

BUDAPESTI CORVINUS EGYETEM
NEMZETKÖZI KAPCSOLATOK DOKTORI ISKOLA
VILÁGGAZDASÁGI ALPROGRAM

Olajipari együttműködések a vállalati stratégiák alapján

Ph.D. értekezés

HUGYECZ ATTILA

Budapest, 2012

Hugyecz Attila:
Olajipari együttműködések a
vállalati stratégiák alapján

Világgazdasági Tanszék

Témavezető: Pogátsa Zoltán, Ph.D.

© Hugyecz Attila

BUDAPESTI CORVINUS EGYETEM
NEMZETKÖZI KAPCSOLATOK DOKTORI ISKOLA
VILÁGGAZDASÁGI ALPROGRAM

Olajipari együttműködések a vállalati stratégiák alapján

Ph.D. értekezés

HUGYECZ ATTILA

Budapest, 2012

Tartalomjegyzék

TARTALOMJEGYZÉK.....	5
RÖVIDÍTÉSEK JEGYZÉKE.....	7
TÁBLÁZATOK JEGYZÉKE.....	8
I. BEVEZETÉS	9
II. A VILÁG OLAJIPARÁNAK SZEREPLŐI	11
III. A KUTATÁS FŐ KÉRDÉSEI.....	13
1. A KUTATÁS HIPOTÉZISEI	21
2. A KUTATÁSI IDŐSZAK	22
3. A VIZSGÁLT VÁLLALATOK	23
4. A HASZNÁLT MÓDSZER	25
IV. A KUTATÁS ELMÉLETI HÁTTERE, A SZAKIRODALOM JELENLEGI ÁLLÁSA	29
1. AZ NOC-IOC KAPCSOLATOKRÓL SZÓLÓ IRODALOM	30
2. AZ EGYES VÁLLALATOKRÓL SZÓLÓ IRODALOM	40
V. A VIZSGÁLT VÁLLALATOK UPSTREAM EGYÜTTMŰKÖDÉSEI.....	46
1. NATIONAL IRANIAN OIL COMPANY	46
1.1 Értékelés.....	58
2. SAUDI ARAMCO	60
2.1 Értékelés.....	70
3. PETROLEOS DE VENEZUELA S.A.	72
3.1 Értékelés.....	89
4. PETROBRAS	91
4.1 Értékelés.....	100
VI. A VIZSGÁLT VÁLLALATOK DOWNSTREAM EGYÜTTMŰKÖDÉSEI.....	103
1. NATIONAL IRANIAN OIL COMPANY	103
1.1 Értékelés.....	106
2. SAUDI ARAMCO	108
2.1 Értékelés.....	120

3.	PETRÓLEOS DE VENEZUELA S.A.	121
3.1	<i>Értékelés</i>	128
4.	PETROBRAS	129
4.1	<i>Értékelés</i>	132
VII. A KUTATÁS EREDMÉNYEI, A HIPOTÉZISEK ÉRVÉNYESSÉGE		133
VIII. KÖVETKEZTETÉSEK.....		136
IX. FELHASZNÁLT IRODALOM.....		139

RÖVIDÍTÉSEK JEGYZÉKE

CNOOC	China National Offshore Oil Corporation
CNPC	China National Petroleum Corporation
CTL	coal-to-liquid technológia
EU	Európai Unió
GCC	Öböl-menti Együttműködési Tanács (Gulf Cooperation Council)
GDP	bruttó hazai termék
GTL	gas-to-liquid technológia
HSE	egészség, biztonság, környezet osztály (health, safety, environment department)
IGC	nemzetközi gáztársaság (international gas company)
IEA	Nemzetközi Energiaügynökség (International Energy Agency)
INOC	nemzetköziesült állami olajtársaság (international national oil company)
IOC	nemzetközi olajtársaság (international oil company)
JV	vegyesvállalat (joint venture)
LNG	cseppfolyósított földgáz (liquified natural gas)
MENA	Közel-Kelet és Észak-Afrika (Middle East and North Africa)
NOC	állami olajtársaság (national oil company)
NIOC	National Iranian Oil Company
OECD	Gazdasági Együttműködés és Fejlesztés Szervezete (Organisation of Economic Cooperation and Development)
PDVSA	Petróleos de Venezuela S.A.
PEMEX	Petroleos Mexicanos
PSA	termelésmegosztási szerződés (production sharing agreement)
RES	megújuló energiaforrások (renewable energy sources)
TNC	transznacionális vállalat

TÁBLÁZATOK JEGYZÉKE

1. TÁBLÁZAT: A VILÁG 20 LEGJELENTŐSEBB OLAJ- ÉS GÁZTÁRSASÁGA	23
2. TÁBLÁZAT: EGYES NOC-K FINANSZÍROZÁSI FORRÁSAI	31
3. TÁBLÁZAT: A SAUDI ARAMCO ÁLTAL 2005-BEN TERVEZETT PROJEKTEK ÉS ALAPVETŐ ADATAIK	66
4. TÁBLÁZAT: A NÉGY VENEZUELA NEHÉZOLAJPROJEKT FŐBB ADATAI 2000-BEN	75
5. TÁBLÁZAT: A NÉGY VENEZUELA NEHÉZOLAJPROJEKT 2008. ÉVI TULAJDONVISZONYAI	83
6. TÁBLÁZAT: A SAUDI ARAMCO SZAÚD-ARÁBIAI FINOMÍTÓI	108
7. TÁBLÁZAT: A SAUDI ARAMCO KÜLFÖLDI FINOMÍTÓKBAN BÍRT RÉSZESEDÉSEI	110
8. TÁBLÁZAT: A SAUDI ARAMCO FINOMÍTÓI 2010-BEN	117
9. TÁBLÁZAT: A SAUDI ARAMCO TERVEZETT FINOMÍTÓI 2010-BEN .	119

I. Bevezetés

A világ energiaipara az elmúlt 150 évben eddig soha nem látott átalakuláson ment keresztül. Ennek leglátványosabb jele a tűzifa és a szén energiaellátásban betöltött szerepének visszaszorulása, s új energiaforrások, az atomenergia, a kőolaj és a földgáz szerepének növekedése. Az energiaforrások kínálatából a megújuló energiahordozók soha nem tűntek el, a fosszilis energiahordozók előretörésével azonban szerepük jelentősen csökkent. Az elmúlt 20 évben ezen energiaforrások – leginkább a globális éghajlatváltozás elleni küzdelem eredményeképpen – kiemelt figyelmet kaptak.

Az energiakereslet változása még inkább szembetűnő. A világ energiafogyasztását számos tényező növelte:

- a világnépesség növekedése
- az egy főre jutó jövedelem növekedése
- a globális GDP növekedése
- a közlekedési szektor bővülése
- a háztartások számának növekedése
- az ipari és szolgáltató szektor bővülése stb.

A fenti tényezők nem jelzik, hogy a világ energiafogyasztása az egyes fogyasztó régiókban eltérő ütemben bővült. A Nemzetközi Energiaügynökség adatainak¹ vizsgálatából kitűnik, hogy az elmúlt évtizedekben a fejlődő világ energiafogyasztása gyorsabban nőtt, mint a fejlett világ fogyasztása. Ennek köszönhető, hogy az OECD országok súlya a világ energiafogyasztásában az 1973-as 60,1%-ról 2008-ra 43,8%-ra csökkent.

A kereslet a felhasznált energia fajtáját tekintve is átalakult. A villamos energia kereslete a fent említett 25 év alatt 3,3-szorosára emelkedett, részesedése a végenergia-felhasználásban (total final energy consumption) 9,4%-ról 17,2%-ra nőtt.

¹ IEA (2010): Key World Energy Statistics 2010, Párizs.

A változások az olajipart sem kerülték el. Az 1970-es években a közel-keleti országok olajiparát államosították, ezáltal az olajkészletek feletti rendelkezés joga kikerült a nagy nemzetközi társaságok kezéből, s állami társaságok felügyelete alá került. Az olajipari államosítások révén létrejöttek a nagy olajkészletekkel rendelkező állami olajtársaságok. Ilyen társaságokat találunk a Közel-Kelet országában, Venezuelában, s számos más, jelentős olajkincs felett őrködő országban. Az államosításoknak köszönhetően a nemzetközi olajipari magánvállalatok (IOC) számára ezután az egyik legnagyobb kihívás az általuk kitermelt olajkészletek pótlása lett.

A külső szemlélő számára ez alapján úgy tűnt, a világ olajtársaságait két csoportra lehet osztani: a készletek után kutató magántársaságokra (IOC) és bőséges kőolajkészletekkel rendelkező állami olajtársaságokra (NOC).

A 2000-es évek első évtizedére a nemzetközi olajipari magántársaságokat érintő összeolvadások és felvásárlások révén kissé a magántársaságok is átalakultak. Új vállalatok születtek: ezek a ma is működő óriásvállalatok, az ún. „supermajors”. Ezek közé tartozik többek között az ExxonMobil, a Chevron és BP is. Mielőtt azonban a közelmúltban bekövetkező változásokat megismernénk, tekintsük át, kik a világ olajiparának szereplői, s a disszertációban mely szereplőkkel foglalkozunk.

II. A világ olajiparának szereplői

Az olaj- és gázipar igen sok szereplőt foglal magába. Egyik csoportjukat országok képezik. E csoportot két alcsoportra bonthatjuk: megkülönböztethetünk (nettó) olajexportőr országokat, valamint (nettó) olajimportőr országokat. A két alcsoport érdekei, céljai, tárgyalási pozíciói, alkuereje különböző. Az egyik csoport érdeke az árak magasan tartása², az exportbevételek maximalizálása, nemzetközi kartell kialakítása, az olajpiac monopolizálása, ill. oligopolizálása. A másik csoport érdekei ellenben az egyenlő feltételekkel működő piaci verseny megteremtésére, az árak leszorítására és a termelők alkupozíciójának gyengítésére való törekvésekben nyilvánulnak meg.

A második csoportba az egyes olajipari ügynökségeket, társulásokat, kartelleket és az energiastatisztikákat publikáló szervezeteket soroljuk. Az iparági információk gyűjtésével, elemzéseikkel és a piaci várakozások befolyásolásával ezek mind hatással vannak a piac működésére. E csoportba tartozik mindenekelőtt a Nemzetközi Energiaügynökség (melyet egykor fogyasztói kartellnek szántak, s az erről szóló tárgyalások zátonyra futása után hoztak létre) és az OPEC, de ide sorolhatjuk a Cedigast és az egyes országok energetikai statisztikáit publikáló szervezeteket is (pl. az USA energiastatisztikáit publikáló szervét, az Energy Information Administration-t).

A harmadik, sokak által „elfelejtett” csoportot maguk az olaj- és gázipari társaságok jelentik. A kutatók közül rendkívül sokan foglalkoznak energetikával úgy, hogy az egyes országokat, esetleg országcsoportokat (pl. EU) tekintik a piacok résztvevőinek. E szakértők rendszerint megfeledkeznek arról, hogy az egyes országok által kigondolt energiapolitikát valójában a piacon működő vállalatok hajtják végre. Sokszor megfeledkeznek arról is, hogy az olaj- és gázkereskedelem

² Az árak magasan tartása csak bizonyos korlátokig elfogadható, ugyanis a túlzottan magas ár a kőolajfogyasztás racionalizálását, visszafogását, s a kőolaj kiváltását elősegítő technológiák fejlesztését ösztönzi. Erről részletesebben lásd: Dobózi István (1984): Nyersanyagok és energiahordozók a világ gazdaságában, Kossuth Tankönyvkiadó, Budapest.

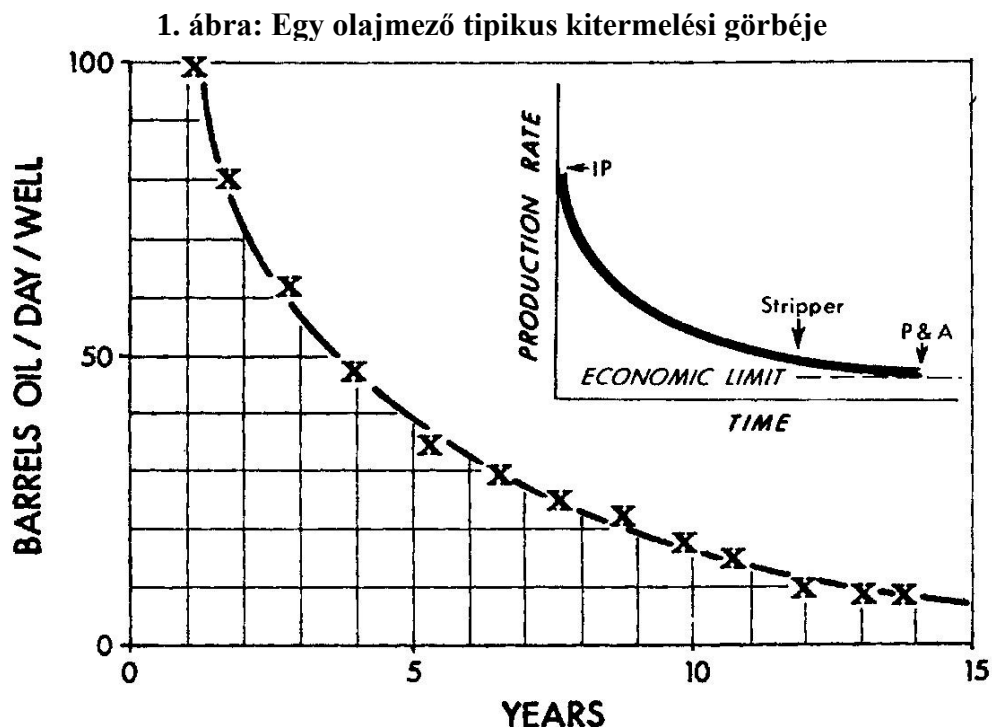
valójában vállalatok között zajlik, az ehhez szükséges infrastruktúrát, így az olajtankereket, az olaj- és gázvezetéseket, az LNG-terminálokat a vállalatok hozzák létre, s ezt az egyes projektek várható megtérülésétől függően teszik. Az iparág technológiáit a vállalatok fejlesztik, s jórészt vállalati döntés az is, hogy egy olajtársaság mely országokban kezd olajkutatási és -termelési (upstream) vagy finomítói/értékesítési tevékenységbe. A profitcélok követése részben és egyre inkább az állami olajvállalatokra is igaz. E társaságok közül több a nemzetközi pénzpiacokról finanszírozza magát, így a nemzetközi hitel- és/vagy kötvény- és/vagy részvénytőzsiacokról gyűjt forrást az iráni NIOC, a venezuelai PDVSA, a kínai CNOOC és PetroChina, a mexikói PEMEX, a brazil Petrobras, s az algériai Sonatrach is³. A pénzpiaci finanszírozás bizonyos fegyelmet követel a vállalatoktól, a vállalati költségvetési korlát nem teljesen puha, e vállalatok profitcélokat is követnek. Ez a kijelentés akkor is tartható, ha tudjuk, hogy az állami olajtársaságok sokszor utasításokat is kapnak anyaországuk kormányától.

