstester med pump utfördes i den horisontella sektionen. Det högsta flöde som uppnåddes vid testerna var 3 079 fat olja per dag, genom en 31,75-millimetersventil. Oljan har en densitet om 43 grader API.

##### *Farha South-5 flödar drygt 1 500 fat olja per dag*

Borrningen av Farha South-5 ("FS-5") inleddes i början av oktober som en "stepout" prospekteringsborrning och borrhålets plats är belägen 6,8 kilometer



nordost om FS-3. Borrningen avslutades i december. Den vertikala delen av hålet borrades ned till ett djup om 2 370 meter. De båda bergartslagren Barik och Lower Al Bashair genomborrades och befanns vara oljeförande. Mätningar (loggning) i borrhålet genomfördes. Barikformationen påträffades på ett djup om 1 240 meter, och genomborrades med en 160 meter lång horisontell sektion. En pump installerades och borrhålet sattes i produktion. Den genomsnittliga produktionsvolymen uppgår till mer än 1 500 fat olja per dag. Oljan har en densitet om 44 grader API. Efter färdigställande kopplades FS-5 upp mot pilotproduktionsanläggningen på Farha South ("Early Production System") för ett långvarigt produktionstest.

#### **Saiwan East-strukturen på Block 4**

##### *Oljekällan Saiwan East-3 flödade 10 714 fat olja per dag*

Borrningen av Saiwan East-3 ("SE-3") inleddes i början av sommaren och syftade till att utvärdera och utveckla oljefyndet i Khufaiformationen som gjordes vid borrningen av SE-2 2009. SE-3 borrades 1,2 kilometer sydost om borrhålet SE-2.

SE-3 borrades först vertikalt till ett djup om 1 800 meter. SE-3 genomborrade en oljeförande zon om över 61 meter brutto (gross oil column) i Khufailagret. Efter att den vertikala borrningen avslutats, borrades en horisontell sektion vilken också produktionstestades. Det högsta flöde som uppmättes vid produktionstesterna var 10 714 fat olja per dag, genom en 38 millimeter bred ventil. Oljan har en densitet om 32,4 grader API. Vid borrningen påträffades också tungolja i lagren Buah, Amin och Miqrat.

##### *Saiwan East -4 påträffar olja av annan kvalitet än tidigare Saiwanborrningar*

Saiwan East-4 ("SE-4") borrades i augusti 2010 och borrhålets djup låg 2,9 kilometer sydost om SE-3. SE-4 borrades till ett djup om 2 463 meter. Borrhålet produktionstestades i slutet av 2010 och början av 2011. Resultat från testerna tyder på att oljan i denna del av Block 4 är av annan kvalitet än den olja som påträffades vid tidigare Saiwanborrningar. Resultaten tyder också på att en väsentligt större del än vad som tidigare bedömts av det mer än 400 meter tjocka Khufailagret kan innehålla olja av flera olika kvaliteter. Den olja som påträffats i SE-4 kan visa sig variera i densitet från olja om 33 grader API, som producerades i SE-2 och SE-3, till den tyngre olja som påträffades ovanför Khufailagret i dessa borrningar. I de tidigare borrningarna SE-2 och SE-3 bekräftades bara de övre delarna av Khufailagret vara oljeförande. Data från den omfattande loggningen (mätning i borrhålet) som utfördes i somras och från de borrhålen som då också togs, har nu utökats med information från sex produktionstester av separata intervall som spänner över drygt 400 meter av huvudsakligen Khufaikalksten. Inga flöden kunde etableras och borrhålets utformning medförde att vattenförande sprickor i den övre delen av Khufaireservoaren störde testresultaten

i denna del. Den faktiska produktionskapaciteten för SE-4 har därför inte kunnat fastställas.

##### *Borrningen av Saiwan East-6 genomförd i första kvartalet 2011*

Saiwan East-6 ("SE-6") borrades under första kvartalet 2011 och borrhålets djup låg 4,8 kilometer norr om SE-4. Tungolja påträffades i formationerna Miqrat och Buha. De ligger ovanför Khufaireservoaren, vilken påträffades på ett djup om 1 617 meter. Borrningen genomfördes till ett totalt djup om 1 720 meter och påträffade med periodiskt återkommande tungolja, även i Khufaireservoaren. Mätningar i borrhålet har genomförts (loggning). Vid ett s k "Open hole"-produktionstest av Khufaireservoaren översta 30 meter producerades vatten med lite olja på ytan. Hålet har nu förslutits.

Borrhålets egenskaper tyder på att SE-6 borrades i utkanten av det potentiella oljefältet Saiwan East. Borrprogrammet på Saiwan East kommer nu fortsätta med att borra en horisontell sektion i Khufaireservoaren i borrhålet Saiwan East-2. Borrningen kommer ske som en s k produktionsborrning. Efter att denna har färdigställts planeras utvärderingsborrningarna fortsätta senare i vår söderut på SE-1 området.

#### **3D seismikstudie på Block 3 och 4**

Under slutet av 2009 och våren 2010 genomfördes en omfattande 3D-seismikstudie som omfattade både Saiwan East-strukturen på Block 4 och Farhatrenden på Block 3. Studien täckte sammanlagt 400 kvadratkilometer på Block 4 och 742 kvadratkilometer på Block 3. Seismiken insamlades av det kinesiska företaget BGP Oil and Gas Services.

#### **Oberoende tredjepartsstudie av oljetillgångarna**

Tethys publicerade i maj resultaten från Gaffney, Cline & Associates (GCA) tredjepartsstudie av oljetillgångarna på Block 3 och 4. Studien baseras på tillgängliga data per 1 maj 2010 och omfattar Farha Southstrukturen på Block 3 och Saiwan Eaststrukturen på Block 4.

I studien beräknas de betingade resurserna (best estimate, 2C), brutto, på Farha South uppgå till 8,9 miljoner fat i Bariklagret och till 12,2 miljoner fat i Lower Al Bashairlagret. På Block 4 beräknas de betingade resurserna (2C) uppgå till 20,8 miljoner fat brutto i Khufailagret. Dessutom beräknas den tunga oljan i Miqrat- och Aminlagren i Saiwan East på Block 4 uppgå till 32,7 miljoner fat betingade resurser (2C), brutto. Tethys andel av de betingade resurserna uppgår till 30 procent, före statens andel.

#### **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. Operatör för licensen är det privata franska bolaget Galli Coz S.A., som innehar resterande 60 procent.

Indikationer under prospekteringsborrningen 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.

Under 2010 har ytterligare tester genomförts. Resultatet från dessa tyder på att för tung borrvätska användes under borrningen av PLM-2, vilket resulterade i att borrhålet därigenom drabbats av s.k. ”skin damage (flödesbegränsning runt borrhålet). Den faktiska produktionspotentialen från det borrhålet har därför inte kunnat fastställas. Operatören har därför föreslagit att borra ett sidohål i PLM-2. Denna borrhållning skulle i så fall utföras med lättare borrvätska i en oskadad del av reservoaren.

### **Sverige**

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

Tethys har fått villkoren för licensen Gotland Större förlängda ett år till slutet av 2011. Sedan Tethys tilldelades licensen har bolaget genomfört en omfattande studie av befintlig data över licensområdet. Över 300 kilometer seismisk data har digitaliserats och ombearbetats med modern datateknik. Den seismiska datan har kombinerats med gravimetrisk information samt med topografisk data från nya studier genomförda från flygplan. Syftet har varit att identifiera oborrade rev från ordovisisk tid som skulle kunna innehålla olja. Efter att databasen sammanställts och studien genomförts har till dags dato över 40 möjliga rev identifierats, vilka alla skulle kunna vara oljeförande.

Härnäst planeras att genomföra en studie av jordprover från de bäst belägna reven. Syftet är att analysera jorden och jämföra resultaten med jordprover som insamlats från tidigare kända oljeförande rev. På så vis kan oljepotentialen hos oborrade rev ytterligare fastställas innan beslut om eventuell borrning tas. Denna studie skall genomföras under våren 2011.

### **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 avseende Block 15 och Block 3 och 4. På de övriga licenserna är åtagandena antingen uppfyllda eller så finns inga åtaganden som Tethys Oil kan hållas ansvarig för. På vissa av Tethys Oils licenser finns specificerade arbetsprogram eller minimiutgifter för att bibehålla licenserna, men ej åtaganden som Tethys Oil kan hållas ansvarig för.

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

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

## **RESULTAT OCH KASSAFLÖDE**

De konsoliderade finansiella räkenskaperna för Tethys Oil-koncernen (härefter benämnt ”Tethys Oil” eller ”Koncernen”), där Tethys Oil AB (publ) med organisationsnummer 556615-8266 är moderbolag, presenteras härmed för tolv månadersperioden som avslutades den 31 december 2010. Belopp som avser jämförelseperiod (motsvarande period föregående år) presenteras inom parentes efter beloppet för den aktuella perioden. Koncernens segment är geografiska marknader.

### **Periodens resultat och försäljning**

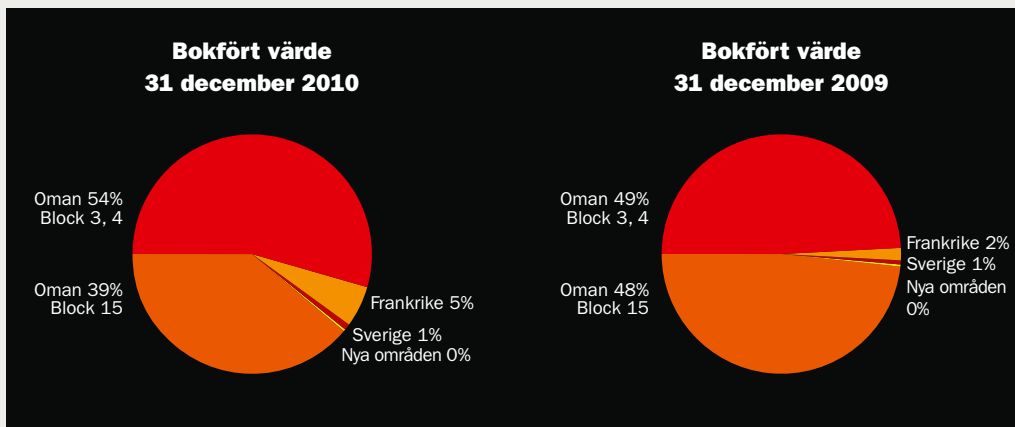
Under det fjärde kvartalet har Tethys Oil sålt 18 898 fat olja, efter statens andel, från det tidiga produktionssystemet på Block 3 i Oman. Försäljningen medförde intäkter om TSEK 11 066 (TSEK –).