Jelen disszertációban a szerző az olajpiacok e szereplőivel, a vállalati szektor résztvevőivel kíván foglalkozni. Ennek oka többes: (1) az olajipar vállalati szereplőit a szakirodalomban nem övezi akkora figyelem, mint az egyes országokat, e szereplők stratégiájáról kevés nyilvános szakirodalmi anyag áll rendelkezésre, (2) valójában e szereplők, a vállalatok alkotják az iparágat, ezek határozzák meg az iparág fejlődését, a technológiák fejlesztését, magát az iparág jövőjét, (3) e vállalatok hozzák létre vagy szüntetik meg az energiaiimport-függőséget, (4) e vállalatok termelik a fogyasztók által felhasznált energiát környezetbarát vagy környezetszennyező módon, (5) e vállalatok valósítják meg vagy hiúsítják meg az adott ország által kidolgozott energiapolitikát.

³ Ld. erről részletesen: The James A. Baker III Institute for Public Policy of Rice University (2007): The changing role of national oil companies in international energy markets, in Baker Institute Policy Report, No. 35., Houston, Texas vagy ezt: David Ledesma (2009): The Changing Relationship between NOCs and IOCs in the LNG Chain, Oxford Institute for Energy Studies, Oxford.

III. A kutatás fő kérdései

Az olaj- és gázipar igen dinamikus szektor. Ezt nem a kőolaj iránti kereslet évi átlagos kb. két százalékos növekedése támasztja alá, hisz ez számos más iparághoz (pl. a telekommunikációs, informatikai vagy elektronikai) képest alacsony növekedési ráta. Az olajipar sokkal inkább azért nevezhető dinamikus szektornak, mert az olaj- és gázmezők termelése időben korlátos: az olajmezők átlagosan 15-20 évig tarthatók termelésben, a gázmezők pedig 20-30 éves élettartammal rendelkeznek. Hangsúlyozzuk, hogy ezek az adatok globális átlagot mutatnak, s átlagos méretű olaj- és gázmezőkre vonatkoznak. Az északi-tengeri, afrikai vagy mexikói-öbölbeli offshore mezők, ill. kis méretű mezők élettartama ennél jóval rövidebb is lehet (termelésük évente akár 10%-kal is csökkenhet), míg a Közel-Keleten a mezők termelés csökkenése egészen alacsony, évi akár 3% körüli érték is lehet – ezzel 30 év fölé tornászva a mező élettartamát.



Forrás: Norman J. Hyne (2001): Nontechnical Guide to Petroleum Geology, Exploration, Drilling, and Production, 2nd edition, PennWell Corporation, USA, pp. 419.

A mezők évi átlag 5%-os termeléseszkökenésével számolva 10 éven belül a jelenlegi globális kitermelés több, mint 50%-át új termeléssel kell helyettesíteni. A kitermelés évi 5%-os természetes csökkenése, valamint a kereslet évi 2%-os növekedése azt eredményezi, hogy a vállalatoknak, ahhoz, hogy a kitermelésben mért részesedésük változatlan maradjon, kitermelésben mérve kb. évi 7%-nyi új mezőt kell termelésbe állítaniuk. Az iparág igazi kihívással néz szembe: egyre bonyolultabb geológiai körülmények között, egyre nehezebb terepen (tengerek mélyén, fagyos térségekben stb.) kell folyamatosan új mezőket találni és termelésre fogni.

Az olajipar igen tőkeintenzív szektor (2010-ben a globális tőkekiadás (capex) kb. 800 milliárd dollár volt, ebből az upstream szegmens része kb. 450 milliárd⁴ dollár), az árbevétel arányos beruházási ráta a teljes iparágra számítva 8%, csak az upstream szegmenst figyelembe véve 17%. Összehasonlításul: az európai és amerikai ipari (!) beruházási ráta (az árbevétel arányában) 6-7%⁵.

Az olajipari értéklánc jövedelmezőségét vizsgálva megállapítható, hogy a vállalatok által termelt profit körülbelül három negyede az upstream üzletágban keletkezik⁶, emiatt is nevezhető az upstream üzletág az olajtársaságok legfőbb, stratégiai fontosságú részlegének.

A fentiek miatt érthető, hogy az olajipari vállalatok menedzsmentjének legfőbb feladata olyan új kutatási és termelési (E&P) projektek kiválasztása, valamint olyan finanszírozás biztosítása, amelyek csökkentik, ill. diverzifikálják a geológiai, technológiai, pénzügyi és geopolitikai kockázatokat.

E diverzifikáció elérésére a társaságok egy-egy mezőt sokszor közösen, más vállalatokkal együtt fejlesztenek, kutatnak meg és termelnek ki, s partnereiket számos tényező figyelembevételével választják ki. Az együttműködések alapját az képezi, hogy az adott társaságok milyen értéket tudnak az adott projekthez hozzátenni. A 2000-es évek előtt az állami olajtársaságok (NOC) többnyire (!) nem

⁴ Barclay Capital (2010): Oil services & drilling, Industry overview, The Original E&P Spending Survey, p. 1, <http://www.scribd.com/doc/38382518/E-P-Spending-Survey>, letöltés: 2010. november 11.

⁵ IFP (2007): Oil and gas exploration and production, Reserves, costs, contracts, in IFP Publications, Centre for Economics and Management, Párizs, p. 125.

⁶ Lásd például itt: http://www.petrostrategies.org/Learning_Center/oil_and_gas_value_chains.htm (letöltés: 2010. november 11.).

voltak a nemzetközi magánvállalatok (IOC) vetélytársai. Ennek alapja az volt, hogy az alacsony olajárral fémjelzett korszakban az olajipar egyrészt nem volt annyira vonzó befektetési terület (mint a 2000-es években), másrészt az egyes állami olajtársaságok anyagi lehetőségei sem tették lehetővé az erőteljes külföldi terjeszkedést. Sőt, az alacsony olajárak alapján sokan gondolták azt is, hogy az olajkészletek bőségesen állnak rendelkezésre, s nincs is szükség az olajkészletek feletti ellenőrzés időben történő megszerzésére. Az alacsony olajárak arra sem adtak lehetőséget, hogy az egyes állami olajtársaságok új technológiák igen költséges fejlesztésébe kezdjenek, s arra sem, hogy a korábban még túlzottan költségesnek tartott (nem konvencionális) szénhidrogénkészletek kitermelésével próbálkozzanak.

Ezek az állami olajtársaságok a szaktudás, a technológiák, a finanszírozás, a kockázati tőke, a felvásárlói piac, a hitelesség, a legjobb gyakorlat és a költséghatékonyság biztosításával a nemzetközi magántársaságokat (IOC) bízták meg. A rendszer elfogadhatóan jól működött. A nemzetközi olajtársaságok olajkészletek kitermelésére kaptak jogot, az állami olajtársaságok ellenőrzése alatt álló készletek pedig a felszínre kerültek, így mindkét fél elégedett lehetett. A két csoport bizonyos mértékben egymásra volt utalva.

A 2000-es évek elején azonban számos változás következett be:

- 1) 2001 szeptemberében az OPEC olajára vonatkozó célkitűzése 25 dollár volt, az évtized végére ez 75-80 dollár lett, s ma már elképzelhetetlennek tűnik, hogy az olaj ára 20 dollár alá essen. Ez különösen annak tükrében jelentős változás, hogy 1998-ban a kőolaj átlagára – olajminőségtől függően – 12-14 dollár volt.
- 2) A világpolitika immár megkerülhetetlen napirendi pontjává vált az éghajlatváltozás elleni küzdelem. A világ vezetői – még ha számos elismert tudós ellenkező véleményen is van – immár elismerik, hogy a Föld átlaghőmérsékletének emelkedése emberi okokra vezethető vissza. Az 1997-ben John Browne, a BP akkori vezérigazgatója által a Stanford Egyetemen elmondott, az éghajlatváltozást, s az olajipar felelősségét elismerő beszéde igazi meghökkenést keltett az

iparágban⁷. A 2000-es években ez is megváltozott: az olajiparban általánosan elfogadottá vált az éghajlatváltozás ténye, s az olajipar felelőssége.

- 3) A világ kőolajpiacán új szereplők jelentek meg: a feltörekvő országok olajvállalatai (mindenekelőtt az olajra éhes kínai és indiai társaságok). Az olajellátás biztosítása érdekében ezek a szereplők megjelentek az olajipari eszközök globális piacán és harcba szálltak az upstream és downstream szektorban eszközölt befektetésekért.
- 4) További új, megerősödött szereplők, az olajipart kiszolgáló ágazatok, az ún. oil services industry vállalatai jelentek meg, melyek az állami olajtársaságok (NOC) számára képesek azon technológiai szolgáltatásokat nyújtani, amelyeket korábban kizárólag a nemzetközi olajtársaságok (IOC) voltak képesek⁸.
- 5) A resource nationalism ingadozó mértékű előretörése az olajtermelő államokban kihívások elé állította a nemzetközi (IOC) és esetenként az olajkincsekért küzdő állami olajtársaságokat (NOC). A resource nationalism erősödésekor az IOC-k kiszorulnak a kőolaj kínálati oldaláról, egyre nehezebben jutnak konvencionális upstream lelőhelyekhez⁹. Az iparágban szokásos koncessziók és termelésmegosztási egyezmények (PSA) feltételeit a magas olajárak idején az olajkincseket birtokló államok szigorították. Az IOC-k alkupozíciója ezekben az országokban érezhetően gyengült, a 2008-ban kezdődő válság idején épp e módosítások visszavonásáért lobbiztak¹⁰. A szolgáltatási szerződések terjedése ugyanakkor nem volt jellemző¹¹.

⁷ Derek Brower (2010): John Browne: The man who changed the oil industry, in *Petroleum Economist*, 2010. április, London.

⁸ Ez valós kockázat a nemzetközi olajtársaságok számára, ld. erről az Ernst&Young kutatását: Ernst&Young (2010): The top 10 risks for oil and gas, The Ernst&Young Business Risk Report 2010.

⁹ Ld. Tom Nicholls (2010): A decade in energy, in *Petroleum Economist*, 2010. július, London.

¹⁰ *Petroleum Economist*, Vol. 77., Iss. 9., 2010. szeptember.

¹¹ A két legelterjedtebb fiskális rendszer mellett ismertek az ún. szolgáltatási szerződések (services contracts). Ezek keretein belül az olajkinccsel rendelkező államok mindössze azon szolgáltatást várják el a kitermelő vállalattól (jellemzően IOC-től, de olykor NOC-től), hogy termeljen olajat, s ezért a többi olajipari fiskális rendszerhez képest meglehetősen alacsony díjazást kap (hordónként alig néhány dollárt). Az olajipari fiskális rendszerekről részletesen lásd: Daniel Johnston (2003):

- 6) Az egyre nehezebben elérhető források megszerzésére válaszul az IOC-k új irányt vettek: mélytengeri kitermelésbe, a kanadai olajhomok kitermelésébe, s az Arktisz megkutatásába kezdtek.
- 7) További igen jelentős, az iparágat sokak szerint forradalmasító változás a nem konvencionális kőolaj- és földgázkészletek kitermelése, ill. ennek felfutása¹².
- 8) A fenti ponthoz hasonló mondható el az LNG technológia terjedéséről is. Az IOC-k szakértelme egyelőre itt is megkérdőjelezhetetlen, ugyanakkor néhány állami olajtársaság (pl. a Petronas) felzárkózása figyelemre méltó.

Az olajár általános emelkedése és magas szinten való stabilizálódása azt jelenti, hogy a kitermeléssel is foglalkozó állami olajtársaságok pénzbőségbe kerültek. A magas olajárak arra is rádobbantették a világ közvéleményét, hogy az olajforrások tényleg kimeríthetők, s a peak oil elmélet képviselői is a magas olajárakban látták elméletük beigazolódását. Mindez a rémület, a feltörekvő országok felfokozott és egyre növekvő olaj- és gázkereslete, valamint az erősödő olaj- és gázellátás-biztonsági aggályok arra késztették ezen országok (jellemzően állami) olajtársaságait, hogy a világon még szabadon hozzáférhető olajkészletekért a globális szinten kezdjenek versengeni. A pénzbőség lehetővé tette a globális terjeszkedést, s azt is, hogy a fenti társaságok saját technológiák kifejlesztésébe és szaktudás gyűjtésébe is kezdjenek.

Az olajárakkal párhuzamosan az olajipari technológiai szolgáltatások iránti igény is nőtt, hiszen egyre többen egyre több helyen kívántak olajat és földgázt termelni. Az olajipari technológiai szolgáltatásokat nyújtó vállalatok (oil services industry) bevételei is emelkedtek, s e társaságok is megerősödtek.

Azokban az években, amikor a kőolaj ára az egekbe szökött, a nettó olajexportőr országok ellen kivetett szankciókhoz nem minden ország tartotta magát. Míg például a Szudán vagy Irán ellen kivetett szankciók hatással voltak a nyugati világ nemzetközi magántársaságaira (IOC), melyek ki is vonultak a

International Exploration, Economics, Risk, and Contract Analysis, PennWell Corporation, Tulsa, Oklahoma.

¹² Ezt például az USA Department of Energy, vagy Kanada kitermelési adatai támasztják alá.

szankciókkal sújtott országból, addig egyes állami olajtársaságok kihasználták a lehetőséget és kitöltötték az IOC-k által hagyott űrt.

Az olajárak emelkedése azt is eredményezte, hogy a korábban túlságosan nagy kitermelési költségűnek titulált olajpala és olajhomok, valamint a mélytengeri olaj- és gázkutatás és -termelés jövedelmező tevékenységgé vált. A nemzetközi olajtársaságok (IOC) gyorsan bekapcsolódtak ebbe, viszont az állami olajtársaságok sem késlekedtek sokat (lásd kínai olajtársaságok kanadai befektetéseit olajhomok-lelőhelyekbe). Az LNG technológia előretörése és általánossá válása kezdetben szintén az IOC-k nélkülözhetetlenségét sejtette, manapság azonban az állami olajtársaságok is egyre több LNG ipari tapasztalatot szereznek (lásd például a malajziai Petronast), s egyre komolyabb ambíciókkal rendelkeznek.