Tethys Oil rapporterar ett resultat för helåret 2010 om TSEK 80 069 (TSEK -42 503 för motsvarande period föregående år), vilket motsvarar ett resultat per aktie om SEK 2,60 (SEK -1,62) för helåret.

Resultatet har i stor utsträckning påverkats av utfarmningen av 20 procentenheter av Block 3 och 4 till Mitsui E&P Middle East B.V. (”Mitsui”). Som köpeskilling för förvärvet erhöll Tethys Oil MUSD 20, motsvarande TSEK 144 114, där 40 procent (den andel av Tethys Oils tillgång som farmats ut) av det bokförda värdet 31 december 2009, som uppgick till TSEK 40 879 reducerar det bokförda värdet av Block 3 och 4. Återstoden av den erhållna köpeskillingen, TSEK 103 236 bokförs som reavinst i resultaträkningen bland övriga intäkter i dotterbolaget Tethys Oil Block 3&4 Ltd.

Vidare har resultatet för helåret 2010 i betydande utsträckning påverkats av valutakursförluster. Koncer-





nens valutakurspåverkan uppgår till TSEK -20 517 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 som finansieras genom koncernlån från moderbolaget. Valutan för dessa lån är amerikanska dollar. Omräkningsdifferenserna som uppstår mellan moderbolaget och dotterbolagen är inte kassaflödespåverkande. Valutakursvinsterna är en del av resultatet från finansiella investeringar som uppgick till TSEK -20 517 för helåret 2010.

Nedskrivningar av olje- och gastillgångar under helåret 2010 uppgick till TSEK 311 (TSEK 15 872). Kassaflöde från verksamheten före förändringar i rörelsekapital för helåret 2010 uppgick till TSEK -1 944 (TSEK -12 856).

Det har inte skett någon avskrivning av olje- och gastillgångar eftersom inga reserver har fastställts. När reserver väl fastställts kommer Tethys Oil att redovisa avskrivningar på olje- och gastillgångar i enlighet med bolagets Redovisningsprinciper.

#### Övriga intäkter, administrationskostnader

Administrationskostnader uppgick till TSEK 15 247 (TSEK 15 343) för helåret 2010. Avskrivningar uppgick till TSEK 349 (TSEK 285) för 2010. Administrationskostnader 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 ovan nämnda innebär vidare att utgifterna finansieras till 60 procent av bolagets partner i Block 15 i Oman. Vidarefaktureringen till joint venture presenteras under Övriga intäkter i resultaträkningen. Delar av de återstående administrationskostnaderna kapitaliseras i dotterbolagen och i de fall Tethys Oil

är operatör finansieras dessa av partners. I koncernens resultaträkning elimineras dessa interna transaktioner.

#### Förändringar av olje- och gastillgångar

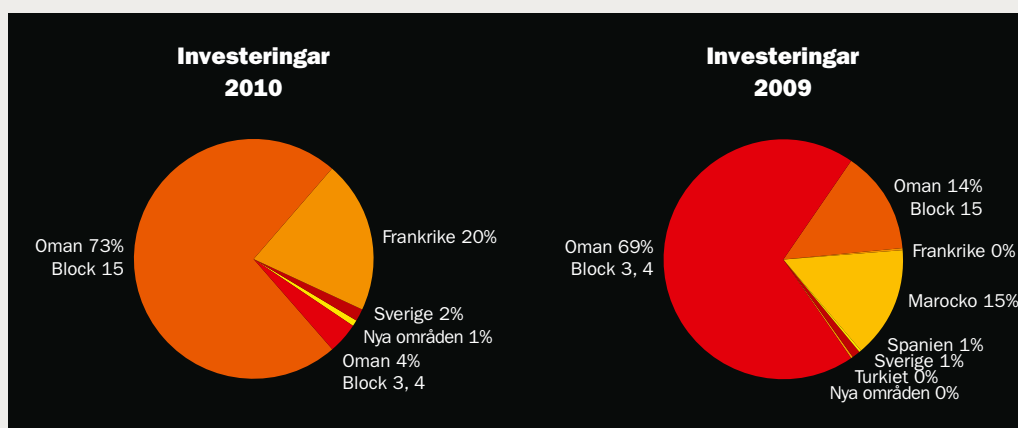
Tethys Oil har andelar i licenser i Oman, Frankrike och Sverige. Oman svarar för den större delen av det bokförda värdet, omkring 94 procent per den 31 december 2010 jämfört med 97 procent per den 31 december 2009.

Olje- och gastillgångar uppgick per den 31 december 2010 till TSEK 170 135 (TSEK 205 623). Investeringar i olje- och gastillgångar uppgick till TSEK 27 428 (TSEK 81 480) under tolv månadersperioden som avslutades 31 december 2010.

Under 2010 har Tethys Oil genom det helägda dotterbolaget Tethys Oil Block 3&4 Ltd. ingått ett avtal med Mitsui E&P Middle East B.V. ("Mitsui"), varvid Mitsui förvärvade 20 procentenheter i Block 3 och 4 onshore Oman. Som köpeskilling för förvärvet av 20 procentenheter betalade Mitsui till Tethys Oil, vid slutförandet av affären, MUSD 20 kontant. Därutöver förband sig Mitsui att finansiera Tethys Oils andel av icke prospekteringsrelaterade investeringar från och med 1 januari 2010 upp till MUSD 60 avseende Block 3 och 4. Tethys Oil uppskattar att MUSD 15 har betalats för Tethys Oils räkning, i enlighet med ovan nämnda finansieringsavtal, under 2010. Vidare skall Mitsui betala till Tethys Oil en produktionsbonus om MUSD 10 vid den händelse att den sammanlagda produktionen från Block 3 och 4 överstiger 10 000 fat olja per dag under en 30-dagarsperiod. Produktionsbonusen ingår inte i de finansiella räkenskaperna i denna rapport.

Enligt ovan, erhöll Tethys Oil ersättning för nästan samtliga investeringar som gjorts på Block 3 och 4 under 2010. Köpeskillingen om MUSD 20, motsvarande TSEK 144 114, avseende förvärvet av Mitsui har redovisat enligt följande:

- TSEK 40 879 har bokats mot och därmed reducerat bokfört värde av olje- och gastillgångarna i Block 3 och 4 i dotterbolaget Tethys Oil Block 3&4 Ltd, eftersom det motsvarar 40 procent av det



bokförda värdet 31 december 2009. 40 procent är den andel som farmades ut till Mitsui

- TSEK 103 236 bokförs som reavinst i resultaträkningen i Tethys Oil Block 3&4 Ltd.

Verksamheten på Block 3 och 4 har under helåret 2010 fokuserats på två separata strukturer; Saiwan East och Farha South. En tredimensionell seismikstudie genomfördes på de två områdena under den första delen av 2010. Under 2010 har Tethys Oil och samarbetspartners genomfört fyra nya borrhningar och fyra produktionstester. Borrhningarna och produktionstesterna har bekräftat produktiviteten och ökat reservoarutbredningen. Vidare har pilotproduktion påbörjats vid Farha South. Under 2011 kommer arbetsprogrammet fortsatt inriktas på utvärderingen av Khufaireservoaren på Block 4 och att påbörja produktion från Barik- och Lower Al Bashairreservoarerna i Farha South på Block 3.

Investeringarna på Block 15 uppgick till TSEK 1 184 och har huvudsakligen avsett licensadministration, övervakning och geologiska studier. I Frankrike har investeringar om TSEK 5 610 avsett fortsatt utvärdering av prospekteringsborrningen PLM-2. I bokfört värde av olje- och gastillgångar ingår valutakursförändringar om TSEK -21 727 under helåret 2010, vilka inte är kassaflödespåverkande och därför inte ingår i investeringar. För ytterligare information se Periodens resultat och försäljning ovan.

#### Likviditet och finansiering

Kassa och bank per den 31 december 2010 uppgick till TSEK 190 512 (TSEK 13 620).

Likviditeten stärktes markant genom utfarmningen av 20 procentenheter av Block 3 och 4 till Mitsui E&P Middle East B.V. Som köpeskilling för utfarmningen erhöll Tethys Oil MUS\$ 20 i augusti samt ersättning för nedlagda investeringar under 2010 på Block 3 och 4.

Under 2010 erhöll Tethys Oil likvid om TSEK 90 974 från 3 955 398 utnyttjade teckningsoptioner, som ökade antalet aktier med motsvarande antal. Med stöd av bemyndigande från Årsstämman 20 maj 2009

beslutade styrelsen att genomföra en nyemission om 500 000 aktier genom två private placements. Emissionerna genomfördes till kurser på SEK 30,75 och SEK 33,75 per aktie, vilket låg i linje med rådande börskurs vid tillfället. Emissionslikviden uppgick till TSEK 15 820 före emissionskostnader. Aktierna från nyemissionen registrerades i april 2010.

#### Kortfristiga fordringar

Kortfristiga fordringar uppgick till TSEK 20 789 (TSEK 1 810) per den 31 december 2010. Kortfristiga fordringar avser fordringar på oljeförsäljningen. Betalning för fordringar erhöles i början av januari 2011. Vidare består kortfristiga fordringar av fordringar på partners i olje- och gasverksamheten.

#### Kortfristiga skulder

Kortfristiga skulder per den 31 december 2010 uppgick till TSEK 4 014 (TSEK 19 911), av vilka TSEK 1 199 (TSEK 1 080) är hänförliga till leverantörsskulder, TSEK 481 (TSEK 18 448) är hänförliga till övriga kortfristiga skulder och TSEK 2 334 (TSEK 383) är hänförliga till upplupna kostnader. Minskningen av kortfristiga skulder beror till stor del på betalningar för tidigare investeringar på Block 3 och 4. Betalningarna skedde i början av första kvartalet 2010.

#### Moderbolaget

Moderbolaget redovisar ett resultat om TSEK -31 903 (TSEK -30 327) för helåret. Administrationskostnaderna uppgick till TSEK -8 386 (TSEK -7 934) för helåret 2010. Resultat från finansiella investeringar uppgick till TSEK -13 351 (TSEK -24 961) under 2010. Den svagare amerikanska dollarn har haft negativ inverkan på resultatet från finansiella investeringar. Dessa valutakursförluster avser omräkningsdifferenser och är ej kassaflödespåverkande. Investeringar uppgick under helåret 2010 till TSEK 71 982 (TSEK 98 400). 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 räkenskapsperiodens utgång

Tethys Oil har ingått avtal med Mouvoil S.A. om att förvärva en licensandel om 37,5 procent i en prospekterings- och produktionslicens om 215 kvadratkilometer i det sydfranska departementet Gard. Förvärvslikviden för 37,5 procents andel i licensen uppgår till 39 261 nyemitterade aktier i Tethys Oil samt EUR 250 000 kontant. Enligt överenskommelsen ska Tethys också bekosta insamling av ny seismik samt inom två år bekosta en borrhning, vilket är det arbetsprogram som är fastställt i licensvillkoren. Kostnaden för arbetet som Tethys skall bekosta, beräknas uppgå till MUSD 1,5. Tethys har vidare möjlighet att förvärva ytterligare 37,5 procents andel i licensen genom att bekosta en andra borrhning. Tethys kan därigenom erhålla upp till 75 procents andel i licensen. Mouvoil S.A. är ett privat schweiziskt bolag, vars ledning har mångårig erfarenhet från franska multinationella oljebolag. Mouvoil tilldelades licensen 2010. Licensen, "Permis du Bassin D'Alès", omfattar delar av sedimentbassängen Alès, inklusive tungoljefältet Maruejols som upptäcktes 1947. Fältet är kartlagt genom nio borrhningar och små mängder olja med en kvalitet om 14 grader API producerades mellan 1947-50 samt mellan 1980-82. Licensområdet omfattar även minst två strukturer på ett djup om 1 400 meter respektive 2 000 meter som potentiellt kan innehålla konventionell olja.