A fentiek alapján merült fel a szakirodalomban az a kérdés, hogy a 2000-es évek változásai okán az állami olajtársaságok képesek-e kiszorítani helyükről a nemzetközi olajipari társaságokat. Az egyes szerzők a fenti érvek közül egyet-egyét kiemelnek, s erre alapozzák (logikára is épített) érvelésüket¹³. Kevés olyan kutatás lelhető azonban fel, amely ezeket a kérdéseket vállalati szinten vizsgálja.

A fentiek alapján ugyanis lehet úgy érvelni, hogy az állami vállalatokra hulló pénzeső lehetővé teszi saját technológiák kifejlesztését, esetleg e technológiák más társaságoktól (oil services industry vállalataitól, vagy más NOC-tól) való megvásárlását. Ez azt eredményezné, hogy az állami olajtársaságok egyre kevésbé vennék igénybe a nemzetközi magántársaságok fent felsorolt szolgáltatásait (szaktudás, tőke, technológia stb.), hiszen ezek közül egyre többet házon belül megtermelnének, vagy például ezeket (gyümölcsöző állami kapcsolataik révén) más állami olajtársaságoktól vásárolnák meg. E szerint tehát az NOC-IOC kapcsolatok szerepe a jövőben csökken, az NOC-k önállóbbá válnak, vagy az NOC-NOC kapcsolatok erősödnek. Ennek alapja az lenne, hogy mivel mind az olajexportőr országok (pl. Közel-Kelet, Venezuela, Mexikó stb.), mind az újonnan megerősödő olajimportőr országok (India és Kína) állami olajtársaságokat működtetnek, külkapcsolataik révén olajipari kapcsolataik is erősödhetnek, ami a

¹³ Erről lásd a szakirodalom feldolgozásáról szóló fejezetet.

nemzetközi magántársaságoknak az olajexportőr országokból való kiszorulását eredményezhetné.

Az új technológiai kihívások (mélytengeri kutatás és termelés, sarkvidéki területek megkutatása, olajpala és olajhomok kitermelése, LNG termelés stb.) felmerülése azonban másokkal azt mondatja, hogy mivel a tőzsdei magántársaságok továbbra is a legfejlettebb technológiák tulajdonosai, szerepük nem csökken, így az IOC-NOC kapcsolatok a jövőben várhatóan nem gyengülnek. az IOC-k továbbra is az NOC-k nélkülözhetetlen partnerei maradnak.

Az NOC-NOC kapcsolatok előretörése azt jelentené, hogy a világ olajtermelésének és/vagy -finomításának egyre nagyobb része olyan társaságok együttműködéséből kerül ki, amelyek működésük során nem feltétlenül a profitszempontokat tekintik elsődlegesnek, de legalábbis a profitcélokon kívül más célokat is követnek. Mivel az NOC-k anyaországuk kormányaival összefonódva működnek, az NOC-NOC kapcsolatok erősödése azt eredményezné, hogy az olajipari folyamatokat ezentúl nem csak profitcélok határoznák meg, hanem ezekbe az adott kormányok céljai, törekvései az eddigieknél jobban beszűrődnének. Ez azt is jelentené, hogy egyes vállalatok teljesítményét az adott vállalat anyaországának külkapcsolatain keresztül befolyásolni lehetne: a vállalat az anyaországával baráti kapcsolatokat ápoló országokban gyümölcsöző együttműködéseket építhetne ki. A nemzetközi olajtársaságok (IOC) ezáltal versenyhátrányba kerülnének.

E disszertáció szerzője ezért az elmúlt évtized vállalati tapasztalatai alapján azt a kérdést kívánja megválaszolni, hogy hogyan alakulnak az IOC-NOC, ill. az NOC-NOC kapcsolatok. Azt szeretnénk megtudni, hogy az elmúlt években megfigyelhető volt-e az NOC-NOC kapcsolatok erősödésének folyamata, és ha igen, ez felveti-e azt, hogy a nemzetközi magántársaságok helyzete a jövőben romlik. A szerző minderre nem a fentiekhez hasonló logikai érveléssel, hanem a vállalati együttműködések elemzésével kíván válaszolni.

A kérdés helyes megválaszolása több okból is fontos:

- 1) A nemzetközi olajtársaságok (IOC) stratégiaalkotóinak tudniuk kell, hogy az állami olajtársaságok a jövőben milyen szolgáltatásokat várnak tőlük, s mi az, amit az NOC-k házon belül képesek biztosítani. Az IOC-k stratégiaalkotóinak ismerniük kell az NOC-k jövőbeli igényeit, s azt, melyek azok a területek, ahol lefedetlen piaci rést hagynak (pl. egy bizonyos technológiai folyamatban, esetleg projektmenedzsment képességekben, vagy felvásárlói piac biztosításának képességében). Az adott IOC úgy lehet sikeres és például úgy juthat olajkészletekhez, ha azt képes nyújtani, amire az NOC-nek szüksége van. Sőt, ha az NOC-NOC kapcsolatok tényleg erősödnek, akkor az IOC-knek újra kell gondolniuk az állami olajtársaságokkal kialakított kapcsolataikat. Az információ tehát vállalati, stratégiai szempontból fontos¹⁴.
- 2) Az egyes kormányok energiapolitikusainak is látniuk kell, hogyan, s miképp változtak meg, ill. változóban vannak-e a globális piaci struktúrák. Amennyiben ugyanis az derül ki, hogy e struktúrák változnak, s az NOC-NOC kapcsolatok erősödnek, úgy a külpolitika és energiapolitika alakítóinak az állami kapcsolatok erősítésével javasolt országuk olajtársaságát helyzetbe hozniuk. Amennyiben az válik világossá, hogy az olajipari eszközök piacán egyre erősödnek a nem piaci tényezők, úgy az ellátásbiztonság érdekében szükségessé válhat az energetikai külpolitika újragondolása is.
- 3) Az államok közötti olajipari kapcsolatok változása annak stratégiai jellege miatt új geopolitikai helyzeteket teremthet. A külpolitika alakításához ennek ismerete elengedhetetlen.

Ezek alapján disszertációmban arra kívánunk választ kapni, hogy

- 1) az olajipari együttműködésekben az állami olajtársaságok átveszik-e az nemzetközi olajipari magántársaságok szerepét,
- 2) az IOC-knek kell-e aggódniuk fennmaradásuk miatt,

¹⁴ Erről bővebben lásd például Malcolm Brinded, a Shell nemzetközi upstream divíziója igazgatójának oxfordi előadását: Challenges and Developments in the NOC-IOC relationship, 2009. július 31., Oxford.

- 3) amennyiben az olajiparban változások következtek be, az energetikai külpolitika alakítóinak kell-e, s ha igen, miként kell reagálniuk erre.

1. A kutatás hipotézisei

A fenti nézetkülönbségek miatt disszertációnkban arra a kérdésre keressük a választ, hogy az állami olajtársaságok partnerei mely csoportból, a tőzsdei magántársaságok (IOC-k), vagy az állami olajtársaságok (NOC-k) csoportjából kerülnek ki, s hogy a kutatási időszakban ez változott-e.

Jelen disszertáció szerzője az iparági tapasztalatokra kíváncsi, s a fenti kérdést a vállalati együttműködések vizsgálatával próbálja megválaszolni.

Dolgozatunkban a kutatás-kitermelést és a finomítói szektort külön vizsgáljuk. Hipotéziseink ezért a következők.

1. hipotézis: kutatási időszakunk folyamán a vizsgált állami olajtársaságok upstream együttműködéseiben az NOC-kel folytatott együttműködések szerepe nőtt.
2. hipotézis: kutatási időszakunk folyamán a vizsgált állami olajtársaságok downstream együttműködéseiben az NOC-kel folytatott együttműködések szerepe nőtt.

2. A kutatási időszak

A kutatási időszak a 2000-2010 közötti időszak. Ezen időszak kiválasztását az indokolta, hogy 2000 és 2010 között olyan folyamatok indultak meg, amelyek az állami és nemzetközi olajtársaságok közötti kapcsolatokra véleményünk szerint jelentős hatással voltak/lehetnek. Ezeket a folyamatokat fent ismertettük.

A 2000-2010 közötti időszakot kellően hosszúnak érezzük ahhoz, hogy belőle következtetéseket vonjunk le. Ennek oka, hogy vizsgálatunk az olajipari együttműködések jellege miatt mind az időszak elé, mind az időszak mögé jó néhány évvel túlnyúlik.

Az olajipari együttműködések sajátja ugyanis, hogy azok sokszor csak lassan válnak konkrét projektekből, építkezésekből, olajtermelésben megvalósuló, kvantitatív módon mérhető eredményekké. Amennyiben két vállalat együttműködése folytán egy olajmező 2000-ben működésbe lép, az azt jelenti, hogy a felek már valószínűleg legalább 4-5 éve folyamatos együttműködést valósítanak meg. Legalább ennyi idő szükséges ugyanis egy olajmező megkutatásához, kutatófúrások mélyítéséhez, az eredmények kiértékeléséhez, termelő kutak megépítéséhez és a szükséges további infrastruktúra kiépítéséhez.

Hasonlóan ehhez, ha két vállalat 2010-ben arról határozott, hogy egy mélytengeri mezőn közös kutatás-termelési tevékenységet fog végezni, vagy egy adott helyszínen közös finomítót fog építeni, akkor ennek legkorábban kb. 4-5 év múlva lesz látható eredménye. A mélytengeri mezőn, ill. a finomítóban a termelés legkorábban ennyi idő múlva indulhat. Kvantitatív eredményekről először ekkor tudunk beszámolni.

A 2000-2010-es időszak vizsgálata ezért olyan együttműködések is feltár, amelyek adott esetben az 1990-es évek közepén kezdődtek, s olyanokat is, amelyek kézzel fogható eredményre csak 2010-15 között vezetnek.

3. A vizsgált vállalatok

Kutatásunk során négy állami olajtársaság 2000 és 2010 közötti kapcsolatait vizsgáljuk. A négy társaság a következő:

- 1) Saudi Aramco
- 2) National Iranian Oil Company
- 3) Petróleos de Venezuela SA
- 4) Petrobras.

A vizsgálandó vállalatokat a Petroleum Intelligence Weekly évente közzétett 50-es toplistájából válogattuk, a lista első 20 tagját az alábbi táblázat ismerteti.

1. táblázat: A világ 20 legjelentősebb olaj- és gáztársasága

	Vállalat	Ország	Állami tulajdon
1.	Saudi Aramco	Szaúd-Arábia	100%
2.	NIOC	Irán	100%
3.	Exxon Mobil	USA	
4.	PDV	Venezuela	100%
5.	CNPC	Kína	100%
6.	BP	Egyesült Királyság	
7.	Royal Dutch Shell	Egyesült Királyság / Hollandia	
8.	ConocoPhillips	USA	
9.	Chevron	USA	
10.	Total	Franciaország	
11.	Pemex	Mexikó	100%
12.	KPC	Kuvait	100%
13.	Sonatrach	Algéria	100%
14.	Gazprom	Oroszország	50,0023%
15.	Petrobras	Brazília	32,2%
16.	Rosnyeft	Oroszország	75,16%
17.	Lukoil	Oroszország	
18.	Petronas	Malajzia	100%
19.	Adnoc	Egyesült Arab Emirátusok	100%
20.	ENI	Olaszország	30%

Forrás: PIW: World's Top 50 Oil Companies (2010)

Választásunk a következő okokból esett a kiválasztott négy vállalatra.

A Saudi Aramco a világ legjelentősebb olajtársasága, napi olajtermelése alapján a világ legnagyobb olajtársaságának nevezhető, olajkészletei alapján 2010 óta a második legnagyobb társaság. A társaság a világ olajkészleteinek közel ötöde felett gyakorol ellenőrzést, napi olajtermelési kapacitása kb. 12 millió hordó, ez a globális kapacitás körülbelül 13-14%-a. A társaság teljes mértékben az állam tulajdona. A szaúdi vállalat évek óta vezeti a Petroleum Intelligence Weekly 50-es toplistáját. Óriási olajkészletei igen komoly vonzerőt jelentenek a nemzetközi magántársaságoknak, s ezek rendszeresen kopogtatnak a társaság ajtaján¹⁵. Mindezt a viszonylag stabil politikai környezet is ösztönzi.

A NIOC, a National Iranian Oil Company szintén teljes mértékben anyaszája, azaz Irán tulajdonát képezi. A vállalat a világ olajkészleteinek 10%-át, gázkészleteinek 16%-át tudhatja magáénak. Napi olajtermelése 2010-ben 3,5 millió hordó körül alakult¹⁶. Az iráni upstream és downstream szektor a külföldi befektetők előtt a kutatási időszak során teljesen nyitva állt, az iráni társaság ezeket a lehetőségeket ki is kívánta aknázni.

A Petróleos de Venezuela, Venezuela állami olajtársasága. 2010-ben bizonyított olajkészletei alapján a Saudi Aramcotól átvette az első helyezést. Olajkészletei az elmúlt években nehézzolajjal bővültek, 2006 és 2010 között készletei több, mint háromszorosára nőttek. Olajkészletei miatt Venezuela is nagyon vonzó a külföldi befektetők számára. A PDVSA-val való együttműködés nem csak emiatt érdekes, hanem azért is, mert a PDVSA olajkészletei jórészt nehézzolajból állnak, s kitermelésük speciális technológiát igényel.

A brazil állami olajtársaság, a Petrobras azért került be a vizsgált vállalatok közé, mert olyan állami olajtársaság, mely számos más állami olajtársaság számára mintaként szolgál. A kiválasztás oka volt továbbá, hogy a társaság a mélytengeri olajkutatás és -termelés specialistája. A jövő szempontjából ez azért teszi érdekessé, mert az olajtársaságok az elmúlt években új olajlelőhelyeket jellemzően a tengerek, óceánok mélyén találtak. Ilyen helyek közé sorolhatók Nyugat-Afrika partjai (nemcsak Nigéria térsége, hanem innen nyugatra, egészen Sierra Leonéig),

¹⁵ Lásd erről lenti elemzésünket.

¹⁶ OPEC (2011): OPEC Annual Statistical Bulletin 2010-11, Bécs.

Brazília partvidéke, a Dél-kínai-tenger, Ausztrália partvidéke, s az esetleges termékeny lelőhelyek között tartják számon Alaszka part menti övezeteit is. A vállalat mélytengeri technológiája és szakértelme ezért a jövőben várhatóan felértékelődik.

2010-ben a kiválasztott négy olajtársaság a globális kőolajkészletek felével rendelkezett, olajtermelésük a globális termelés kb. 20%-át adta¹⁷.