I april 2011 meddelades att borrhningen av SE-7 på Block 4 onshore Sultanatet Oman hade avslutats. Flera intervall med tungolja påträffades i borrhålet, men inga flöden uppmättes. SE-7 borrades till ett djup om 1 890 meter, med målsättningen att undersöka om Khufailagret var oljeförande också i den södra delen av Saiwan East-strukturen. I den övre delen av Khufailagret uppmättes en zon om drygt 90 meter av varierande tungoljemätnad. Ett begränsat testprogram genomfördes med en sk "wireline MDT tool", men inga flöden uppmättes. Som väntat påträffades också tungolja i de ytligare formationerna Buah, Miqrat och Amin. SE-7 har avslutits temporärt för att möjliggöra framtida undersökningar och eventuella tester.

I mars 2011 meddelades att en horisontell sektion i borrhålet Saiwan East-2 ("SE-2") på Block 4 färdigborrats. Borrhålet förbereddes för produktion och kopplades upp mot testutrustning för att genomgå ett långvarigt produktionstest. Utöver att olja påträffades i Khufailagret, så bekräftades vid mätningar i borrhålet ("open hole logs") också tungolja i lagren Miqrat, Amin och Buah.

I februari 2011 meddelades resultat från produktionstester av borrhålet Saiwan East-4 ("SE-4") på Block 4. SE-4 borrades sommaren 2010, men inga produktionstester genomfördes i samband med borrhningen. Resultat från testerna tyder på att oljan i denna del av Block 4 är av annan kvalitet än den olja som påträffats

vid tidigare Saiwanborrningar. Resultaten tyder också på att en väsentligt större del än vad som tidigare bedömts av det mer än 400 meter tjocka Khufailagret kan innehålla olja av flera olika kvaliteter. Den olja som påträffats i SE-4 kan visa sig variera i densitet från olja om 33 grader API, som producerades i SE-2 och SE-3, till den tyngre olja som påträffades ovanför Khufailagret i dessa borrhningar.

## Finansiella derivatinstrument

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

## Styrelse och ledning

Vid årsstämman den 19 maj 2010 återvaldes Håkan Ehrenblad, Vincent Hamilton, John Hoey, Magnus Nordin och Jan Risberg till styrelsemedlemmar. Jonas Lindvall avböjde omval. Inga suppleanter valdes. Vid samma årsstämma utsågs Vincent Hamilton till Styrelseordförande.

Styrelsearbetet följer etablerade rutiner som fördelar arbetet mellan styrelsen och verksamhetsställande direktören. Arbetsordningen utvärderas årligen och skrivs om, om det bedöms behövt. Styrelsen hade 11 möten under 2010. Bland viktiga beslut märks antagande av kvartalsrapporter samt beslut om budgeten för 2011.

Styrelsen har bestått av fem ledamöter, varav tre oberoende och två som också uppburit anställning i bolaget. Vince Hamilton har varit både styrelsens ordförande och Chief Operating Officer. De tre oberoende ledamöterna är även ledamöter i Revisionskommittén som har haft 4 möten under 2010. 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. and Tethys Oil Exploration AB är en del av koncernen. Koncernen Tethys Oil bildades den 1 oktober 2003.

## Aktiedata

Per den 31 december 2010 uppgick det totala antalet aktier i Tethys Oil till 32 504 489 (28 049 091), med ett kvotvärde om SEK 0,17 (0,17). Alla aktier representerar en röst. Tethys Oil har inga incitamentsprogram för anställda.

Per den 1 januari 2010 uppgick antalet aktier i Tethys Oil till 28 049 091. Under de första sju månaderna 2010 utnyttjades 3 955 398 teckningsoptioner och följaktligen nyemitterade Tethys Oil motsvarande antal aktier. Emissionslikviden uppgick till

TSEK 90 974 före emissionskostnader. Aktierna registrerades löpande under de första nio månaderna 2010. Vidare har två private placements genomförts under de första nio månaderna 2010, med stöd av bemyndigande från Årsstämman 20 maj 2009. Dessa två private placements, om 500 000 aktier tillsammans, genomfördes i mars till SEK 30,75 och SEK 33,75 per aktie, vilket låg i linje med rådande börskurs vid tillfället. Emissionslikviden från dessa emissioner uppgick till TSEK 15 820 före emissionskostnader. De nyemitterade aktierna registrerades i april 2010.

#### **Risker och osäkerheter**

En redogörelse för risker och osäkerheter presenteras under not 1 på sidan 50.

#### **Utdelning**

Styrelsen föreslår att ingen utdelning lämnas för verksamhetsåret.

#### **Förslag till vinstdisposition**

Styrelsen föreslår att disponibla vinstmedel, SEK 186 412 925, varav årets förlust SEK 31 902 899, 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 25 maj 2011.

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 29 april 2011

Vincent Hamilton  
*Styrelseordförande*

Håkan Ehrenblad  
*Styrelseledamot*

John Hoey  
*Styrelseledamot*

Jan Risberg  
*Styrelseledamot*

Magnus Nordin  
*Verkställande direktör*

#### **Revisorspåteckning**

Vår revisionsberättelse har avgivits den 29 april 2011.

PricewaterhouseCoopers AB

Johan Rippe  
*Auktoriserad revisor*  
*Huvudansvarig*

Johan Malmqvist  
*Auktoriserad revisor*



# Koncernens resultaträkning och rapport över totalresultat

TSEK	Not	2010	2009
Försäljning av olja och gas	4	11 066	–
Avskrivning av olje- och gastillgångar	6	–	–
Nedskrivning av olje- och gastillgångar	6	-311	-15 872
Övriga intäkter	5	105 016	2 287
Övriga vinster/förluster, netto	7	138	-56
Administrationskostnader inklusive avskrivningar	8–10	-15 247	-15 343
<b>Rörelseresultat</b>		<b>100 661</b>	<b>-28 985</b>
Finansiella intäkter och liknande resultatposter	11	19 984	2 234
Finansiella kostnader och liknande resultatposter	12	-40 501	-15 696
<b>Summa resultat från finansiella investeringar</b>		<b>-20 517</b>	<b>-13 461</b>
<b>Resultat före skatt</b>		<b>80 144</b>	<b>-42 446</b>
Inkomstskatt	13	-75	-57
<b>Årets resultat</b>		<b>80 069</b>	<b>-42 503</b>
<b>Övrigt totalresultat</b>			
Valutaomräkningsdifferens		-8 533	-1 103
<b>Övrigt totalresultat för året</b>		<b>-8 533</b>	<b>-1 103</b>
<b>Årets totalresultat</b>		<b>71 536</b>	<b>-43 607</b>
Antalet utestående aktier	16	32 504 489	28 049 091
Antalet utestående aktier (efter utspädning)	16	32 504 489	32 073 935
Vägt genomsnittligt antal aktier	16	30 849 461	26 274 023
Resultat per aktie, SEK	16	2,60	-1,62
Resultat per aktie (efter utspädning), SEK	16	2,60	-1,62

# Koncernens balansräkning

TSEK	Not	31 dec 2010	31 dec 2009
<b>TILLGÅNGAR</b>			
<b>Anläggningstillgångar</b>			
Olje- och gastillgångar	6	170 135	205 623
Inventarier	14	2 100	1 045
<b>Summa anläggningstillgångar</b>		<b>172 235</b>	<b>206 668</b>
<b>Omsättningstillgångar</b>			
Övriga fordringar	15	20 789	1 810
Förutbetalda kostnader		533	583
Kassa och bank		190 512	13 620
<b>Summa omsättningstillgångar</b>		<b>211 834</b>	<b>16 011</b>
<b>SUMMA TILLGÅNGAR</b>		<b>384 069</b>	<b>222 680</b>
<b>EGET KAPITAL OCH SKULDER</b>			
<b>Eget kapital</b>			
	16		
Aktiekapital		5 417	4 675
Övrigt tillskjutet kapital		436 608	331 601
Övriga reserver		-7 740	794
Balanserad förlust		-54 230	-134 300
<b>Summa eget kapital</b>		<b>380 055</b>	<b>202 770</b>
<b>Ej räntebärande kortfristiga skulder</b>			
Leverantörsskulder		1 199	1 080
Övriga kortfristiga skulder		481	18 448
Upplupna kostnader		2 334	383
<b>Summa ej räntebärande kortfristiga skulder</b>		<b>4 014</b>	<b>19 911</b>
<b>SUMMA EGET KAPITAL OCH SKULDER</b>		<b>384 069</b>	<b>222 680</b>
Ställda säkerheter	18	500	500
Ansvarsförbindelser	19	–	25 804



# Koncernens förändringar i eget kapital

TSEK	Aktie- kapital	Övrigt till- skjutet kapital	Övriga reserver	Balanserad förlust	Summa eget kapital
<b>Ingående balans 1 januari 2009</b>	<b>3 997</b>	<b>262 982</b>	<b>1 897</b>	<b>-91 799</b>	<b>177 077</b>
<b>Totalresultat</b>					
Periodens resultat 2009	-	-	-	-42 505	<b>-42 505</b>
<b>Årets resultat</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-42 505</b>	<b>-42 505</b>
<b>Övrigt totalresultat</b>					
Valutaomräkningsdifferens 2009	-	-	-1 103	-	<b>-1 103</b>
<b>Summa övrigt totalresultat</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-1 103</b>	<b>-</b>	<b>-1 103</b>
<b>Summa totalresultat</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-1 103</b>	<b>-42 503</b>	<b>-43 606</b>
<b>Transaktioner med ägare</b>					
Private placement februari	217	12 783	-	-	<b>13 000</b>
Emissionskostnader	-	-83	-	-	<b>-83</b>
Private placement juni	333	39 667	-	-	<b>40 000</b>
Emissionskostnader teckningsoptioner	-	-1 307	-	-	<b>-1 307</b>
Utnyttjande teckningsoptioner juli	29	4 023	-	-	<b>4 052</b>
Utnyttjande teckningsoptioner oktober	99	13 536	-	-	<b>13 536</b>
<b>Summa transaktioner med ägare</b>	<b>678</b>	<b>68 619</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>69 297</b>
<b>Utgående balans 31 december 2009</b>	<b>4 675</b>	<b>331 601</b>	<b>794</b>	<b>-134 300</b>	<b>202 770</b>
<b>Ingående balans 1 januari 2010</b>	<b>4 675</b>	<b>331 601</b>	<b>794</b>	<b>-134 300</b>	<b>202 770</b>
<b>Totalresultat</b>					
Periodens resultat 2010	-	-	-	80 069	<b>80 069</b>
<b>Årets resultat</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>80 069</b>	<b>80 069</b>
<b>Övrigt totalresultat</b>					
Valutaomräkningsdifferens 2010	-	-	-8 533	-	<b>-8 533</b>
<b>Summa övrigt totalresultat</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-8 533</b>	<b>-</b>	<b>-8 533</b>
<b>Summa totalresultat</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-8 533</b>	<b>80 069</b>	<b>71 536</b>
<b>Transaktioner med ägare</b>					
Utnyttjande teckningsoptioner februari	65	8 894	-	-	<b>8 959</b>
Utnyttjande teckningsoptioner mars	126	17 238	-	-	<b>17 364</b>
Utnyttjande teckningsoptioner april	80	11 018	-	-	<b>11 098</b>
Utnyttjande teckningsoptioner maj	31	4 242	-	-	<b>4 273</b>
Utnyttjande teckningsoptioner juni	14	1 940	-	-	<b>1 954</b>
Utnyttjande teckningsoptioner juli	343	46 983	-	-	<b>47 326</b>
Emissionskostnader teckningsoptioner	-	-1 050	-	-	<b>-1 050</b>
Private placement mars	83	15 742	-	-	<b>15 825</b>
<b>Summa transaktioner med ägare</b>	<b>742</b>	<b>105 007</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>105 749</b>
<b>Utgående balans 31 december 2010</b>	<b>5 417</b>	<b>436 608</b>	<b>-7 739</b>	<b>-54 231</b>	<b>380 055</b>

# Koncernens kassaflödesanalys

TSEK	Not	1 jan 2010– 31 dec 2010	1 jan 2009– 31 dec 2009
<b>Kassaflöde från den löpande verksamheten</b>			
Rörelseresultat		100 661	-28 985
Erhållna räntor	11	1	67
Betalda räntor	12	-	-5
Inkomstskatt	13	-75	-57
Justering för nedskrivning av olje- och gastillgångar	6	311	15 872
Justering för avskrivningar och övriga ej kassaflödespåverkande poster	5,14	-102 842*	251
<b>Kassaflöde använt i den löpande verksamheten före förändringar i rörelsekapital</b>		<b>-1 944</b>	<b>-12 856</b>
Ökning/minskning av fordringar		-18 929	5 691
Minskning/ökning av skulder		-15 897	1 752
<b>Kassaflöde använt i den löpande verksamheten</b>		<b>-36 770</b>	<b>-5 413</b>
<b>Investeringsverksamheten</b>			
Erhållen likvid från utfärmning	5	144 114	-
Investeringar i olje- och gastillgångar	6	-27 428	-81 480
Investeringar i övriga materiella anläggningstillgångar	14	-1 404	-200
<b>Kassaflöde från/använt i investeringsverksamheten</b>		<b>115 282</b>	<b>-81 681</b>
<b>Finansieringsverksamheten</b>			
Nyemission efter avdrag för emissionskostnader	16	105 750	69 297
Avkastning på övriga kortfristiga placeringar		-	4
<b>Kassaflöde från finansieringsverksamheten</b>		<b>105 750</b>	<b>69 301</b>
<b>Årets kassaflöde</b>		<b>184 262</b>	<b>-17 793</b>
Likvida medel vid periodens början		13 620	29 886
Valutakursvinster/-förluster på likvida medel		-7 369	1 524
Likvida medel vid periodens slut		190 512	13 620

\* Reavinsten från utfärmningen, TSEK 103 236, har överförts från det operativa kassaflödet till investeringsverksamheten där hela ersättningen från utfärmningen presenteras. Återstoden är avskrivning och övriga ej kassaflödespåverkande poster, vilka uppgår till TSEK 394.



# Moderbolagets resultaträkning

TSEK	Not	2010	2009
<b>Försäljning av olja och gas</b>		–	–
Avskrivning av olje- och gastillgångar	6	–	–
Nedskrivning av olje- och gastillgångar	6	–	–
Övriga intäkter		2 883	2 625
Övriga förluster/vinster, netto	7	138	-56
Administrationskostnader	8–10	-8 386	-7 934
<b>Rörelseresultat</b>		<b>-5 366</b>	<b>-5 366</b>
Finansiella intäkter och liknande resultatposter	11	28 058	7 962
Finansiella kostnader och liknande resultatposter	12	-40 478	-15 641
Nedskrivning av aktier i dotterbolag	17	-932	-17 282
<b>Summa resultat från finansiella investeringar</b>		<b>-13 351</b>	<b>-24 961</b>
<b>Resultat före skatt</b>		<b>-18 717</b>	<b>-30 327</b>
Inkomstskatt	13	-13 186	–
<b>Årets resultat och rapport över totalresultat</b>		<b>-31 903</b>	<b>-30 327</b>
Antalet utestående aktier	16	32 504 489	28 049 091
Antalet utestående aktier (efter full utspädning)	16	32 504 489	32 073 935
Vägt genomsnittligt antal aktier	16	30 849 461	26 274 023

# Moderbolagets balansräkning

TSEK	Not	31 dec 2010	31 dec 2009
<b>TILLGÅNGAR</b>			
<b>Anläggningstillgångar</b>			
Olje- och gastillgångar	6	–	–
Inventarier	14	264	225
<b>Summa anläggningstillgångar</b>		<b>264</b>	<b>225</b>
<b>Finansiella tillgångar</b>			
Aktier i dotterbolag	17	26 456	26 456
Fordringar hos koncernföretag		235 877	187 326
<b>Summa finansiella tillgångar</b>		<b>262 333</b>	<b>213 782</b>
<b>Omsättningstillgångar</b>			
Övriga fordringar	15	302	209
Förutbetalda kostnader		331	306
Kassa och bank		51 517	12 278
<b>Summa omsättningstillgångar</b>		<b>52 149</b>	<b>12 793</b>
<b>SUMMA TILLGÅNGAR</b>		<b>314 746</b>	<b>226 800</b>
<b>EGET KAPITAL OCH SKULDER</b>			
<b>Eget kapital</b>			
<i>Bundet eget kapital</i>			
Aktiekapital		5 417	4 675
Reservfond		71 071	71 071
<i>Fritt eget kapital</i>			
Överkursfond		365 537	260 530
Balanserad förlust		-147 221	-799 44
Årets resultat		-31 903	-30 327
<b>Summa eget kapital</b>		<b>262 901</b>	<b>226 005</b>
<b>Ej räntebärande kortfristiga skulder</b>			
Leverantörsskulder		1 107	536
Övriga kortfristiga skulder till koncernbolag		50 618	209
Upplupna kostnader		120	49
<b>Summa ej räntebärande kortfristiga skulder</b>		<b>51 845</b>	<b>794</b>
<b>SUMMA EGET KAPITAL OCH SKULDER</b>		<b>314 746</b>	<b>226 800</b>
Ställda säkerheter	18	500	500
Ansvarsförbindelser	19	–	25 804



# Moderbolagets förändringar i eget kapital

TSEK	Bundet eget kapital		Fritt eget kapital			Summa eget kapital
	Aktiekapital	Reservfond	Överkursfond	Balanserad förlust	Årets resultat	
<b>Ingående balans 1 januari 2009</b>	<b>3 997</b>	<b>71 071</b>	<b>191 911</b>	<b>-67 555</b>	<b>-12 389</b>	<b>187 035</b>
Överföring av föregående års resultat	-	-	-	-12 389	12 389	-
<b>Totalresultat</b>						
Periodens resultat 2009	-	-	-	-	-30 326	<b>-30 326</b>
<b>Årets resultat</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-30 326</b>	<b>-30 326</b>
<b>Transaktioner med ägare</b>						
Private placement mars	217	-	12 783	-	-	<b>13 000</b>
Emissionskostnader	-	-	-83	-	-	<b>-83</b>
Private placement juni	333	-	39 667	-	-	<b>40 000</b>
Emissionskostnader teckningsoptioner	-	-	-1 307	-	-	<b>-1 307</b>
Utnyttjande teckningsoptioner juli	29	-	4 023	-	-	<b>4 052</b>
Utnyttjande teckningsoptioner oktober	99	-	13 536	-	-	<b>13 635</b>
<b>Summa transaktioner med ägare</b>	<b>678</b>	<b>-</b>	<b>68 619</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Utgående balans 31 december 2009</b>	<b>4 675</b>	<b>71 071</b>	<b>260 530</b>	<b>-79 944</b>	<b>-30 327</b>	<b>226 005</b>
<b>Ingående balans 1 januari 2010</b>	<b>4 675</b>	<b>71 071</b>	<b>260 530</b>	<b>-79 944</b>	<b>-30 327</b>	<b>226 005</b>
Överföring av föregående års resultat	-	-	-	-30 327	30 327	-
<b>Totalresultat</b>						
Periodens resultat 2010	-	-	-	-	-31 903	<b>-31 903</b>
<b>Årets resultat</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-31 903</b>	<b>-31 903</b>
<b>Övrigt totalresultat</b>						
Koncernbidrag	-	-	-	-50 137	-	<b>-50 137</b>
Skatteeffekt på koncernbidrag	-	-	-	13 186	-	<b>13 186</b>
<b>Summa övrigt totalresultat</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-36 951</b>	<b>-</b>	<b>-36 951</b>
<b>Summa totalresultat</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-36 951</b>	<b>-31 903</b>	<b>-68 854</b>
<b>Transaktioner med ägare</b>						
Utnyttjande teckningsoptioner februari	65	-	8 894	-	-	<b>8 959</b>
Utnyttjande teckningsoptioner mars	126	-	17 238	-	-	<b>17 364</b>
Utnyttjande teckningsoptioner april	80	-	11 018	-	-	<b>11 098</b>
Utnyttjande teckningsoptioner maj	31	-	4 242	-	-	<b>4 273</b>
Utnyttjande teckningsoptioner juni	14	-	1 940	-	-	<b>1 954</b>
Utnyttjande teckningsoptioner juli	343	-	46 983	-	-	<b>47 326</b>
Emissionskostnader teckningsoptioner	-	-	-1 050	-	-	<b>-1 050</b>
Private placement mars	83	-	15 742	-	-	<b>15 825</b>
<b>Summa transaktioner med ägare</b>	<b>742</b>	<b>-</b>	<b>105 007</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>105 749</b>
<b>Utgående balans 31 december 2010</b>	<b>5 417</b>	<b>71 071</b>	<b>365 537</b>	<b>-147 221</b>	<b>-31 903</b>	<b>262 901</b>