Az olvasóban felmerülhet a kérdés, hogy miért csak négy vállalatot veszünk górcső alá. Ennek oka, hogy a dolgozat terjedelmi korlátai miatt el kellett döntenünk, hogy néhány vállalat együttműködéseinek alapos, a lehető legrészletesebb elemzését végezzük el, vagy ennél több vállalat kapcsolatait kevésbé mélyrehatóan vizsgáljuk. Azért döntöttünk az egyes vállalatok kapcsolatainak lehető legalaposabb vizsgálata mellett, hogy a kapcsolatok alakulását ne mindössze néhány jelentősebb együttműködési projekt segítségével láttassuk, hanem kitérhessünk a vállalat olyan próbálkozásaira is, amelyek a törekvések ellenére nem jártak sikerrel (ez jelzi a vállalat céljait!), és olyanokra is, amelyek kisebb nagyságrendű, de létező és működő projektek.

4. A használt módszer

Kutatásunk során törekszünk arra, hogy érvelésünket kvantitatív módszerekkel is alátámasszuk. Már kutatásunk elején számítunk azonban arra, hogy ez nem lesz kivitelezhető, s tisztában vagyunk azzal is, hogy ez nem is lenne elegendő.

A kvantitatív módszerek alkalmazásának több akadálya van.

Az egyik az, hogy vizsgálatunk tárgyát állami olajtársaságok képezik. Az egyik nehézséget az adja, hogy a társaságok államiak, ez pedig azt jelenti, hogy egyes adatokat nem szívesen hoznak nyilvánosságra, vagy olyan adatokat

¹⁷ OPEC (2011): OPEC Annual Statistical Bulletin 2010-11, Bécs.

közölnek, amelyek őket kedvező színben tüntetik fel. Nem hagyhatjuk figyelmen kívül, hogy vizsgált vállalataink közül több diktatórikus ország vállalata.

A másik nehézséget az adja, hogy a feldolgozott vállalatok az olajiparban tevékenykednek. Az olajipari adatok sok esetben titoknak minősülnek, egy ország olajkincseinek pontos adatai, egyes mezők termeléseszkökenési rátái jellemzően nem nyilvánosak.

További probléma, hogy amennyiben a társaságok közzéteszik éves jelentéseiket (a PDVSA évek óta nem tesz így), azokban túlságosan is optimista jövőt tárnak az olvasó elé. Különösen igaz ez azokra a vállalatokra, amelyek állami tulajdonban vannak, „nemzeti bajnokok”, s amelyek teljesítménye alapján az ország lakossága az ország vezetőinek teljesítményét méri. Ezekben a vállalati jelentésekben a vállalatok olyan projekteket is felvázolnak, amelyek megvalósítását még csak tervezik, ill. amelyekről tárgyalásokat folytatnak. Az olajiparban azonban a kőolaj ára által meghatározott gazdasági környezetben a befektetések megtérülése akár hónapokon belül is alapvetően változhat meg. A Saudi Aramco például már 2008-ban jelentős, mintegy napi 2 millió hordó új finomítói kapacitás megépítését jelezte éves kiadványában, ennek azonban csak töredéke épült meg, még nagyobb részének építése pedig még meg sem kezdődött, sőt, még 2010-ben is csak tárgyalási szakaszban volt¹⁸.

A kvantitatív módszerek alkalmazása azért nem lenne elegendő, mert így nem tudnánk a kutatási időszak előtti és utáni eseményekről képet kapni. Elképzelhető ugyanis, hogy egy társaság 2000 és 2005 között teljesen önálló tevékenységet folytatott, s 2006-ban más társaságokkal közösen olajkutatási tevékenységekbe kezdett. Mivel ezek a kutatások 2010-ig nem értek be, pusztán a kvantitatív adatok azt jeleznek, hogy a vállalat továbbra sem folytat semmilyen upstream együttműködést, miközben ez nem fedné a valóságot. Segítségünkre lehetne, ha a tervezett projektek költségvetéseit tekintenénk adatoknak, ám ezek az adatok rendszerint teljesen megbízhatatlanok. 2005 és 2009 között a tervezett

¹⁸ Lásd itt: Saudi Aramco: Annual Review 2008, pp. 20-22.

olajipari projektek költségvetését a vállalatok évente vizsgálták felül, s módosították. 3-4 év alatt egyes projektek költségvetése a duplájára emelkedett¹⁹.

Vizsgálataink során ezért noha az elérhető adatokat megpróbáljuk rendszerezni, értelmezni, s ezekkel egyszerű számításokat végezni, pusztán ezekből az eredményekből következtetéseket levonni nem merünk. A kvantitatív adatok mellett minden esetben figyelembe vesszük a vállalat törekvéseit, céljait, mindenekelőtt az elért teljesítményt, s a tervezett és a megvalósított projekteket is. Mint vizsgálatunkból látni fogjuk, a vállalatok által tervbe vett és kommunikált, valamint a megvalósított projektek között sokszor óriási szakadék tátong.

Kutatásunkban nem csak a megvalósuló projekteket tárjuk fel, hanem azokat is, amelyeket a társaságok terveztek megvalósítani, de tervük valamilyen okból kútba esett. Ezekből a tervekből ugyanis következtetni lehet a vállalat céljaira, arra, hogy mire van szüksége, melyek azok a képességek, amelyeket más társaságoktól, akár nemzetközi magántársaságoktól (IOC) vár el.

Módszertanunk egyik fő eleme, hogy az egyes vállalatok által folytatott tevékenységeket nem másodlagos forrásokból, mások által publikált (és szelektált) anyagokból emeljük át, hanem a kutatási időszak iparági híryanagát tekintjük át, s ebből puzzleként rajzoljuk fel a társaság tevékenységét és ismerjük meg együttműködéseit. Iparági híryanagunk alapja az iparág egyik legelismertebb forrása, a *Petroleum Economist* című szaklap. Kutatásunkhoz az angol nyelvű havilap 1998 augusztusa és 2010 decembere között megjelent összes, azaz 149 havi kiadványát, mintegy 15 ezer oldalnyi (egyszeres sorközzel és 9-10-es betűmérettel írt) anyagot tekintünk át. Az egyes tevékenységek, vállalati tervek, projektek a kutatás adatainak minősülnek, ezek rajzolják ki az egyes vállalatok tevékenységét. Ezeket az „adatokat” hivatkozással látjuk el, ennek köszönhető a dolgozatban található hivatkozások óriási száma.

A korabeli híryanagok alkalmazásának előnye, hogy olyan információkat is megtalálunk benne, amelyek ma már sem hazai könyvtárakban, sem az interneten nem érhetők el. Ilyenek különösen a vállalatok 2000-es évek elején kiadott éves jelentései, közleményei, egyes vállalatvezetők nyilatkozatai, de ide sorolhatók a

¹⁹ Lásd a Saudi Aramco finomítóinak költségbecekléseit a vonatkozó fejezetben.

korabeli együttműködések sajátosságai, adatai is (pl. egyes olajmezők kezdeti kitermelési adatai).

Azzal, hogy ilyen részletgazdag képet adunk a vállalatokról²⁰, elkerüljük azt a sok szerző által elkövetett hibát, hogy egyes vállalatokról úgy állítunk valamit, hogy bizonyításképpen mindössze 2-3 projektet hozunk fel példaként.

Hipotéziseinket akkor fogadjuk el, ha kimutatható, hogy a vizsgált vállalatok együttműködéseiben az állami olajtársaságok szerepe nőtt. Ez jelentheti azt, hogy egy társaság közös projektjeiben a rá eső kitermelt mennyiség nőtt. Ha azonban a vállalat teljes termelése ennél nagyobb mértékben nőtt, akkor az együttműködések szerepe csökkent. Ha tehát például egy vállalat teljes termelése 2000-ben 100 egység volt, közös projektjeiből pedig 10 egység származott, akkor közös projektjeinek szerepe 10%. Amennyiben 2010-ben a fenti adatok rendre 300 és 20 egység, akkor a vonatkozó érték 6,6%, ami csökkenést jelez, noha a társaságok együttműködése nőtt, hisz a közös projektben kitermelt mennyiség kétszeresére nőtt. Hasonló problémákkal a finomítói szektor adatai esetén is szembesülhetünk. Mivel pontos adatok úgysem állnak rendelkezésre, ezeket a számításokat – ahol legalább valamennyire pontos adatok rendelkezésre állnak – csak tájékoztató jelleggel közöljük. Úgy tekintjük, hogy az együttműködések szerepe akkor nőtt, ha a vállalat a kutatási időszakban közös projekteket valósított meg és ezek szerepe a vállalat termelésében számottevő. Hipotézisünk elfogadásakor vagy elvetésekor figyelembe vesszük ezenkívül a vállalat együttműködési törekvéseit is.

²⁰ Lásd a későbbi vállalati elemzésünket.

IV. A kutatás elméleti háttere, a szakirodalom jelenlegi állása

Az iparág tanulmányozásához a transznacionális vállalatokkal általánosságban foglalkozó publikációk nem nyújtanak elegendő információt. Bizonyítja ezt Simai (2009) kutatása²¹, valamint az IFP (2007) könyve is²². Az általánosságban a TNC-kről szóló szakirodalom ezért kutatásunk számára nem releváns.

A szakirodalomban ugyanakkor több szerző ír az állami (NOC) olajtársaságok felemelkedéséről, valamint arról, hogy a jövőben milyen szerep juthat a nemzetközi olajtársaságoknak (IOC). Az egyes szerzők sok esetben mindezt az egyes vállalatok megnevezése nélkül teszik, a két kategóriát homogén csoportként kezelik, csak kevés figyelmet szentelnek az egyes társaságoknak. E tanulmányok biztosítják azt az elméleti alapot, amely alapján kutatási kérdéseinket megfogalmaztuk, s ebből tűnik ki, melyek az iparágat leginkább foglalkoztató kérdések.

Jelen disszertációban az NOC-NOC, ill. NOC-IOC kapcsolatok alakulására az egyes vállalatok együttműködéseinek elemzésével, s nem az NOC-k vagy IOC-k csoportjának elemzésével kívánunk válaszolni. Ennek ellenére az NOC-IOC kapcsolatokkal foglalkozó irodalom képezi dolgozatunk szakirodalmi háttérét, ebben ismerhetők fel a korábban felvázolt, az IOC-k jövőbeli szerepét különbözőképpen előrejelző álláspontok.

²¹ Simai Mihály (2009): A transznacionális vállalatok stratégiái a globális gazdasági válság kezelésének folyamatában és a konszolidációban, in A globális válság: hatások, gazdaságpolitikai válaszok és kilátások, 2. kötet: Transznacionális vállalati stratégiák és a multilateralizmus, MTA VKI, Budapest, pp. 7-57.

²² IFP (2007): Oil and gas exploration and production, Reserves, costs, contracts, in IFP Publications, Centre for Economics and Management, Párizs.

1. Az NOC-IOC kapcsolatokról szóló irodalom

Wenger, Orttung és Perovic (2009) könyvükben leírják, hogy 2003 óta az olajtermelő államok egyre jobban támaszkodnak állami olajtársaságaikra, az állam és a nemzeti olajtársaságok közötti összhang javult²³. A szerzők vázolják, hogy a kínai és indiai társaságok hasonlóan növekvő bizalmat kapnak országuk vezetőitől. Ugyanitt *Roger Tissot* a latin-amerikai országokról szólva úgy véli²⁴, az elmaradó olajipari beruházások miatt az egyes országok kormányai a jövőben újra a nemzetközi olajtársaságokhoz fordulnak majd segítségért, az IOC-k szerepe így továbbra is jelentős marad.

Bhattacharyya (2011) a kínai olajtársaságok külföldi terjeszkedését példaként felhozva azt állítja, hogy a kínai kormány számos országgal stratégiai szövetségre lépett, azoknak széles körű gazdasági fejlődést kínált, s ezzel a kínai olajtársaságok az IOC-kkel szemben előnyre tettek szert²⁵. Sőt, a szerző azt írja: „...a legfőbb olajtársaságok jövője igen bizonytalan lesz, ha az olajban gazdag régiókból való kiszorulásuk folytatódik.”²⁶

Rawi Abdeal et al. (2008) cikkében²⁷ arra következtetésre jut, hogy az Öböl-menti Együttműködési Tanács (Gulf Cooperation Council, GCC) országai, ezek vállalatai, olajvállalatai a jövőben várhatóan felemelkednek, s át fogják alakítani a világot. A szerzők vélekedése az, hogy a legnagyobb IOC-k a jövőben csak kisegítő szerepet kapnak a világ energiaiparában. Fennmaradásuk kulcsa szerintük a technológia. A nemzetközi olajtársaságok számára ez lehet a versenyelőny legfontosabb forrása.

²³ Robert Orttung – Jeronim Perovic – Andreas Wenger (2009): The changing international energy system and its implications for cooperation in international politics, in Orttung, Robert – Perovic, Jeronim – Wenger, Andreas (2009): *Energy and the Transformation of International Relations, Toward a New Producer-Consumer Framework*, Oxford University Press, Oxford, pp. 3-26.

²⁴ Tissot, Roger (2009): *Energy Security in Latin-America*, lásd az előző hivatkozást, pp. 184-215.

²⁵ Bhattacharyya, Subhes C. (2011): *Energy Economics, Concepts, Issues, Markets and Governments*, Springer, London, p. 343.

²⁶ *ibid.*, p. 344., saját fordítás.

²⁷ Rawi Abdeal – Ayesha Khan – Tarun Khanna (2008): Where oil-rich nations are placing their bets, in *Harvard Business Review*, pp. 119-128.

Dr. Valerie Marcel (2009) tanulmányában²⁸ az NOC-k beruházási és finanszírozási kihívásait és az ezekre adott válaszokat vizsgálja. A szerző a mi kutatásunk számára fontos egyetlen következtetése az, hogy az állami olajtársaságok számára a kulcskérdés az új projektek finanszírozásának képessége. Marcel szerint ez teremthet lehetőségeket az IOC-k számára, ez az, amiben az állami olajtársaságok külső segítségre szorulnak.

A szerző a tőkéhez való hozzájárulás és működési költségek alapján jellemzi az NOC-eket. A tanulmányból kiderül az is, hogy az NOC-k egyre kreatívabbak a finanszírozás terén (ld. a loan-for-oil termékeket, vagy azt, hogy az olajtársaság egyes vállalati eszközöket kiszervez más társaságba, s ez vesz fel hitelt ezen eszközöket fedezetnek felkínálva stb.).

A szerző az NOC-k finanszírozásának forrására 5 lehetőséget lát. Marcel e lehetőségekhez számos olajtársaságot rendel. A mi kutatásunk számára az alábbi táblázatba foglalt információk bírnak jelentőséggel.

2. táblázat: Egyes NOC-k finanszírozási forrásai

	Állami költségvetés	Visszatartott profit	Együttműködés külföldi partnerekkel	Hitel- és kötvénypiacok	Részvénypiacok
NIOC	X		X	X	
Saudi Aramco		X			
Petrobras					X
PEMEX	X			X	
Petronas		X			
NNPC	X		X		
KPC		X			
PDVSA		X	X	X	

Forrás: Dr. Valerie Marcel (2009): The national oil company investment challenge, KPMG, pp. 16-18.