# Moderbolagets kassaflödesanalys

TSEK	Not	2010	2009
<b>Kassaflöde från den löpande verksamheten</b>			
Rörelseresultat		-5 366	-5 366
Erhållna räntor	11	8 075	6 857
Betalda räntor	12	-	-5
Justering för avskrivningar	14	165	-17 140
<b>Kassaflöde från/ använt i den löpande verksamheten före förändringar i rörelsekapital</b>		<b>2 874</b>	<b>-15 654</b>
Ökning/minskning av fordringar		-117	240
Ökning/minskning av skulder		914	-580
<b>Kassaflöde från/ använt i den löpande verksamheten</b>		<b>3 671</b>	<b>-15 994</b>
<b>Investeringsverksamheten</b>			
Förvärv av dotterbolag efter avdrag för förvärvade likvida medel	17	-	109
Investeringar i olje- och gastillgångar	6	-	35 569
Investeringar i långfristiga skulder		-71 777	-98 400
Investeringar i övriga materiella anläggningstillgångar	14	-205	-168
<b>Kassaflöde använt i investeringsverksamheten</b>		<b>-71 982</b>	<b>-62 999</b>
<b>Finansieringsverksamheten</b>			
Nyemission efter avdrag för emissionskostnader		105 750	69 297
Avkastning på kortfristiga placeringar		-	4
<b>Kassaflöde från finansieringsverksamheten</b>		<b>105 750</b>	<b>69 301</b>
<b>Årets kassaflöde</b>		<b>37 438</b>	<b>-9 692</b>
Likvida medel vid periodens början		12 278	28 342
Valutakursvinster på likvida medel		1 801	-6 372
Likvida medel vid periodens slut		51 517	12 278



# 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 29 april 2011 godkänts för offentliggörande.

## Redovisningsprinciper

De viktigaste redovisningsprinciperna som tillämpats när denna koncernredovisning upprättats anges nedan. Samma redovisningsprinciper användes för årsredovisningen 2009 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 "Kompletterande redovisningsregler för koncerner". Moderbolaget har upprättat sin årsredovisning i enlighet med Årsredovisningslagen och Rådet för finansiell rapporterings rekommendation RFR 2 "Redovisning för juridisk person". Reglerna i RFR 2 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, med undantag för de fall som anges nedan under avsnittet "Moderbolagets redovisningsprinciper".

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 2010 och som antagits av Koncernen

Följande standarder eller ändringar som utgivits av The International Accounting Standards Board (IASB) har tillämpats med början den 1 januari 2010. Ingen av de nya standarderna har haft någon materiell inverkan på resultat eller finansiella ställning.

### IFRS 3 Rörelseförvärv (Ändring)

Tillämpningen kommer att innebära en förändring av hur framtida förvärv redovisas, bland annat avseende redovisning av transaktionskostnader, eventuella villkorade köpeskillningar och successiva förvärv. Enligt den ändrade standarden kommer förvärvsmetoden att fortsatt användas men med några avgörande skillnader mot tidigare IFRS 3. Ändringen av standarden har ej inneburit någon effekt på tidigare gjorda förvärv.

### IAS 27 Koncernredovisning och separata finansiella rapporter (Ändring)

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

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

Följande nya standarder och tillägg till standarder har utgivits men gäller inte för räkenskapsår som börjar 1 januari 2011 och har inte tillämpats i förtid av Koncernen. En eventuell tidigare tillämpning hade inte givit någon materiell inverkan på resultat eller finansiella ställning.

### IFRS 7 Finansiella instrument: Upplysningar – transferering av finansiella tillgångar (Ändring)

Ändringen kommer att resultera i mer information om företags exponering för risker i transfererade finansiella tillgångar,

särskilt för värdepapperiserade tillgångar. Standarden förväntas inte ha någon inverkan på Tethys Oils resultat eller finansiella ställning. Standarden avser perioder som börjar den 1 juli 2011 eller senare.

### IFRS 9 Finansiella instrument

Standarden hanterar klassificering och mätning av finansiella instrument och kommer troligen att påverka Koncernens redovisning av finansiella tillgångar och skulder. Koncernen har ännu ej utrett den fullständiga påverkan av IFRS 9. Standarden avser perioder som börjar den 1 januari 2013 eller senare.

### Nya tolkningar av redovisningsstandarder

Ingen av de tolkningar som utgivits av International Financial Reporting Standards Committee (IFRIC) och som är tillämpliga för Tethys Oil har, eller förväntas ha någon materiell inverkan på koncernens resultat eller finansiella ställning.

## 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 rörelseförvärv. Köpeskillingen för förvärvet av ett dotterföretag utgörs av verkligt värde på överlåtna tillgångar, skulder och de aktier som emitterats av koncernen. I köpeskillingen ingår även verkligt värde på alla tillgångar eller skulder som är en följd av en överenskommelse om villkorad köpeskillning. Förvärvsrelaterade kostnader kostnadsförs när de uppstår. Identifierbara förvärvade tillgångar och övertagna skulder i ett rörelseförvärv värderas inledningsvis till verkliga värden

på förvärvsdagen. För varje förvärv avgör koncernen om alla innehav utan bestämmande inflytande i det förvärvade företaget redovisas till verkligt värde eller till innehavets proportionella andel av det förvärvade företags nettotillgångar.

Det belopp varmed köpeskilling, eventuellt innehav utan bestämmande inflytande samt verkligt värde på förvärvsdagen på tidigare aktieinnehav överstiger verkligt värde på identifierbara förvärvade nettotillgångar, redovisas som goodwill. Om beloppet understiger verkligt värde för det förvärvade dotterföretagets tillgångar, i händelse av ett s.k. "bargain purchase", redovisas mellanskillnaden direkt rapporten över totalresultat.

Koncerninterna transaktioner och balansposter samt orealiserade vinster och förluster på transaktioner mellan koncernföretag eliminerar. Redovisningsprinciperna för dotterföretag har i förekommande fall ändrats för att garantera en konsekvent tillämpning av koncernens principer.

### Utländska valutor

Poster som ingår i de finansiella rapporterna för de olika enheterna i Koncernen är värderade i den valuta som används i den ekonomiska miljö där respektive företag huvudsakligen är 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 (såvida inte denna genomsnittliga kurs inte är en rimlig approximation av den ackumulerade effekten av de kurser som gäller på transaktionsdagen, i vilket fall intäkter och kostnader omräknas till transaktionsdagens kurs), samt
- alla valutakursdifferenser som uppstår redovisas som en separat del av eget kapital.

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

Vid framtagandet av de finansiella räkenskaper i denna rapport har följande valutakurser använts:

Valuta	2010		2009	
	Genomsnitt	Periodens slut	Genomsnitt	Periodens slut
SEK/USD	7,235	6,845	7,665	7,373
SEK/CHF	6,942	7,157	7,029	6,974

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

Rörelsesegment rapporteras på ett sätt som överensstämmer med den interna rapportering som lämnas till den högste verkställande beslutsfattaren. Den högste verkställande beslutsfattaren är den funktion som ansvarar för tilldelning av resurser och bedömning av rörelsesegmentens resultat. I Koncernen har denna funktion identifierats som styrelsen som fattar strategiska beslut.

### 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.

Periodens skattekostnad omfattar aktuell och uppskjuten skatt. Skatt redovisas i resultaträkningen, utom när skatten avser poster som redovisas i övrigt totalresultat eller direkt i eget kapital. I sådana fall redovisas även skatten i övrigt totalresultat respektive eget kapital.

Uppskjuten skatt redovisas, enligt balansräkningsmetoden, på alla temporära skillnader som uppkommer mellan det skattemässiga värdet på tillgångar och skulder och dessas redovisade värden i koncernredovisningen.

Uppskjutna skattefordringar redovisas i den omfattning det är troligt att framtida skattemässiga överskott kommer att finnas tillgängliga, mot vilka de temporära skillnaderna kan utnyttjas.

### Materiella anläggningstillgångar andra än olje- och gastillgångar

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

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

Inventarier	5 år
-------------	------

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

### Kassaflödesanalys

Kassaflödesanalysen upprättas i enlighet med IAS 7, indirekt metod. Som likvida medel klassificeras, förutom kassa- och banktillgodohavanden, kortfristiga finansiella placeringar som dels är utsatta för endast en obetydlig risk för värdefluktuationer, dels handlas på en öppen marknad till officiella priser eller har en kortare återstående löptid än tre månader från anskaffningstidpunkten.

### Värderingsprinciper för finansiella poster

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.



*(a) Finansiella tillgångar värderade till verkligt värde via resultaträkningen*

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. Derivat klassificeras som att de innehas för handel om de inte är identifierade som säkringar. Tillgångar i denna kategori klassificeras som omsättningstillgångar om de förväntas bli reglerade inom tolv månader, annars klassificeras de som anläggningstillgångar. För närvarande har Koncernen inga tillgångar i denna kategori.

*(b) Lånefordringar och kundfordringar*

Lånefordringar och kundfordringar är finansiella tillgångar som inte är derivat, som har fastställda eller fastställbara betalningar och som inte är noterade på en aktiv marknad. De ingår i omsättningstillgångar med undantag för poster med förfallodag mer än 12 månader efter rapportperiodens slut, vilka klassificeras som anläggningstillgångar. Koncernens lånefordringar och kundfordringar utgörs av Kundfordringar och andra fordringar samt Likvida medel i balansräkningen.

*(c) Övriga skulder*

Övriga skulder är finansiella skulder som inte är derivat, som har fastställda eller fastställbara betalningar och som inte är noterade på en aktiv marknad. De ingår i kortfristiga skulder med undantag för poster med förfallodag mer än 12 månader efter rapportperiodens slut, vilka klassificeras som långa skulder. Övriga skulder redovisas inledningsvis till verkligt värde och därefter till upplupet anskaffningsvärde med tillämpning av effektivräntemetoden.