A fentiek alapján az mondható el, hogy egyes állami olajtársaságok a finanszírozási nehézségek elkerülése érdekében más külföldi olajtársaságokkal működnek együtt.

²⁸ Dr. Valerie Marcel (2009): The national oil company investment challenge, KPMG.

A cikk azonban statikus, pillanatfelvételt közöl, így nem állapítható meg, hogy az egyes állami olajtársaságok finanszírozási gyakorlata a 2000-es évek során változott-e.

A *The James A. Baker III Institute for Public Policy of the Rice University* 2007-ben készített egy kutatást²⁹ az egyes állami olajvállalatokról, cikkük az e kutatásból levonható következtetéseket fogalmazza meg. A szerzők elismerik az állami olajtársaságok felemelkedését, s megerősítik az NOC-k és IOC-k közötti funkciómegosztás létét (IOC: downstream, NOC: upstream). A tanulmány fő következtetései a következők:

- Az NOC-k nem üzleti célokat is követnek.
- A nem üzleti célok miatt nem olyan hatékonyak, mint amilyenek lehetnének.
- Néhány intézményi struktúra ösztönözheti az NOC-t, hogy hatékonyan működjön. Több NOC egy országon belüli együttléte, vagy NOC-k részleges privatizációja növeli a versenyt és a hatékonyságot.
- Egyre több NOC finanszírozza magát a nemzetközi tőkepiacokról, ez javítja a vállalatirányítást és a vállalat által érzett felelősséget.
- Az NOC-k leginkább upstream tevékenységeket folytatnak, a downstream szektor inkább az IOC-k fellelővára. Ez lehet az NOC-IOC kapcsolat egy lehetséges központja (mivel az NOC-k (is) vertikális integrációra törekcsenek).
- A világ jövőbeli olajkitermelését az NOC-k szerepének növekedése miatt egyre inkább nem üzleti szempontok határozzák meg, ezért az egyes országoknak fel kell készülniük olajimportjuk sérülékenységre. Az NOC-k downstream eszközöket kívánnak majd vásárolni, az egyes országoknak ezeket a kihívásokat és ezek hasznát meg kell vitatniuk, s ehhez kell alakítaniuk energiasztratégáikat.

Kutatásunk számára az utolsó két pont érdemel kiemelt figyelmet. A tanulmány szerzői azt vetítik előre, hogy noha az IOC-NOC kapcsolatok egy

²⁹ The James A. Baker III Institute for Public Policy of the Rice University (2007): The changing role of national oil companies in international energy markets.

központja a downstream szektorbeli együttműködések lehetnek, később viszont azt fogalmazzák meg, hogy az állami olajtársaságok a jövőben akár önállóan is versenybe szállnak downstream eszközökért.

David Ledesma (2009) kutatása³⁰ során egyértelműen az IOC-NOC kapcsolatot járta körül, s mindezt az LNG értékláncban felgyűlt tapasztalatok alapján, vállalati interjúk készítésével tette. A szerző kérdései és az ezekre kapott válaszok a következők voltak:

1. Hogyan változott az IOC-NOC kapcsolat? Az NOC-k a korábbi együttműködések során tapasztalatot és tudást szereztek, s a későbbi, mostani projekteknél már sokkal többet szeretnének maguk megcsinálni, sokkal nagyobb részesedéssel, s sokkal kevesebb feladatot kívánnak az IOC-knek átengedni.
2. Melyek azok a legfontosabb értékek, amelyeket egy IOC egy projektbe visz? Kockázati tőkét, finanszírozást, műszaki szakértelmet, kapcsolatépítést LNG ügyfelekkel (vásárlókkal). Ezenkívül bizalmat, hitelességet, hogy tényleg elkészül a projekt, a hírnevét, legjobb gyakorlatot (best practice), költséghatékonyságot, vevőket, beruházást az országba, s a „local content” követelmények miatt munkahelyeket is teremt. Ezekért ellenszolgáltatást is kér, s ez konfliktusba kényszerítheti a projekt megbízójával (az NOC-vel).
3. Mely cégek teljesítettek jól eddig? A tisztán olajcégek nem olyan jók, mint a gázfókuszú cégek. Ezért jól teljesített a Shell és az ExxonMobil (utóbbi a Mobil felvásárlásával lett gázszakértő³¹). A BG is jól teljesített az USA-ban.
4. Mennyire fontos a kultúra és a személyes kapcsolat az inkább üzleti szempontokhoz képest? LNG fejlesztések esetén minden a személyes kapcsolatokon múlik, főleg a CEO-szintű bizalom a fontos. Fontos, hogy senior menedzserek tárgyaljanak, s fontos, hogy a tárgyaló jogosult legyen

³⁰ David Ledesma (2009): The changing relationship between NOCs and IOCs in the LNG chain, Oxford Institute for Energy Studies, July 2009, NG 32.

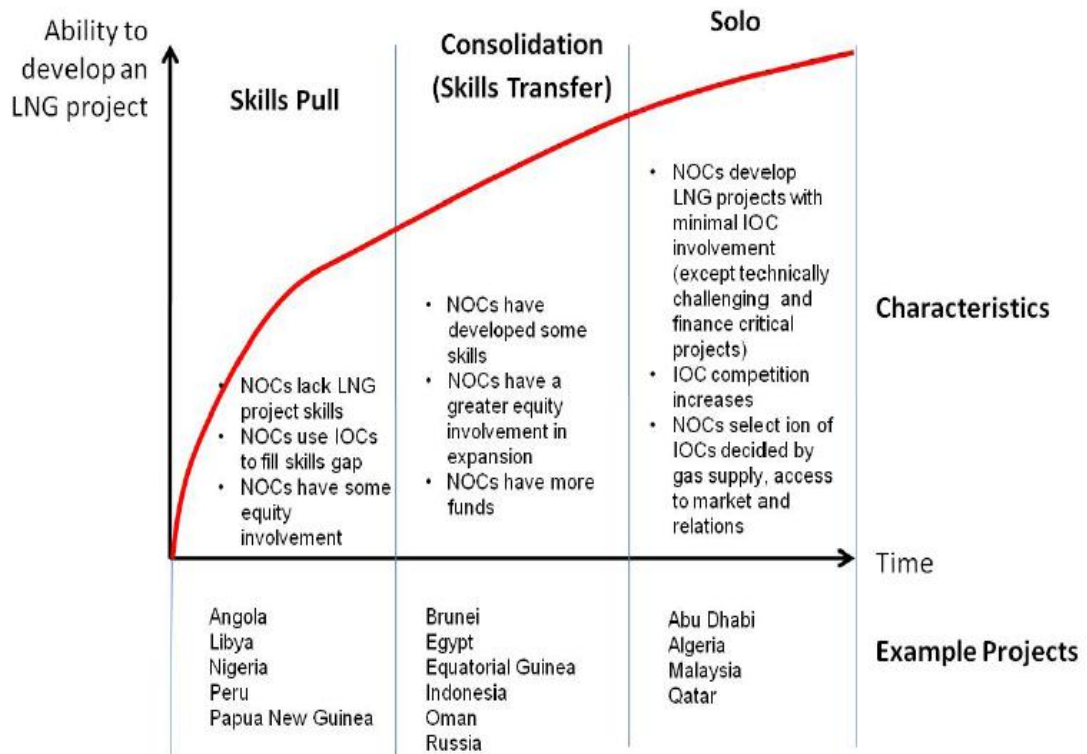
³¹ Az XTO felvásárlása ekkor/ebben még nem jelentett valódi előnyt.

döntést hozni, s ne kelljen megerősítésért folyamatosan a központ döntéshozóihoz fordulni. A rotáció kifejezetten rossz, mert a tárgyaló felek közötti kapcsolat nem tud megfelelően kiépülni. Az adott ország és vállalat kultúrájának ismerete és elfogadása fontos. Az, hogy az IOC hogyan bánik az NOC-vel, kulcsfontosságú, ezért sokszor bizalmas, nem nyilvános információ.

5. Mi az IOC-k jövőbeli szerepe? Nincs ilyen, ez projekt- és országfüggő. Az IOC-knek azt kell fürkészniük, mi az NOC célja, s nem azt, hogy miért jó ez a projekt magának az IOC-nek.
6. A jövőben az NOC-k IOC-k segítségével fognak működni? Egy darabig még nem, mert az önálló LNG-ipari működéshez 20-25 év tapasztalat szükséges, az NOC-knek ez nincs meg. Létesülnek azonban NOC-NOC kapcsolatok. A lényeg, hogy ezek fel tudnak-e mutatni elegendő szakértelmet, vásárlót és pénzügyi forrást. Az NOC új projektek esetén sok esetben azt az IOC-t választja partnerül, akivel korábban már együtt dolgozott (Brunei: Shell), ez azonban nem mindig van így (ld. Qatarban az Exxon mellé bevonták a ConocoPhillips-et és a Shell-t). Akár ajánlattétel (bidding) alapján is dönthetnek, s szándékolt diverzifikáció is előfordulhat. Alacsonyabb földgáz- és olajárak esetén az NOC-knek nagyobb szüksége lehet IOC-kre. Az NOC-k magas olajárak idején ruháznak be (ekkor van pénzüik), az IOC-k alacsony olajárakkor (ekkor olcsók az olajipart kiszolgáló szektor szolgáltatásai).
7. Az NOC-k hazai piaci fókuszát csökkenti az IOC-k szerepét? Igen, talán, az NOC-k külföldi gépegységszállítók segítségével építhetnek erőművet, metanolüzemet stb. Számos országban már előírják, hogy a kitermelt gáz egy részét a hazai piacon kell értékesíteni. Ez lehetővé teszi, hogy az upstream felé elmozduló és egyben az NOC-kel szövetkező gázszolgáltató vállalatok (utilities) kizárják az üzletből a korábban közvetítőként működő IOC-ket.

A szerző jellemzi az egyes állami olajvállalatokat globális aktivitásuk és az LNG-ben elért képességeik, az LNG értékláncban betöltött funkcióik alapján. Az alábbi ábra ezt mutatja be.

2. ábra: Az NOC-k fejlődési stádiumai



Forrás: David Ledesma (2009): The changing relationship between NOCs and IOCs in the LNG chain, Oxford Intitute for Energy Studies, July 2009, NG 32, pp. 24.

Az NOC-k kezdetben tehát kompetenciát szereznek az IOC-ktől, aztán az LNG értéklánc egyre több elemét maguk végzik, végül szinte mindent önállóan valósítanak meg.

A gázszolgáltató társaságok sokhelyütt állami monopóliumok (voltak), s az NOC-k és ezek a vállalatok Ledesma szerint képesek jól megérteni egymást. Így előfordulhat, hogy a kitermelő állami olajtársaság közvetlenül a gázszolgáltatóval szövetkezik, s ez ahhoz vezethet, hogy a korábban közvetítő szerepet betöltő nemzetközi olajtársaság (IOC) kimarad az üzletből. Ennek valószínűségét növeli, hogy számos, korábban az LNG értéklánc csak egy-egy elemében működő vállalat továbblépett az értéklánc más elemei felé (pl. RWE), így a lánc szereplőinek száma

csökkenhet. Ledesma szerint az IOC-k életben maradásának kulcsa az, hogy az NOC-k igényeihez alkalmazkodnak.

Isobel Rea (2008) tanulmányában³² kifejti, hogy ahhoz, hogy az IOC-k a jövőben eredményesen versenyezzenek, ill. pályázzanak olaj- és gázforrásokért, át kell alakítaniuk az NOC-knek tett ajánlataikat: nem kizárólag az olaj- és gázszektorra kell koncentrálniuk, hanem a fogadó ország (host country) és a honos állami olajtársaság igényeire is: néhol utakat, vasutakat, másutt kórházakat kell építeni. Figyelembe kell azonban venni kulcskompetenciáikat (core competencies) is, s azokat az ipari szektorokat érdemes bevonni és partnerként magukkal vinni a fogadó országba, amelyekkel együttműködve szinergikus hatások alakulnak ki. Így érdemes a vegyipari, az áramszolgáltató, az acél-, a bányászati, a megújulóenergia-szb. szektorokat partnerként bevonni az ajánlatokba.

A szerző elismeri, hogy az állami olajtársaságok egyre aktívabb szerepet vállalnak az upstream és downstream eszközök piacain, s felveti, hogy az IOC-k egyre erősebb piaci versenyben kénytelenek helytállni, így korábbi kedvező helyzetük várhatóan romlik.

Tanulmányában *Mikkal E. Herberg (2007)*³³ egy 2007. évi májusi konferencia tartalmát foglalja össze. A szerző szerint az ázsiai NOC-k egyre inkább üzleti alapon működnek, az állami befolyás komplex és országonként, sőt vállalatonként különböző. Herberg elismeri, hogy a kínai NOC-k globálisan aktívak, míg az indiaiak inkább regionálisan, leírja, hogy a külföldi, terjeszkedő olajtársaság anyaországa és a fogadó országok közötti kapcsolat nem feltétlenül válik stratégiaivá. A szerző szerint az NOC-k egyelőre nem válnak az IOC-k versenytársaivá, mert utóbbiak komplex projekteket is végre tudnak hajtani (projektmenedzsment képességek), s az NOC-k számára technológiai szakértelmük is nélkülözhetetlen. Az IOC-k ezért a jövőben is meghatározóak lesznek az LNG-termelésben, a nehézolaj-termelésben és a mélytengeri olajtermelésben, a

³² Isobel Rea (2008): Accessing oil and gas reserves: rethinking upstream offers by international oil companies, Accenture.

³³ Mikkal E. Herberg (2007): The rise of Asia's national oil companies, Energy security survey 2007, NBR Special Report No. 14., Washington.

mélytengeri óriás gázmezők kitermelésében (melyek csak LNG formában találhatnak piacot). A szerző elismeri ugyanakkor, hogy több ázsiai olajtársaság képes kitölteni azt az űrt, amely az IOC-k kiűzésével/elmenekülésével keletkezik (pl. Venezuelában), ill. hogy az NOC-k hajlandóak olyan országokban is működni, amelyek európai és amerikai vállalatok számára embargó miatt elérhetetlenek (pl. Szudánban, Iránban, Mianmarban).

Herberg úgy fogalmaz, hogy versenykörnyezetben működve (értsd: csak olajmezőre adott ajánlataikkal, csak "bidding" alapján) az IOC-k általában sikeresebbek, de az NOC-k sokszor infrastruktúraépítést, gazdaságfejlesztést is vállalnak, s ezzel el tudják halászni a mezők kitermelési jogait. Az NOC-k tehát más iparágbeli vállalatokkal együttműködve versenyelőnyre tesznek szert.

E sikerek ellenére a szerző szerint az NOC-k nem váltják ki az IOC-ket, mert az állami olajtársaságok nem hozzák be technológiai- és egyéb téren mutatott lemaradásukat. Véleményünk szerint azonban a malajziai Petronas és a brazil Petrobras tevékenységei és képességei ezt nem támasztják alá.

*Alexandre M. Oliveira, Melissa Stark, Claire Lawrie (2006)*³⁴ sem osztják Herberg véleményét. Noha ők is leírják, hogy egykor az IOC-k azért voltak az NOC-k jó partnerei, mert nagy, összetett és technológiailag új, úttörő olaj- és gázprojekteket is meg tudtak valósítani, a 2006-ot megelőző egy évtizedben sok minden megváltozott. A technológia birtokosai sok piacon az olajipart kiszolgáló szektor vállalatai lettek, s az NOC-k ismeretei és képességei is sokat fejlődtek. Az IOC-k ezért – igaz, egyelőre csak bizonyos korlátok között, de – pótolhatóak lettek. Ezzel párhuzamosan az NOC-k egyre nemzetközibbé váltak, s megjelentek NOC-kból álló konzorciumok is a piacon. Az IOC-k ezért egyre inkább versenyző piacon kénytelenek tevékenykedni, a szénhidrogénekben gazdag országok kegyeiért már nem csak IOC-k, hanem NOC-k is versengenek.

A szerzők (Accenture) kutatásai és interjúi szerint az NOC-k céljai igen különbözőek: a három legfőbb priorítás sehol nem egyezik az NOC-k között. Az IOC-knek ezért az NOC-IOC kapcsolat kiépítéséhez nem csak technológiai szakértelmet kell kínálniuk, hanem magát a célországot is ismerniük kell.

³⁴ Alexandre M. Oliveira, Melissa Stark, Claire Lawrie (2006): The rise of the national oil company, Accenture.

A szerzők szerint az NOC-k között inkább hosszú távú, stratégiai kapcsolatok épülnek ki, míg az NOC-IOC együttműködések inkább tranzakciókra vonatkoznak, s rövid távúak, ami nem kedvező az IOC-knek. A kínai CNPC például Kazahsztánban helyi gazdaságfejlesztést folytat: erőművet, vegyi üzemeket, vasutakat és gázvezetéseket épít. Az NOC-k számára az IOC-k azért érdekesek, mert rendelkeznek downstream eszközökkel, s technológiákkal. Ilyenek különösen az LNG, a GTL, különböző EOR technológiák, a nem-konvencionális olaj, az ultra mély offshore és az alternatív energia.

A tanulmány szerzői szerint az IOC-k ezért a következőkkel lehetnek sikeresek az NOC-IOC kapcsolat kiépítésében:

- ismerik az NOC országát,
- az adott NOC-ra szabott stratégiát alkotnak,
- az értékláncot vertikálisan integrálják, ez vonzó lehet az NOC számára (az NOC számára az egy az egyben eszközcsere értékesek, mert tanulhatnak az új technológiákból, ill. új piacokra léphetnek be),
- növelik a helyi hozzáadott értéket (local content: képzés, beszállítói hálózat),
- technológiailag éllovasok (GTL, hidrogén, stb.) maradnak és komplex projektek menedzselésében kiemelkednek.

A szerzők szerint tehát az NOC-IOC kapcsolatok jövőjének van tere, ennek kihasználása az IOC-kon múlik.

A fenti irodalmakból kiderül, hogy egyes szerzők hogyan vélekednek az NOC-IOC, ill. az NOC-IOC kapcsolatok alakulásáról. Mint fentebb már leírtuk, a szerzők legtöbbször arra építik írását, hogy azonosít egy-egy olyan együttműködési területet, ahol az adott NOC és IOC egymáshoz képest komplementer. A szerzők felderítik, mik azok, amikre az állami és nemzetközi olajtársaságoknak szükségük van. Amennyiben az egyes társaságok képesek egymásnak azt kínálni, amiben a másik szűkölködik (olajforrások, technológia, finanszírozás stb.), úgy az együttműködés a szerzők szerint magától értetődik. A szakértők e logika mentén

érvelnek, s a kölcsönös egymásra utaltság léte vagy hiánya alapján ítélik meg az olajipari együttműködések és a nemzetközi olajtársaságok jövőjét.

A fenti irodalmak általában azért nem alkalmasak kérdéseink megválaszolására, mert

- 1) az, hogy két vállalat vagy vállalatcsoport egymással komplementer, még nem jelenti azt, hogy ezek együtt is fognak működni, s ki fogják használni a másik által nyújtott szolgáltatásokat³⁵. A komplementaritás tehát mindössze lehetőség, nem kényszer,
- 2) az egyes szerzők sokszor nem kellőképpen támasztják alá vélekedésüket, több esetben mindössze néhány példát hoznak érvelésük alátámasztására,
- 3) általában nem folyamatokat vizsgálnak, hanem pillanatképet vázolnak,
- 4) az NOC-k és IOC-k véleményünk szerint nem homogén csoportok, ezért nem biztos, hogy általában az NOC-kre levont következtetések a csoport minden tagjára helytállóak.

A fenti irodalmak általános hiányossága, hogy a szerzők az egyes társaságok kapcsolataival, együttműködéseivel egyedi, vállalati szinten nem foglalkoznak. Ilyen anyagból igen kevés lelhető fel. Ezek közül a hasznosabbakat a következő alfejezetben ismertetjük.

³⁵ Az európai népesség folyamatosan csökken, az arab világé folyamatosan nő. Az arab bevándorlók Európába költözése ezen komplementaritás ellenére nem súrlódásmentes folyamat.

2. Az egyes vállalatokról szóló irodalom

David Hults (2007) tanulmányában³⁶ a PDVSA-val foglalkozik. Részletesen leírja, hogy Chavez hivatalba lépését követően, de leginkább a 2002-2003-as venezuelai sztrájkokat követően a PDVSA által foglalkoztattak száma 18 ezer fővel csökkent, s jóformán az egész menedzsment, valamint a vezető olajmérnökök és geológusok is távoztak. Ennek köszönhetően a társaság teljesítménye romlott. A Chavez vezette kormányzat ezt követően a társaságot az ország „fejős tehenévé” tette. A szerző a PDVSA-t három különböző dimenzióban vizsgálja: (1) a kormány bevételeinek szállítója, (2) politikai célok megvalósítója, (3) életképes vállalat.

A szerző következtetése az, hogy a PDVSA az 1990-es évek kiváló pénzügyi/gazdasági teljesítményét (kiváló pénzügyi adatok, vertikális integráció előmozdítása, a downstream szektor kiterjesztése külföldön stb.) követően a 2002-2003-as változásokat követően a kormányzat kiszolgálójává vált, annak leginkább anyagi forrása lett. Míg egykor a PDVSA elnöke segédkezett abban, hogy Venezuela megállapodjon az IMF-fel, addig a 2003-at követő időszakban a helyzet épp az ellenkezőjére fordult: a kormányzat teljes mértékben irányítja a vállalatot.

A szerző szerint a vállalat stratégiája is változott. Noha az 1990-es évek „nyitása” idején kiépített külföldi downstream eszközöket nem adták el, a vállalat deklarált céljai közé került, hogy segédkezzon a multipoláris világrend létrehozatalában. Ezért – politikai utasításra – számos ország olajtársaságával működik együtt, így argentinai (Enarsa), fehérorosz (Belarusznyefty), kínai (CNPC), iráni (Petropars), orosz (Gazprom és Lukoil), spanyol (Repsol YPF), vietnámi (Petrovietnam), brazil (Petrobras), indiai (ONGC) és uruguay-i (ANCAP) vállalatokkal. Geopolitikai célja közé tartozik, hogy leginkább baráti országokkal

³⁶ David Hults (2007): *Petróleos de Venezuela, S.A.: The Right-Hand Man of the Government*, working paper, No. 70., 2007. november, Program on Energy and Sustainable Development, Stanford University, Stanford

ápol kapcsolatokat. A PDVSA egyre inkább Chavez-barát országok állami olajtársaságaihoz fordul technológiai segítségért.

Sajnálatos módon a szerző mindössze egyetlen egy példával (Magna Reserve projekt) támasztja alá az NOC-kkel folytatott egyre erőteljesebb együttműködést. Véleményünk szerint ez még akkor sem elegendő bizonyíték, ha tudjuk, hogy a Magna Reserve projekt igen nagy volumenű vállalkozás³⁷. A tanulmány további hiányossága, hogy nem részletezi az egyes olajtársaságokkal való együttműködés megvalósult és megghiúsult elemeit. Az aláírt megállapodások sokszor ugyanis nem hoztak konkrét eredményeket.

Kutatásunk számára nagyon hasznos anyagot készített *David R. Mares és Nelson Altamirano (2007)*³⁸. A PDVSA-ról szóló anyagban leírják az olajtársaság történetét, elemzik a (2003-ig) rendelkezésre álló vállalati adatokat, s vázolják a vállalat 2006 végéig követett stratégiáját is. A szerzők szerint a PDVSA inkább olajtársaság, mint gáztársaság (készleteinek 75%-a olaj, 25%-a földgáz, utóbbinak 90%-a olajkísérő gáz³⁹, melynek kb. 40%-át az olajkitermelést növelendő vissza is pumpálják a rétegekbe). David Hults fent idézett cikkével egyetértésben a szerzők leírják, hogy a PDVSA-t 2003-tól jelentős mértékben átalakították, ezután szinte új vállalat született, mely teljes állami kontroll alá került. Ekkortól átalakultak a vállalat céljai, a korábbi részvénytulajdonosi érték növelése célkitűzés az olaj- és gázvagyon maximalizálására változott (értsd: profitmaximalizálás helyett bevételmaximalizálás lett a cél). 2005-től leválasztották a vállalatról a petrokémiai

³⁷ A Magna Reserve projekt az Orinoco folyó menti régió olajkészletének feltérképezésére jött létre. Becslések szerint ebben a régióban annyi olaj található, amely Venezuelát a világ legnagyobb olajkészletekkel rendelkező államává teszi. Lásd erről David Hults fent idézett írását, pp.49.

³⁸ David R. Mares – Nelson Altamirano (2007): Venezuela's PDVSA and World Energy Markets, Corporate Strategies and Political Factors Determining its Behavior and Influence, The James A. Baker III Institute for Public Policy és Japan Petroleum Energy Center, Rice University, 2007. március.

³⁹ Ez az angol „associated gas” kifejezés fordítása. A kifejezésnek több magyar megfelelője használatos. Lakatos István és Lakatosné Szabó Julianna például fáklyagáznak nevezi. Lásd itt: Lakatos István – Lakatosné Szabó Julianna: A nem konvencionális szénhidrogének jelentősége a 21. században. Globális kitekintés – hazai perspektívák, in Szentgyörgyi Zsuzsa (szerk., 2008): Tanulmányok a magyarországi energetikáról, Budapest, pp. 118.

üzletágot, s a 2003-ig zászlóshajó-terméknek tekintett orimulsion⁴⁰ gyártását is beszüntették.

2003-után a downstream stratégia nemigen változott: a társaság mindössze egy jelentősebb egyesült államokbeli finomítót értékesített (Lyondell-CITGO finomító 42,1%-a, az értékesített kapacitás 109 300 b/d⁴¹). A szerzők szerint az értékesítés elsődleges fókuszja 2005 óta a karibi térség, Közép- és Dél-Amerika, s ennek sokkal inkább politikai, mint gazdasági okai vannak.

Az upstream szegmensben a vállalat fókuszja a nehéz és extra nehéz olaj kitermelésére helyeződött (a célok között háttérbe szorult a finomítás). A szerzők szerint a társaság az upstream szegmensben leginkább NOC-kkel kíván együttműködni, ezek is inkább a Chavez-barát kormányok olajtársaságai közül kerülnek ki (dél- és közép-amerikai vállalatok), de az értékesítés diverzifikációja is fontos, ezért kínai vállalatokat is bevonnak a nehézőlaj-projektekbe (s ezzel reménykednek abban, hogy Kína egyre jelentősebb mennyiségben vásárol majd olajat a PDVSA-tól).

A midstream szektorban (ez esetben olajtermékek szállításáról van szó) a PDVSA kínai, brazil, iráni, spanyol és argentin tankergyártókkal írt alá szerződést nagy olajtankerek vásárlásáról (annak ellenére, hogy az egyik legnagyobb és legmegbízhatóbb olajtankergyártó ország Dél-Korea).

A szerzők azonban csak 2006 végéig vizsgálták a társaságot, másrészt (és végül is ebből kifolyólag) nem tudták elemezni, hogy a PDVSA-NOC együttműködés milyen konkrét eredményeket szült.

⁴⁰ Az orimulsion angol kifejezés, az Orinoco folyó menti területeken kitermelt nehézőlaj vízzel és etilénoxid alapú stabilizátorral való elegye, melyet erőművi felhasználásra gyártottak 2006 decemberéig. A keverést az olaj szállíthatóságának javítása indokolta. A gyártás beszüntetésének oka vitatott: vagy a termék alacsony értékesítési ára, vagy a PDVSA hiányzó tőkéje vagy hiányzó szakértelme lehetett.

⁴¹ A PDVSA teljes finomítói kapacitása 2003-as adatok szerint 3,1 millió b/d volt. Ezenkívül 2004-ben értékesítettek még egy kisebb antwerpeni finomítói részesedést (7000 b/d).

Jaffe et al. (2007) jól leírja a Saudi Aramco (és anyaszája) stratégiáját⁴². A szerzők írják az olajtársaságokkal való együttműködésekéről, s arról is, hogy a Saudi Aramco a 2000-es évek elején a gáztermelés növelésén fáradozott, emellett azonban az olajtermelési kapacitás jelentős bővítését is tervbe vette. Az anyagból megtudjuk azt is, hogy a Saudi Aramco a 90-es években vevőinek diverzifikációjával volt elfoglalva, s a downstream integráció is erősödött (ennek ellenére a vertikális integráció alacsony maradt). A szerzők kutatása 2006 végéig terjedt, s ezzel részben válaszokat adtak az általunk vizsgálandó kutatási időszakra (2000-2010) vonatkozóan feltett kutatási kérdésekre.

Yoshikazu Kobayashi (2007) tanulmánya⁴³ megerősíti a fentieket. A Saudi Aramco céljai 2006 végéig (a kutatás végéig) a szaúd-arábiai olajtermelő kapacitások bővítése, a hazai és külföldi downstream térnyerés, a gázüzlet fejlesztése, valamint a petrokémiai tevékenységek bővítése voltak.

Valerie Marcel (2006) egy évvel korábban, 2005 végén zárta le kutatását, s *Oil Titans* című könyvében⁴⁴ szintén megerősíti a fenti két szerző vélekedését.