**Olje- och gasverksamhet**

*a) Redovisning av kostnader för prospektering, utvärdering och utbyggnad*

I olje- och gasverksamheten redovisas alla kostnader för anskaffning av licenser och intressen samt för undersökning, borrning och utbyggnad av dessa aktiveras fält-för-fält, där ett fält (eller en gruppering av fält) motsvarar en kassaflödesgenererande enhet, i enlighet med IFRS 6 Exploration for and Evaluation of Mineral Resources. Varje kassaflödesgenererande enhet eller gruppering av enheter till vilken en prospekterings- eller utvärderingstillgång allokeras skall ej vara större än ett verksamhetssegment. I en produktionsfas gäller att aktiverade kostnader jämte förväntade framtida kostnader att kapitalisera fastställda enligt den pris-

nivå 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". Bolaget bedöms befinna sig i produktionsfas när reserver har etablerats, licensen godkänts som kommersiell och en fältutbyggnadsplan godkänts. Det har fram till och med den 31 december 2010 inte skett någon avskrivning av olje- och gastillgångar i Koncernen eftersom inga tillgångar befunnits vara i produktionsfas.

Bevisade reserver är reserver som kan uppskattas, genom analys av geologisk- och ingenjördata, med skälig tillförlitlighet kommersiellt utvinningsbara från ett givet datum, från kända reservoarer samt under rådande ekonomiska läge, existerande produktionsmetoder samt nuvarande regleringsbestämmelser. Det skall vara minst 90 procents sannolikhet att kvantiteterna som är utvunna är minst lika med de uppskattningar som gjorts. Bevisade reserver kan kategoriseras som utbyggda eller icke-utbyggda.

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

Erhållna ersättningar vid försäljning eller utfarmning av olje- och gastillgångar i prospekteringsstadiet reducerar i första hand de aktiverade kostnaderna för olje- och gastillgången i fråga. Eventuell ersättning överstigande de aktiverade kostnaderna redovisas som intäkt i resultaträkningen.

*b) Intäkter*

Intäkter från försäljning av olja och gas upptas i resultaträkningen netto efter avdrag för royaltandel uttagen i natura och redovisas först när risker och förmåner har övergått till köparen. Intäkter avräknas vid leverans av produkten och kundens acceptering eller vid utförd tjänst. Samtliga intäkter från produktion av olja eller naturgas upptas i resultaträkningen. I de fall där reserver inte har fastställts eller där en fältutbyggnadsplan inte godkänts av värdlandet, beräknas eller redovisas inte nedskrivning av olje- och gastillgångar.

*c) Serviceintäkter*

Serviceintäkter, vilka avser tekniska och managementtjänster till joint ventures,

redovisas som intäkt i enlighet med villkoren i respektive koncessionsavtal.

*d) Joint ventures och gemensamt ägda tillgångar i form av licenser*

*Gemensamt kontrollerade enheter*

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. Per årskiftet hade Koncernen inga andelar i gemensamt kontrollerade enheter.

*Gemensamt ägda tillgångar i form av licenser*

Koncernens andelar i gemensamt kontrollerade tillgångar i form av licenser baseras på andelen av licensen. Licenserna som Koncernen innehar bedöms vara helägda eller gemensamt ägda tillgångar. Koncernens finansiella rapportering reflekterar Koncernens andel av produktion och kapitalkostnader minus nedskrivningar i de gemensamt ägda tillgångarna. Se not 6 för gemensamt ägda tillgångar i form av licenser.

*e) Nedskrivningsprövning*

Nedskrivningsprövning utförs fält-för-fält där ett fält (eller en gruppering av fält) utgör en kassagenererande enhet. Nedskrivningsprövning utförs när information och omständigheter föreligger för nedskrivningsprövning och är tillräckligt 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 avsätt-

ning för framtida åtagande. Vid datum för förvärv av ett oljefält eller när produktion påbörjas bokas en tillgång motsvarande nuvärdet av förväntade framtida återställningskostnader som skrivs ned under fältets livslängd enligt principen "unit of production". Följaktligen bokas en justering till befintlig avsättning för återställningskostnader att motsvara nuvärdet av de förväntade framtida återställningskostnaderna. Nuvärdefaktorn 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.

#### **Leasing**

Leasing där en väsentlig del av riskerna och fördelarna med ägande behålls av leasegivaren klassificeras som operationell leasing. Betalningar som görs under leasingtiden (efter avdrag för eventuella incitament från leasegivaren) kostnadsförs i resultaträkningen linjärt över leasingperioden. Koncernen är endast leasetagare och alla leasingkontrakt är operationella.

#### **Aktiekapital**

Stamaktier klassificeras som eget kapital. Obligatoriskt inlösbare preferensaktier klassificeras som skulder.

Transaktionskostnader som direkt kan hänföras till emission av nya stamaktier eller optioner redovisas, netto efter skatt, i eget kapital som ett avdrag från emissionslikviden.

Då något koncernföretag köper Moderföretags aktier (återköp av egna aktier) reducerar den betalda köpeskillingen, inklusive eventuella direkt hänförliga transaktionskostnader (netto efter skatt), den balanserade vinsten, tills dess aktierna annulleras eller avyttras. Om dessa stamaktier senare avyttras, redovisas erhållna belopp (netto efter eventuella direkt hänförliga transaktionskostnader och skatteeffekter) i balanserad vinst.

#### **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.

#### **Moderbolagets redovisningsprinciper**

Moderbolagets årsredovisning är upprättad enligt Årsredovisningslagen och Rådet för finansiell rapporteringsrekommendation RFR 2, Redovisning för juridisk person. RFR 2 innebär att moderbolaget ska tillämpa samtliga av EU godkända IFRS och uttalanden så långt detta är möjligt inom ramen för årsredovisningslagen och med hänsyn till sambandet mellan redovisning och beskattning.

#### *Andelar i dotterbolag*

Andelar i dotterbolag redovisas enligt anskaffningsvärdemetoden. Prövning av

värdet på andelarna görs när indikationer finns att värdet minskat.

#### *Skatter*

Moderbolaget redovisar obeskattade reserver inklusive uppskjuten skatt i förekommande fall. I koncernredovisningen däremot delas obeskattade reserver upp på uppskjuten skatteskuld och eget kapital.

## **Not 1, Riskhantering**

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 riskhantering**

##### *Teknisk och geologisk risk*

Tethys Oil, i nuvarande utvecklingskedje, prospekterar efter olja och naturgas och utvärderar utvecklade olje- och gasackumulationer. 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 per 31 december 2010 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 noggrann 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 endast producerar relativt små mängder olja 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 till utrustning*

En operationell risk är tillgång till utrustning i Tethys Oils projekt. I synnerhet under borrhänsen av ett projekt är Koncernen beroende av avancerad utrustning såsom rigger, foderrör, etc. Brist på denna utrustning kan innebära svårigheter för Tethys Oil att fullfölja projekt. På senare år har bristen på rigger 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 värdländerns myndigheter och intressegrupper, nationellt såväl som lokalt. Tethys Oil innehar sina olje- och gasintressen genom licenser, direkt eller indirekt, som utfärdas av nationella myndigheter. Vidare är Tethys Oils verksamhet även föremål för lokala tillstånd. Tethys Oil och olje- och gasindustrin är därför föremål för flera former av politisk risk på olika nivåer och industrin är känslig för politiska förändringar.

#### *Miljö*

Olje- och naturgasprospektering samt produktion av olja och naturgas är föremål för ett omfattande regelverk med hänseende till miljön på såväl internationell som nationell nivå. Miljölagstiftningen reglerar bland annat kontroll av vatten- och luftföroreningar, avfall, tillståndskrav och

restriktioner för att bedriva verksamhet i miljö känsliga och kustnära områden. Miljöregleringarna förväntas bli än mer rigorösa i framtiden med följderna att kostnaderna för att uppfylla dessa med största sannolikhet kommer att öka.

#### *Nyckelpersoner*

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

#### **Finansiell riskhantering**

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*

Koncernen är exponerad mot fluktuationer i valutamarknaden då förändringar i valutakurser kan påverka resultat, kassaflöde och eget kapital negativt. Den övervägande delen av Koncernens tillgångar hänför sig till internationella olje- och gasfyndigheter som värderas i USD och genererar intäkter i USD. Valutarisken på verkar Koncernen genom transaktionsriskerna och omräkningsriskerna.

#### *Transaktionsriskerna*

Transaktionsriskerna uppstår i kassaflödet då fakturering eller kostnader för fakturerade varor och tjänster ej sker i den lokala valutan. Genom verksamhet i flera länder är Tethys Oil exponerad mot fluktuationer i ett antal valutor. Amerikanska dollar (USD) utgjorde den huvudsakliga valutan för betalda fakturor under 2010. 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.

#### *Omräkningsriskerna*

Valutakursförändringar påverkar Koncernen i samband med omräkningen av resultaträkningar i utländska dotterbolag till SEK då koncernens resultat påverkas samt när nettotillgångar i utländska dotterbolag

räknas om till SEK vilket påverkar det egna kapitalet. Koncernen säkrar inte denna risk och det kan inte uteslutas att fluktuerande valutakurser kan påverka koncernens resultat och finansiella ställning negativt.

#### *Likviditets- och kapitalrisk*

Bolaget har sedan grundandet varit helt eget kapitalfinansierat och då Koncernen inte redovisat någon försäljning har finansiering skett genom nyemissioner. Projekten har till dags dato finansierats antingen av emissionslikvid eller genom avyttringar av tillgångar. 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 marknadsförhållande, vilket kan leda till att bolaget accepterar ofördelaktiga finansieringsvillkor.

Ytterst övervakar styrelsen koncernens kapitalstruktur och finansförvaltning, godkänner vissa ärenden som rör förvärv, investeringar, eventuell upplåning samt övervakar löpande exponeringen mot finansiella riskerna.

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

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

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

Ansvarsförbindelser – Koncernen har ansvarsförbindelser i enlighet med avtal som specificerar arbetsantaganden. Dessa arbetsantaganden avser framtida verksamhet och

summan av dessa arbeten måste bedömas. Värdet av arbetsåtaganden redovisas med hjälp av historisk erfarenhet samt förväntningar på framtida händelser. Koncernen kommer göra antaganden och bedömningar för att värdera dessa arbetsåtaganden. Den förväntade kostnaden för dessa arbetsåtaganden kan därför komma att ändras över tiden baserat på ny information.

### Not 3, Segmentinformation

Koncernens redovisningsprinciper för segment beskriver att operative segment baseras på ett geografiskt perspektiv och rapporteras i linje med den interna rapporteringen till ansvarig operativ beslutsfattare. Under 2010 har de olika segmenten inte haft separat rapportering baserat på resultat från de separata segmenten som övervakas av ansvarig operativ beslutsfattare varför ingen operativ

segmentsinformation redovisas. Grunden för övervakningen av segmenten är investeringar i segmenten som presenteras i not 6. Externa intäkter presenteras i not 4.