Mivel azonban az olajipart érintő változások jórészt 2002-2003-ban indultak, érdemes a Saudi Aramcora vonatkozó kutatást időben kiterjeszteni. A fenti szerzők ezt kénytelenek voltak 2005-2006-ban lezárni.

Valerie Marcel (2006) imént idézett könyvében a National Iranian Oil Company-ról (NIOC) szólva leírja, hogy noha a társaság 1993 és 2003 között növelte külföldi downstream érdekeltségeinek arányát a teljes downstream kapacitásán belül, a downstream szektor külföldi bővítése nem volt prioritás. Upstream tevékenységében a NIOC Irán-fókuszú társaság maradt, az upstream nemzetközi terjeszkedés 2005 végéig minimális volt, ám NIOC-menedzserek interjúira hivatkozva ennek változására számított. Ezt az támasztotta alá, hogy a NIOC leányvállalatai közül a Petroparst és a PetroIrant összeolvasztották (az új

⁴² Jaffe, Amy Myers – Ellass, Jareer (2007): *Saudi Aramco: National flagship with global responsibilities*, The James A. Baker III Institute for Public Policy, Rice University és Japan Petroleum Energy Center, 2007. március.

⁴³ Yoshikazu Kobayashi (2007): *Corporate strategies of Saudi Aramco*, The James A. Baker III Institute for Public Policy, Rice University és Japan Petroleum Energy Center, 2007. március.

⁴⁴ Marcel, Valerie (2006): *Oil titans: National oil companies in the Middle East*, Brookings Institution Press, Washington.

társaság a NICO E&P), s ennek vált a feladatává, hogy külföldi upstream projektekben partnerként vegyen részt, s ismereteket és tapasztalatot szerezzen ilyen projektekben. A külföldön kötött együttműködések azonban a kutatás 2005-ös befejezése miatt a szerző nem tudta bemutatni.

Brumberg et al. (2007) tanulmányában⁴⁵ kifejti, hogy a NIOC 3 fő célja 2002-2006-ban a régi olajmezők felújítása, a gázüzlet maximalizálása és a belföldi piac ellátásához a hazai finomítói kapacitás növelése. A vizsgált időszakban Irán számos külföldi (állami és nem állami) vállalatot hívott az országba olajkincsek kiaknázására. Ezek között találunk francia, japán, olasz, valamint orosz és kínai vállalatokat is. A szerzők azonban jórészt a NIOC Iránban betöltött szerepét, az iráni politikával való kapcsolatát vizsgálják, s kevesebb hangsúlyt kap a társaság külföldi tevékenysége, valamint az együttműködések gyümölcseinek értékelése.

A fenti vállalati tanulmányokon kívül fellelhető még néhány olyan tanulmány, mely egy-egy állami olajtársasággal foglalkozik. Ilyen például az *EIA (2010)* anyaga⁴⁶, *Ramón Espinasa (2009)* tanulmánya⁴⁷, *Pascal et al. (2008)*⁴⁸ és a *Datamonitor (2008)* elemzése⁴⁹, a *PennEnergy (2009)* kutatása⁵⁰, *Von der Mehden et al. (2007)* tanulmánya⁵¹, *Yoshikazu Kobayashi (2008)* prezentációja⁵², *Steven W.*

⁴⁵ Brumberg, Daniel – Ahram, Ariel I. (2007): The National Iranian Oil Company in Iranian politics, The James A. Baker III Institute for Public Policy, Rice University és Japan Petroleum Energy Center.

⁴⁶ EIA (2010): Venezuela, Country analysis briefs, 2010. február.

⁴⁷ Espinasa, Ramón (2009): The performance of the Venezuelan oil sector 1997-2008: Official vs. international and estimated figures”, Center for Hemispheric Policy, University of Miami

⁴⁸ Pascal, Larry B. – Azpurua, Ramon A. (2008): The Venezuelan oil and gas sector – Are there still opportunities in the era of petronationalism?, in Latin American Law&Business Report, Vol. 16., No. 6-7.,

⁴⁹ Datamonitor (2008): Petrobras (Petroleo Brasileiro S.A.), Company profile, New York, valamint Datamonitor (2008): China National Petroleum Corporation (CNPC), Company profile.

⁵⁰ PennEnergy: Special Report: Pemex, PDVSA, Petrobras: how strategies, results differ, [http://www.pennenergy.com/index/articles/display/8973023650/articles/oil-gas-journal/volume-107/Issue 29/General Interest/Special Report Pemex PDVSA Petrobras how strategies r esults differ.html](http://www.pennenergy.com/index/articles/display/8973023650/articles/oil-gas-journal/volume-107/Issue%20General%20Interest/Special%20Report%20Pemex%20PDVSA%20Petrobras%20how%20strategies%20results%20differ.html) , letöltés: 2011. január 8.

⁵¹ Von der Mehden, Fred R. – Al Troner (2007): Petronas: A national company with an international vision, The James A. Baker III Institute for Public Policy, Rice University és Japan Petroleum Energy Center.

⁵² Yoshikazu Kobayashi (2008): Chines NOCs’ corporate strategies, 2008. szeptember 17., letöltés: 2010. november 10.

Lewis (2007) tanulmánya⁵³, *Kevin Rosner (2006)* anyaga⁵⁴, valamint *Catherine Locatelli (2008)* írása⁵⁵ is.

Mindezek azonban az egyes társaságokról vagy pillanatfelvételt közölnek (s nem tendenciákat vázolnak), vagy nem elég alaposak, nem ismerhetők fel a társaságok céljai és törekvései, vagy kutatásuk nem terjed ki az általunk vizsgált időszakra.

Összességében elmondható, hogy hiányzik a vállalatok tevékenységeinek olyan alaposágú és részletességű ismertetése, amely valóban feltárja a vállalat törekvéseit, céljait, a megvalósított és megvalósítani tervezett (és adott esetben meghíúsult) együttműködéseit.

A jelen disszertáció lényegét adó alábbi kutatás ezeket a hiányosságokat hivatott pótolni.

⁵³ Steven W. Lewis (2007): Chinese NOCs and world energy markets: CNPC, Sinopec and CNOOC, The James A. Baker III Institute for Public Policy, Rice University és Japan Petroleum Energy Center.

⁵⁴ Kevin Rosner (2006): Gazprom and the Russian state, in Global market briefings, Russian Foreign Energy Policy, Institute for the Analysis of Global Security, GMB Publishing Ltd.

⁵⁵ Catherine Locatelli (2008): EU gas liberalization as a driver of Gazprom's strategies?, in *Russie.Nei.Visions*, No. 26, IFRI, Párizs.

V. A vizsgált vállalatok upstream együttműködései

1. National Iranian Oil Company

Az iráni állami olajtársaságot, a National Iranian Oil Companyt (NIOC) 1951-ben alapították⁵⁶. Irán 1979-ig nem rendelkezett olajügyi minisztériummal, így az állami olajtársaság irányította az iráni olaj- és gázipar kutatási, fúrási, kutatás-fejlesztési, finomítási és exporttevékenységét⁵⁷. Az iráni alkotmány értelmében külföldiek nem szerezhettek tulajdonjogot az iráni szénhidrogénkészletekben, ezek teljes mértékben az állam tulajdonát képezik. A tulajdonosi jogok gyakorlója az állami olajtársaság.

Kutatási időszakunk elejére az olajügyi minisztérium számos tevékenységet átvett az olajtársaságtól, politikaformálóként és szénhidrogénmezők operátoraként működött, s az iparági döntéseket átpolitizálta. Az állami olajtársaság főépületének tetején máig az olajügyi minisztérium felirat szerepel⁵⁸. Az ide látogató üzletemberek sok esetben nem tudják, az állami olajtársaság alkalmazottaival vagy az olajügyi minisztérium munkatársaival tárgyalnak. A minisztérium és az olajtársaság rendkívüli módon összefonódik, a minisztérium külföldi együttműködési megállapodásai a NIOC tevékenységében öltenek testet. E miatt az állami olajtársaság működése elválaszthatatlan az iráni politika alakulásától. Igaz ez mind a külpolitikára (olaj- és gázipari szerződések külföldiekkel), mind a belpolitikára: az olajtársaság vezetőit a mindenkori hatalom nevezi ki, a hatalom tulajdonosának változásával az olajtársaság vezetői is rendre cserélődnek⁵⁹.

Az iráni kőolaj- és földgázkészletek a NIOC készleteit gyarapítják, az országban folyó szénhidrogén-termelés szintén a NIOC termelését jelenti, a külföldi társaságok nem számolhatják el ezt saját termelésként. Miután 1979-ben a NIOC az összes külföldi olajtársasággal kötött szerződését felmondta, s a

⁵⁶ Forrás: a társaság honlapja: <http://en.nioc.ir/Portal/Home/Default.aspx?CategoryID=f398bd54-e170-44e9-a841-710c6c92b3a0&TabNo=1>, letöltés: 2012. január 24.

⁵⁷ Between a rock and a hard place, in Petroleum Economist, 2006. július, pp. 11-12., London.

⁵⁸ Geopolitics, in Petroleum Economist, 2008. január, London.

⁵⁹ Lásd erről: Energy policy, in Petroleum Economist, 2005. augusztus, p. 36., valamint Business as usual, in Petroleum Economist, 2005. november, p. 4., London.

társaságok elhagyták az országot, az iráni mezőfejlesztéseket elhanyagolták. Ezt visszájára fordítandó vezették be 1990-ben a visszavásárlási szerződéses kitermelési formát (buy-back policy). Ekkortól vált ismét lehetővé, hogy az iráni szénhidrogén-termelésben külföldi társaságok is részt vállaljanak: ennek keretében a külföldi olajtársaságok szénhidrogén-kutatási tevékenységet és mezőfejlesztést (termelésbe állítást) végeznek, s cserébe szolgáltatói díjat kapnak. Ennek alapja egy kialakított, garantált megtérülési ráta, mely rendszerint 18-24% között mozgott. A szabályok értelmében a mező fejlesztésének befejeztével (a termelés felfuttatását követően) a társaság átadja a mező operátori jogait az iráni állami olajtársaságnak, a NIOC-nak⁶⁰.

Sajnos nem állnak rendelkezésre konkrét adatok arról, hogy kutatási időszakunk elején vagy végén az iráni olaj kitermelésében mekkora részt vállaltak a külföldi olajtársaságok és mekkora részt vállalt az iráni állami olajtársaság. Az olaj- és gázipari együttműködések statisztikai összehasonlítása ezért ez esetben nem kivitelezhető. Az összegyűjtött vállalati híradatbázisból azonban némi információ összegyűjthető.

Az 1990-es években néhány külföldi olajtársaság ismét megvetette lábát Iránban, a külföldiek leginkább a downstream szektorban kaptak lehetőséget és nagy mezők termelésbe állítására kaptak jogosultságot, kutatási (exploration) tevékenységet nem végezhetek. Többek között a kis mértékű és korlátozott külföldi részvétel miatt Irán lemaradt az olajipari technológiák alkalmazásában, s olaj- és gáztermelése sem megfelelő mértékben bővült, ezért az iráni hatóságok 1998-ban külföldi vállalatoknak mintegy 40 olaj- és gázprojektet hirdettek meg⁶¹. Az ajánlatok jórészt már felfedezett mezők további megkutatására vonatkoztak. Később ezek termelésbe állítására új tendert terveztek kiírni.

Az iráni nyitást több iráni nemzetközi konferencia-előadás is jelzi: ilyen az 1997 novemberében, 1999 áprilisában és júniusában petrokémiai konferenciákon tartott előadás, valamint az 1998 júliusában a NIOC vezetői által Londonban

⁶⁰ Forrás: The buy-back debate, in Petroleum Economist, 2001. szeptember, pp. 26-27., London.

⁶¹ Maria Kielmas: Mixed reactions to the opening up of the exploration sector, in Petroleum Economist, 1998. augusztus, pp. 3-5., London.

felajánlott 4 milliárd dolláros iráni befektetési lehetőség⁶². A NIOC számos alkalommal reményét fejezte ki, hogy meghirdetett mezőire külföldi társaságok is ajánlatokat nyújtanak be. A társaság 1999 júniusában például a South Pars gázmező 4. és 5. fázisának kitermeléséről a Shell, a BG, a Petronas, a Gaz de France és a Gazprom társaságokkal is tárgyalt⁶³. A kaszpi-tengeri mezőire (Murgan-1, Murgan-2) szintén külföldi ajánlatokat várt⁶⁴. A külföldiek iránti érdeklődés később sem hagyott alább: a NIOC a South Pars gázmező fejlesztésére, a tervezett LNG-terminálok építésre, valamint számos olajmező technológiai fejlesztésére (upgrading) is külföldi vállalatok ajánlatait várta.

Irán iránt a külföldi vállalatok közül leginkább a francia **Total** érzett elkötelezettséget. Ez a társaság vette át a Conoco iráni tevékenységét, mely 1996-ban az Egyesült Államok által Iránnal szemben hozott szankciók miatt iráni eszközeitől megválni kényszerült. A Total fejlesztette a Sirri A és Sirri E projektet (utóbbi 1999 végére tervezett termelése napi 100 000 hordó olaj). A South Pars gázmező 2. és 3. fázisában a TotalFinaElf lett az operátor, partnerei az orosz Gazprom és a malajziai Petronas, valamint a NIOC lett.

A Total által felvásárolt **Elf** (operátor, 55%) és az Agip (45%) NIOC-cal kötött szerződése értelmében a Dorood mező kitermelhető készleteit víz és gáz injektálásával 600 millió hordóról 1,5 milliárd hordóra növelik, a napi kitermelést pedig 145 ezer hordóról 220 ezerre emelik⁶⁵. Egy hónappal később az Elf Aquitaine a kanadai Bow Valley-hez társult, amivel az offshore Balal mező fejlesztői közé került. 2003 novemberére a projekt meg is valósult, akkoriban a részesedések már így alakultak: **Total** (46,75%), Eni (38,25%), Bow Valley (15%). A napi 40 ezer hordót termelő mező operátori jogai ekkor, 2003 végén kerültek vissza a NIOC-hoz.

A Total reményét fejezte ki az iránt is, hogy az 1999 júliusában tenderre bocsátott Ahwaz, Mansouri és Abteymour mezők EOR-technológiával való

⁶² Marco Denes: Surviving isolation: The beginning of a new era, in Petroleum Economist, 1999. június, pp. 92-93., London.

⁶³ News in brief, in Petroleum Economist, 1999. június, London.

⁶⁴ News in brief, in Petroleum Economist, 1999. augusztus, London.