### Not 4, Försäljning av olja och gas

Under fjärde kvartalet 2010 har Tethys Oil sålt 18 898 fat olja, efter statens andel, från det tidiga produktionssystemet på Block 3 i Oman. Försäljningen uppgick till TSEK 11 066 och försäljningspriset uppgick till USD 80,56 per fat.

### Not 5, Övriga intäkter

Övriga intäkter har i stor utsträckning påverkats av utfarmningen av 20 procentenheter av Block 3 och 4 till Mitsui E&P Middle East B.V. Som köpeskilling för för-

värvet erhöll Tethys Oil MUSD 20, motsvarande TSEK 144 114 av vilka 40 procent (den andel av Tethys Oils tillgångar som farmades ut) av bokfört värde per 31 december 2009, motsvarande TSEK 40 879, minskar det bokförda värdet av Block 3 och 4. Resterande belopp av köpeskillingen, TSEK 103 236 bokförs som reavinst i resultaträkningen i dotterbolaget Tethys Oil Block 3&4 Ltd.

### Not 6, Olje- och gastillgångar

Land	Licensnamn	Tethys Oil, %	Total areal, km <sup>2</sup>	Partners (operatör i fetstil)
Oman	Block 15	40%	1 389	<b>Odin Energi</b> <sup>1</sup> , Tethys Oil
Oman	Block 3,4	30%	33 125	<b>CCED</b> , Tethys Oil, Mitsui
Frankrike	Attila	40%	1 986	<b>Galli Coz</b> , Tethys Oil
Sverige	Gotland Större	100%	540	<b>Tethys Oil</b>
Nya områden				
<b>Totalt</b>			<b>37 040</b>	

<sup>1</sup> Odin Energi tog över som operatör från 1 januari 2011.

TSEK	Bokfört värde	Nedskrivning	Investeringar	Bokfört värde	Bokfört värde	Nedskrivning	Investeringar	Bokfört värde
Land, projekt	31 dec 2010	2010	2010	1 jan 2010	31 dec 2009	2009	2009	1 jan 2009
Oman Block 15	92 682 <sup>2</sup>	-	1 184	99 064 <sup>3</sup>	99 064 <sup>3</sup>	-	11 480	98 729
Oman Block 3,4	66 573 <sup>2</sup>	-	19 995	101 615 <sup>3</sup>	101 615 <sup>3</sup>	-	56 401	34 867
Frankrike Attila	9 238	-	5 610	3 628	3 628	-	38	3 589
Marocko Bouanane	-	-73	73	-	-	-14 076	12 218	1 858
Turkiet Ispandika	-	-	-	-	-	-1 364	75	1 289
Spanien Cameros	-	-	-	-	-	-433	433	-
Sverige								
Gotland Större	1 628	-	486	1 142	1 142	-	712	429
Nya områden	16	-238	80	174	174	-	122	52
<b>Totalt</b>	<b>170 135</b>	<b>-311</b>	<b>27 428</b>	<b>205 623</b>	<b>205 623</b>	<b>-15 872</b>	<b>81 480</b>	<b>140 811</b>

<sup>2</sup> Det bokförda värdet av olje- och gastillgångar inkluderar ej kassaflödespåverkande poster om TSEK 21 727 för helåret 2010, och delar av likviden från utfarmningen till Mitsui om TSEK 40 879. Dessa justeringar om totalt TSEK 62 606 ingår inte i investeringar.

<sup>3</sup> Bokfört värde av olje- och gastillgångar inkluderar ej kassaflödespåverkande poster på TSEK -796 under helåret 2009, vilket inte är inkluderat i investeringar.



Olje- och gastillgångar	Koncernen		Moderbolaget	
	2010	2009	2010	2009
TSEK				
<b>Investeringar i olje- och gastillgångar</b>				
Ingående balans	290 168	209 485	–	34 867
Investeringar i Frankrike	5 610	38	–	–
Investeringar i Marocko	73	12 218	–	–
Investeringar i Oman	21 180	67 881	–	-34 867 <sup>4</sup>
Investeringar i Spanien	–	433	–	–
Investeringar i Turkiet	–	75	–	–
Investeringar i Sverige	486	712	–	–
Övriga investeringar i olje- och gastillgångar	80	122	–	–
Justeringar	-62 606 <sup>2</sup>	-796	–	–
Utgående balans	254 990	290 168	–	–
<b>Avskrivningar av olje- och gastillgångar</b>				
Avskrivningar	–	–	–	–
<b>Nedskrivningar av olje- och Gastillgångar</b>				
Ingående balans	84 546	68 674	–	–
Nedskrivningar	311	15 872	–	–
Utgående balans	84 857	84 546	–	–
<b>Summa olje- och gastillgångar</b>	<b>170 135</b>	<b>205 623</b>	<b>–</b>	<b>–</b>

<sup>4</sup> Olje- och gastillgångar förvärvade från Moderbolaget till ett helägt dotterbolag under 2009.

## Not 7, Övriga vinster, netto

TSEK	Koncernen		Moderbolaget	
	2010	2009	2010	2009
<b>Övriga vinster, netto</b>				
Valutakursvinster	237	23	237	23
Valutakursförluster	-99	-80	-99	-80
<b>Totalt</b>	<b>138</b>	<b>-56</b>	<b>138</b>	<b>-56</b>

## Not 8, Ersättning till bolagets revisor

TSEK	Koncernen		Moderbolaget	
	2010	2009	2010	2009
<b>Ersättning till bolagets revisor omfattar</b>				
PwC:				
Revisionsuppdraget	560	433	495	389
Revisionsverksamhet utöver revisionsuppdraget	190	185	120	115
Skatterådgivning	–	–	–	–
Övriga tjänster	–	–	–	–
<b>Totalt</b>	<b>750</b>	<b>618</b>	<b>615</b>	<b>504</b>

## Not 9, Administrationskostnader

TSEK	Koncernen		Moderbolaget	
	2010	2009	2010	2009
<b>Administrationskostnader</b>				
Personal	-7 597	-8 445	-3 198	-3 040
Hyra	-1 341	-1 119	-787	-707
Övriga kontorskostnader	-1 999	-601	-453	-353
Noteringskostnader	-851	-590	-851	-590
Kostnader extern kommunikation	-1 476	-1 575	-1 476	-1 173
Övriga kostnader	-1 634	-2 729	-1 455	-1 929
Avskrivningar	-349	-285	-165	-142
<b>Totalt</b>	<b>-15 247</b>	<b>-15 343</b>	<b>-8 386</b>	<b>-7 934</b>

## Not 10, Anställda

Genomsnittligt antal anställda	2010		2009	
	Totalt	Totalt män	Totalt	Totalt män
Moderbolaget	5	4	6	3
Dotterbolag	4	3	4	3
<b>Totalt</b>	<b>9</b>	<b>7</b>	<b>10</b>	<b>6</b>

TSEK	2010		2009	
	Löner, andra ersättningar och sociala kostnader	Löner, andra ersättningar	Sociala kostnader	Löner, andra ersättningar
Moderbolaget	2 520	678	2 339	702
Dotterbolag	3 981	418	4 992	413
<b>Totalt</b>	<b>6 501</b>	<b>1 096</b>	<b>7 331</b>	<b>1 115</b>

Löner och andra ersättningar fördelade mellan Styrelse och övriga anställda	2010		2009	
	Styrelse och VD	Övriga anställda	Styrelse och VD	Övriga anställda
Moderbolaget	986	1 534	986	1 353
Dotterbolag	3 149	1 928	4 697	295
<b>Totalt</b>	<b>4 135</b>	<b>3 462</b>	<b>5 683</b>	<b>1 648</b>

Koncernen har för närvarande nio heltidsanställda. Till följd av det fåtal anställda presenteras inga uppgifter kring sjukfrånvaro. Vincent Hamilton i egenskap av Chief Operating Officer och Magnus Nordin i egenskap av Verkställande direktör har båda rätt till lön i tolv månader vid uppsägning på bolagets initiativ. Vidare har det under 2010 inte funnits några avtal om bonus eller rörlig ersättning för Verkställande direktören eller Chief Operating Officer.

Löner och andra ersättningar till operativa Styrelseledamöter och ledning	2010			Totalt 2010	Totalt 2009
	Löner	Bonus	Förmåner		
Vincent Hamilton	1 173	-	-	1 173	1 096
Magnus Nordin	976	-	10	986	986
Jonas Lindvall	1 665	-	311	1 976	3 601
<b>Totalt</b>	<b>3 814</b>	<b>-</b>	<b>321</b>	<b>4 135</b>	<b>5 683</b>



TSEK					
Löner och andra ersättningar till Styrelseledamöter (i egenskap av Styrelseledamöter)	Löner	Ersättning	Totalt		Närvaro 2009
			2010	2009	
Vincent Hamilton	–	–	–	–	11/11
Magnus Nordin	–	–	–	–	11/11
Jonas Lindvall	–	–	–	–	5/11
John Hoey	–	100	100	100	11/11
Håkan Ehrenblad	–	100	100	100	11/11
Jan Risberg	–	150	150	150	11/11
<b>Totalt</b>	<b>–</b>	<b>350</b>	<b>350</b>	<b>350</b>	

Vid årsstämman den 19 maj 2010 återvaldes Håkan Ehrenblad, Vincent Hamilton, John Hoey, Magnus Nordin och Jan Risberg till styrelsemedlemmar. Jonas Lindvall avböjde omval. Inga suppleanter valdes. Vid samma årsstämma utsågs Vincent Hamilton till Styrelseordförande.

Det finns inga avtal om pensioner för någon av Styrelseledamöterna, Verkställande direktören eller Chief Operating Officer.

## Not 11, Finansiella intäkter och liknande resultatposter

TSEK	Koncernen		Moderbolaget	
	2010	2009	2010	2009
Ränteintäkter	1	67	8 075	6 857
Valutakursvinster	19 983	2 162	19 983	1 101
Justering för verkligt värde av kortfristiga placeringar	–	4	–	4
<b>Totalt</b>	<b>19 984</b>	<b>2 234</b>	<b>28 058</b>	<b>7 962</b>

## Not 12, Finansiella kostnader och liknande resultatposter

TSEK	Koncernen		Moderbolaget	
	2010	2009	2010	2009
Räntekostnader	0	-5	0	-5
Valutakursförluster	-40 500	-15 690	-40 477	-15 636
<b>Totalt</b>	<b>-40 501</b>	<b>-15 696</b>	<b>-40 478</b>	<b>-15 641</b>

## Not 13, Skatt

Koncernens inkomstskatt om TSEK 75 (TSEK 57) avser en av dotterbolaget Tethys Oil Suisse S.A. förhandlad skatt i Schweiz.

Vad avser utfarmningen till Mitsui som genomfördes under 2010 är det Tethys Oils bedömning att ingen svensk skatt kommer att utgå, samt att bolagets underskottsavdrag täcker större delen av eventuell skatt.

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 32 351 (TSEK 26 706) avseende underskottsavdrag om TSEK 123 008 (TSEK 101 544).

## Not 14, Inventarier

TSEK	Koncernen		Moderbolaget	
	2010	2009	2010	2009
<b>Inventarier</b>				
<b>Tillgångar</b>				
1 januari	1 754	1 553	722	553
Inköp	1 404	200	204	169
Utrangeringar	–	–	–	–
31 december	3 157	1 754	926	722
<b>Avskrivningar</b>				
1 januari	-709	-425	-497	-357
Årets avskrivningar	-349	-285	-165	-142
Utrangeringar	–	–	–	–
31 december	-1 057	-709	-662	-497
<b>Utgående balans</b>	<b>2 100</b>	<b>1 045</b>	<b>264</b>	<b>225</b>

## Not 15, Övriga fordringar

TSEK	Koncernen		Moderbolaget	
	2010	2009	2010	2009
<b>Övriga fordringar</b>				
Moms	665	437	300	209
Fordringar Joint venture	17 964	1 370	–	–
Övrigt	2 160	3	2	–
<b>Totalt</b>	<b>20 789</b>	<b>1 810</b>	<b>302</b>	<b>209</b>

## Not 16, Eget kapital

Per den 31 december 2010 uppgick det totala antalet aktier i Tethys Oil till 32 504 489 (28 049 091), med ett kvotvärde om SEK 0,17 (0,17). Alla aktier representerar en röst. Tethys Oil har inga incitamentsprogram för anställda.

Per den 1 januari 2010 uppgick antalet aktier i Tethys Oil till 28 049 091. Under de första nio månaderna 2010 utnyttjades 3 955 398 teckningsoptioner och följaktligen nyemitterade Tethys Oil motsvarande antal aktier. Emissionslikviden uppgick till TSEK 90 974 före emissionskostnader. Aktierna registrerades löpande under de första nio månaderna 2010. Vidare har två private placements genomförts under de första nio månaderna 2010, med stöd av bemyndigande från Årsstämman 20 maj 2009. Dessa två private placements, om 500 000 aktier tillsammans, genomfördes i mars till SEK 30,75 och SEK 33,75 per aktie, vilket låg i linje med rådande börskurs vid tillfället. Emissionslikviden från dessa emissioner uppgick till TSEK 15 820 före emissionskostnader. De nyemitterade aktierna registrerades i april.

### Vinst per aktie

Vinst per aktie före utspädning beräknas genom att dividera årets vinst hänförlig till moderbolagets aktieägare med det vägda genomsnittliga antalet stamaktier under året.

Ingen utspädningseffekt förekommer för 2010. Föregående år skulle effekten varit positiv vid beräkning av den potentiella utspädningseffekten för konvertibler, vilket skulle resulterat i en positiv effekt på vinst per aktie. Den relevanta redovisningsprincipen (IAS 33) tillåter inte en positiv effekt. Vinst per aktie är därför presenterade efter utspädning exklusive utspädningseffekten för utestående teckningsoptioner.

## Not 18, Ställda säkerheter

Per den 31 december 2010 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 2009–2010.

## Not 19, Ansvarsförbindelser

Ansvarsförbindelser per den 31 december 2010 uppgick till TSEK – (TSEK 25 804). Ansvarsförbindelserna per 31 december 2009 avsåg i huvudsak tillgångarna Block 3&4 där Tethys Oil hade ett arbetsåtagande som uppfylldes under 2010.

## Not 20, 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 kapitaliserar 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 17, Aktier i dotterbolag

Bolag	Org. nummer	Säte	Antal aktier	Procent	Kvotvärde	Moderbolaget Bokfört värde 31 december 2010, TSEK	Moderbolaget Bokfört värde 31 december 2009, 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	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	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	-	-
<b>Totalt</b>						<b>26 456</b>	<b>26 456</b>

Aktier i dotterbolag	Moderbolaget 31 december 2010	Moderbolaget 31 december 2009
1 januari	26 456	26 347
Förvärv	-	109
Lämnat aktieägartillskott	932	17 282
Nedskrivning i dotterbolag	-932	-17 282
<b>31 december</b>	<b>26 456</b>	<b>26 456</b>

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

Under året har Tethys Oil Suisse S.A., ett helägt dotterbolag till Tethys Oil AB, betalat hyra om CHF 79 710 till Mona Hamilton. Mona Hamilton är gift med Vincent Hamilton som är Ordförande och Chief Operating Officer i Tethys Oil. Hyran som avser kontorslokal är ett marknadsmässigt avtal mellan Tethys Oil Suisse S.A. och Mona Hamilton.

## Not 21, Väsentliga händelser efter räkenskapsårets utgång

Tethys Oil har ingått avtal med Mouvoil S.A. om att förvärva en licensandel om 37,5 procent i en prospekterings- och produktionslicens om 215 kvadratkilometer i det sydfranska departementet Gard. Förvärvslikviden för 37,5 procents andel i licensen uppgår till 39 261 nyemitterade aktier i Tethys Oil samt EUR 250 000 kontant. Enligt överenskommelsen ska Tethys också bekosta insamling av ny seismik samt inom två år bekosta en borrhning, vilket är det arbetsprogram som är fastställt i licensvillkoren. Kostnaden för arbetet som Tethys skall bekosta, beräknas uppgå till MUSD 1,5. Tethys har vidare möjlighet att förvärva ytterligare 37,5 procents andel i licensen genom att bekosta en andra borrhning. Tethys kan därigenom erhålla upp till 75 procents andel i licensen. Mouvoil S.A. är ett privat schweiziskt bolag, vars ledning har mångårig

erfarenhet från franska multinationella oljebolag. Mouvoil tilldelades licensen 2010. Licensen, "Permis du Bassin D'Alès", omfattar delar av sedimentbassängen Alès, inklusive tungoljefältet Maruejols som upptäcktes 1947. Fältet är kartlagt genom nio borrhningar och små mängder olja med en kvalitet om 14 grader API producerades mellan 1947-50 samt mellan 1980-82. Licensområdet omfattar även minst två strukturer på ett djup om 1 400 meter respektive 2 000 meter som potentiellt kan innehålla konventionell olja.

I april 2011 meddelades att borrhningen av SE-7 på Block 4 onshore Sultanatet Oman hade avslutats. Flera intervall med tungolja påträffades i borrhålet, men inga flöden uppmättes. SE-7 borrades till ett djup om 1 890 meter, med målsättningen att undersöka om Khufailagret var oljeförande också i den södra delen av Saiwan East-strukturen. I den övre delen av Khufailagret uppmättes en zon om drygt 90 meter av varierande tungoljemättnad. Ett begränsat testprogram genomfördes med en sk "wireline MDT tool", men inga flöden uppmättes. Som väntat påträffades också tungolja i de yttligare formationerna Buah, Miqrät och Amin. SE-7 har tillslutits temporärt för att möjliggöra framtida undersökningar och eventuella tester.

I mars 2011 meddelades att en horisontell sektion i borrhålet Saiwan East-2 ("SE-2") på Block 4 färdigborrats. Borrhålet förbereddes för produktion och

kopplades upp mot testutrustning för att genomgå ett långvarigt produktionstest. Utöver att olja påträffades i Khufailagret, så bekräftades vid mätningar i borrhålet ("open hole logs") också tungolja i lagren Miqrät, Amin och Buah.

I februari 2011 meddelades resultat från produktionstester av borrhålet Saiwan East-4 ("SE-4") på Block 4. SE-4 borrades sommaren 2010, men inga produktionstester genomfördes i samband med borrhningen. Resultat från testerna tyder på att oljan i denna del av Block 4 är av annan kvalitet än den olja som påträffats vid tidigare Saiwanborrningar. Resultaten tyder också på att en väsentligt större del än vad som tidigare bedömts av det mer än 400 meter tjocka Khufailagret kan innehålla olja av flera olika kvaliteter. Den olja som påträffats i SE-4 kan visa sig variera i densitet från olja om 33 grader API, som producerades i SE-2 och SE-3, till den tyngre olja som påträffades ovanför Khufailagret i dessa borrhningar.



# 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 2010. Bolagets årsredovisning och koncernredovisning ingår i den tryckta versionen av detta dokument på sidorna 31–57. 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 revisions- sed i Sverige. Det innebär att vi planerat och genomfört revisionen för att med hög men inte absolut säkerhet försäkra oss om att årsredovisningen och koncernredovisningen inte innehåller väsentliga felaktigheter. En revision innefattar att granska ett urval av underlagen för belopp och annan information i räkenskapshandlingarna. I en revision ingår också att pröva redovisningsprinciperna och styrelsens och verkställande direktörens tillämpning av dem samt att bedöma de betydelsefulla uppskattningar som styrelsen och verkställande direktören gjort när de upprättat årsredovisningen och koncernredovisningen samt att utvärdera den samlade informationen i 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 29 april 2011

PricewaterhouseCoopers AB

**Johan Rippe**

Auktoriserad revisor

Huvudansvarig revisor

**Johan Malmqvist**

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

## Oljerelaterade 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 <sup>3</sup>
mcf	Tusen kubikfot
mcfpd	Tusen kubikfot per dag
mmcf	Miljoner kubikfot
LNG	Liquefied Natural Gas
LPG	Liquid Petroleum Gas
E&A	Exploration and Appraisal
E&P	Exploration and Production
GSA	Gas Sales Agreement

## Oljerelaterade definitioner

### Barrel

Volymmått, fat. Ett fat = 159 liter  
1 kubik fot = 0,028 m<sup>3</sup>  
36 kubik fot ~ 1 kubikmeter  
6 bcf = ungefär 1 mmboe

### Bassäng

En stor sänka i vilken sediment har samlats.

## Bevisade reserver

Bevisade reserver är reserver som kan uppskattas, genom analys av geologisk- och ingenjördata, vara med skälig tillförlitlighet kommersiellt utvinningsbara från ett givet datum, från kända reservoarer samt under rådande ekonomiska läge, existerande produktionsmetoder samt nuvarande regeringsbestämmelser. Bevisade reserver kan kategoriseras som utbyggda eller icke-utbyggda. Det skall vara minst 90 procents sannolikhet att kvantiteterna som är utvunna är minst lika med de uppskattningar som gjorts.

## Finansieringsandel

Finansieringsandelen är beroende av åtagandet att även svara för en andel av de initiala kostnaderna för prospektering, utvärdering och utbyggnad för en annan part.

## Kolväten

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

## Licens

Ett bolag är garanterad rätten till en koncession och står för kostnaderna för prospektering och utbyggnad mot att man betalar staten licensavgift och 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 8 505 947 00  
Fax +46 8 505 947 99  
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](http://www.tethysoil.com)**