⁶⁵ News in brief, in Petroleum Economist, 1999. április, London.

termelésnövelésében is részt vehet majd⁶⁶. A Total iráni aktivitása később tovább fokozódott: a South Pars gázmező 11. szakaszának fejlesztési jogát 2004 júniusában a Total és a Petronas nyerte el, a szerződés 1,2 milliárd dolláros megrendelésről szólt⁶⁷.

A **Shell** 1999 novemberében kötött 800 millió dolláros szerződést az iráni állami olajtársasággal a Soroosh és a Nowrooz mezők fejlesztésére. A mezők kitermelhető készletei rendre 500 és 550 millió hordó olaj, a termelés indulását 2001 őszére tervezték, a teljes napi termelés rendre 100 ezer hordó és 90 ezer hordó olaj volt. A szerződés aláírása után a Shell így nyilatkozott: „Úgy gondoljuk, sok mindennel tudunk szolgálni és reméljük, hogy a mai szerződés a NIOC és a Shell közötti hosszú távú, nagy olaj- és gázprojekteket felölelő együttműködés kezdetét jelzi”⁶⁸. 2000 augusztusában a Shell Development Iran vezérigazgatója így nyilatkozott: a Shell a „NIOC preferált partnere” kíván lenni, valamint „az Iránban működő Shell iráni szívvvel és lélekkel működő, igazi iráni lelkű nemzetközi társasággá kíván válni”⁶⁹.

Az olasz **ENI** iráni leányvállalata, az Agip Iran 2000 júliusában megkötötte a NIOC-cal és leányvállalatával, a Petroparsszal az 1979 óta legnagyobb olyan szerződést, amely a NIOC és külföldi olajtársaság között létrejött: a társaságok South Pars mező 4. és 5. szakaszának termelésbe állítására 3,8 millárd dollár értékű szerződést írtak alá⁷⁰. Szűk egy évvel később az ENI egy további egy milliárd dolláros szerződést kötött a NIOC-cal a Darquain mező termelésbe állítására. A projektben az ENI 60%-kal, a NIOC 40%-kal részesedett⁷¹. A korabeli tervek szerint a fejlesztés második szakaszában a mező termelése várhatóan napi 160 ezer hordóra nő.

⁶⁶ News in brief, in Petroleum Economist, 1999. május, London.

⁶⁷ Petroleum Economist, 2004. június, London.

⁶⁸ Petroleum Economist, 1999. december, London, saját fordítás.

⁶⁹ Petroleum Economist, 2000. augusztus, London, saját fordítás.

⁷⁰ Petroleum Economist, 2000. szeptember, London.

⁷¹ Petroleum Economist, 2001. augusztus, London.

2001 decemberében a norvég **Statoil**, miután 2000 novemberében együttműködési szerződést írt alá a NIOC-cal, irodát nyitott Teheránban⁷². 2002 márciusában az is kiderült, hogy a norvég társaság a NIOC-hoz társul az együttesen napi 1,5 millió olaj kitermelésére képes Ahwaz, Bibi Hakimeh és Marun olajmezők EOR-technológiával való fejlesztésének értékelésére. A társaság első termelésbe fogási szerződése azonban csak 2002 novemberében született: a norvég vállalat elnyerte a South Pars gázmező 6-8. szakaszának operátori jogait.

Az óriási, mintegy 5-6 milliárd hordó kitermelhető készlettel rendelkező Azadegan olajmező termelésre fogására a japán **Inpex** kapott jogot 2004 áprilisában. A szerződés szerint az első szakasz tervezett termelése napi 150 ezer hordó olaj, később ez napi 260 ezer hordóra nő. A szerződés értéke 2 milliárd dollár volt. A South Pars gázmező 9-10. szakaszának fejlesztését a dél-koreai **LG Construction** és az Iran Offshore Engineering and Construction 2002 októberében nyerte el⁷³.

Az állami olaj- és gáztársaságok kutatási időszakunk elején nem vállaltak aktív szerepet az iráni szénhidrogénkincs felszínre hozatalában. 2000 októberében a kínai CNPC leányvállalata, a China Petroleum Technical Service Company (CPTS) 85 millió dolláros szerződésben vállalta, hogy 2001 áprilisától kezdve a NIOC számára Dél-Iránban 19 földgázkutató fúrást mélyít⁷⁴.

2002 decemberében az indiai állami olajtársaság, az ONGC elnyerte az iráni vizeken található Farsi blokk kutatási jogát. A NIOC szerint a mező 500 millió hordó olajat tartalmazhat. Ez volt az ONGC első kísérlete arra, hogy Iránban olajprojektben szerezzon részesedést⁷⁵. A 4 évre szóló szerződés értéke mindössze 27 millió dollár volt.

A brazil állami olajtársaság, a Petrobras 2004 júliusában adott hírt arról, hogy az iráni NIOC-cal közösen olajkutatási jogot szerzett az (iráni) offshore Tusan mezőben⁷⁶. A társaság később nem talált kereskedelmi mennyiségű olajat, s néhány év múlva kivonult Iránból. A South Pars gázmező fejlesztésében egyes

⁷² Petroleum Economist, 2001. december, London.

⁷³ Petroleum Economist, 2002. november, London.

⁷⁴ Petroleum Economist, 2000. október, London.

⁷⁵ Petroleum Economist, 2002. december, London.

⁷⁶ Petroleum Economist, 2004. július, London.

állami olaj- és/vagy gáztársaságok kaptak némi szerepet: a malajziai Petronas a 2-3. és 11. szakaszban, az orosz Gazprom a 2-3. szakaszban vett részt. Az operátori jogokat azonban minden esetben iráni állami, vagy külföldi nem állami társaságok gyakorolták.

Kutatási időszakunk eleje a fentiek alapján azzal telt, hogy az iráni állami olajtársaság olaj- és gázmezőket osztott jellemzően külföldi tőzsdei társaságoknak (IOC-knek). A mezőfejlesztések azonban nem minden esetben indultak meg. A visszavásárlási szerződéses (buy-back contract) rendszer nem biztosított kellően vonzó feltételeket, s a hatóságok a feltételeket is folyamatosan módosították. A felkínált mezők többször igen bonyolult vagy kockázatos beruházást jelentettek. Tovább nehezítette a külföldi olajtársaságok és a finanszírozó bankok helyzetét, hogy az Egyesült Államok Iránnal szemben egyre több és egyre szigorúbb szankciókat léptetett életbe.

Egyes berendezések beszerzése ezáltal megnehezült, számos amerikai technológiai szabadalom használata ellehetetlenült. A szankciók miatt az iráni projektekre pályázó társaságok között nem voltak amerikai vállalatok, a verseny így nem volt elég erős, a beadott ajánlatok többször nem nyerték el az iráni hatóságok tetszését sem. A nehézségekre és a kedvezőtlen feltételekre válaszul a nemzetközi olajtársaságok többször visszaléptek a projektektől, s elhagyták az országot.

A Shell például 2003 áprilisában hagyott fel a Bangestan mező egy millárd dollár beruházást igénylő fejlesztésével, melynek célja a napi 150 ezer hordós olajtermelés megduplázása lett volna. Hasonlóan kivonult egy iráni projektből a spanyol Cepsa és az osztrák ÖMV. Projektjük célja a napi 40 ezer hordós olajtermeléssel rendelkező Cheshmeh-Khosh mező termelésének megduplázása.

Az első visszavásárlási szerződés, 1998 októbere óta 9 ilyen szerződést engedélyeztek, ezek értéke 5,4 milliárd dollár volt⁷⁷. 2004-re egy projekt (a Sirri) elkészült, a többi 8 a kivitelezés különböző fázisában tartott. 2003 márciusáig 2 milliárd dollárnyi beruházás valósult meg. A japán Inpex vállalat Azadegan

⁷⁷ Iran: eyes on the prize, in Petroleum Economist, 2004. szeptember, London.

olajmező fejlesztését célzó projektje Tokió és Teherán politikai megállapodásának, s kevésbé a kedvező feltételeknek köszönhette létét.

A gázprojektek azonban mutattak némi előrehaladást. A South Pars mező Petropars (a NIOC leányvállalata) által fejlesztett 1. szakasza egy év késéssel 2003-ban termelésbe állt, a 2-3. szakasz (operátor: Total, további részesedések: Gazprom és Petronas) már 2003 eleje óta működik, a 4-5. szakasz (Agip és Petropars) 2004 végén indult, a 6-8. szakaszok (operátor: Statoil, partner: Petropars) kivitelezése 2004-ben folyamatban volt, termelése csak 2008 nyarán indult meg.

Irán 2003 végétől kezdve elgondolkodott a buy-back rendszer átalakításán: ekkortól kezdve az olajkutatót végző vállalat anélkül lehetett a projekt kivitelezője, hogy újabb versenyen kellett volna elnyerni a projekt kivitelezését. Noha ez kedvezőbb feltételeket teremtett, sok sikert nem hozott: 1997 és 2005 között a NIOC termelése tulajdonképpen nem változott, napi 4,2 millió hordó maradt. Az 1990-es évek eleje és 2005 között kiosztott mezők 85%-át visszavásárlási szerződések keretei közt állították termelésbe, s majdnem az összes mező operátori jogát külföldi olajtársaságok kapták. E társaságok beruházásai éppen arra voltak elegendőek, hogy az újonnan termelésbe állított és reaktivált mezők termelése ellensúlyozza más mezők természetes termeléseszkökenését⁷⁸.

2005-ben Iránban az azon mozgalom tagjai közül kikerülő Mahmoud Ahmedinedzsad került hatalomra, amely a leginkább kritizálta a visszavásárlási szerződések, mondván, azok külföldi olajtársaságoknak értékes szénhidrogénkincsekhez biztosítanak hozzáférést. Az elmaradó külföldi beruházásokat látva az iráni hatóságok 2006-ban új olajipari ösztönző rendszer kidolgozásába kezdtek. Az új visszavásárlási rendszer szerint a befektető olajtársaságok a mező termelésbe állítását követően a mező teljes működésének idejére a NIOC tanácsadóivá válnak, s a termelési cél túlteljesítése esetén a kialakult megtérülési rátát megemelik, vagyis a befektetők pótlólagos díjazást kapnak⁷⁹.

⁷⁸ Business as usual, in *Petroleum Economist*, 2005. november, pp. 4-6., London.

⁷⁹ Exploration and production, in *Petroleum Economist*, 2006. április, pp. 37-38., London.

Az iráni projektek iránti csökkenő külföldi érdeklődést jelzi, hogy a South Pars projekt 17-18. szakaszát (tervezett termelés: napi 34 millió köbméter földgáz) a NIOC leányvállalatai kapták: a Petropars, az Oil Industrial Engineering and Construction és az Iran Offshore Engineering and Construction (rendre 29%, 50% és 21%-os részesedéssel)⁸⁰. A Shell 2005 őszére teljesítette a Soroush és Nowruz mezőkön vállalt kötelezettségét: a 800 millió dolláros beruházás révén a mező termelésbe állt, operátori joga ezzel visszaszállt a NIOC-ra⁸¹.

Az iráni atomprogram miatt 2005 végén újra felerősödtek az országgal szembeni szankciók, ill. az ehhez kapcsolódó fenyegetések, melyek azt eredményezték volna, hogy a Shell, a Total és a japán Inpex is kivonul az országból. Az indiai olajügyi minisztert azonban ez láthatóan nem rémisztette meg: megerősítette az India és Irán közötti együttműködésért érzett elkötelezettségét⁸². Időközben (2006 nyarán) az Inpex elveszítette a 2 milliárd dolláros, a 26 milliárd hordó olajat tartalmazó Azadegan mező fejlesztésére elnyert szerződését (részesedése azonban maradhatott benne). A japán társaság nem haladt előre a munkálatokkal, s egyesek úgy vélték, a nemzetközi szankciók miatt nem is volt már annyira elhivatott a projekt iránt⁸³. 2008 elején az indiai állami társaság, az ONGC jelezte a projekt iránti érdeklődését.

A másik óriásmezőn, a kínai Sinopec által fejlesztett Yadavaran mezőn a kínai társaság nem volt hajlandó akkora beruházást megvalósítani, mint amit a NIOC követelt. A Sinopec mindössze napi 180 ezer hordós termelés elérését vállalta, a NIOC által várt napi 300 ezer hordót nem. A NIOC később (2007 őszén) az indiai ONGC Videsh-sel kezdett tárgyalásokat arról, hogy az indiai társaság felvásárolja a mező 20%-át⁸⁴. A Sinopeckel végül 2007 végén sikerült megállapodni a mező kitermeléséről: e szerint a kínai társaság 2 milliárd dollárt

⁸⁰ Petroleum Economist, 2005. július, London.

⁸¹ Petroleum Economist, 2005. szeptember, London.

⁸² Petroleum Economist, 2005. október, London.

⁸³ Between a rock and a hard place, in Petroleum Economist, 2006. július, pp. 11-12., London, valamint Petroleum Economist, 2006. november, London.

⁸⁴ Petroleum Economist, 2007. szeptember, London.

költ a projektekre, a kitermelés (2011-re várt) első szakasza napi 85 000 hordó olajat eredményez majd, mely 2014-re további napi 100 ezer hordóval bővül⁸⁵.

A magas olajárak és a 2005-ös kormányváltás és a külföldi olajtársaságokkal szemben várt elutasító magatartás ellenére a NIOC továbbra is megpróbált tőkét és befektetést vonzani az iráni olaj- és gáziparba: 2007 elején 17 blokk adataival ismerkedhettek meg az érdeklődő társaságok. Az akkori hírek szerint azonban nyugati társaságok ajánlataira az Iránra fokozódó nemzetközi nyomás miatt nem kellett számítani. Az alacsony érdeklődés miatt az ajánlattételi időszakot a társaság június 20-ról augusztus 1-re volt kénytelen kitolni.

Az Irán elleni fokozódó szankciók megtették hatásukat: a nyugati társaságok alig érdeklődtek az iráni projektek iránt. A norvég Hydro szénhidrogén-kutatási és fejlesztési megállapodást írt alá a NIOC-cal (a fúrási program költsége 50 millió dollár), a kínai CNPC viszont 2007 februárjában 3,6 milliárd dollárt tervezett elkölteni a South Pars gázmező 14. szakaszára és a kapcsolódó LNG beruházásra. Ezt megelőzően, 2006 decemberében pedig a North Gas gázmező kitermelésével kapcsolatban írt alá szándéknyilatkozatot (memorandum of understanding) a NIOC-cal⁸⁶.

2008-tól kezdve az Iránra nehezedő nemzetközi nyomás tovább fokozódott, s a nyugati társaságok kockázati étvágya tovább csökkent: ezek a társaságok egyre inkább vonakodtak bármiféle tevékenységet is folytatni Iránban.

Az iráni olajügyi miniszter áprilisban és májusban is felhívta a Shell és a Total figyelmét arra, hogy amennyiben a South Pars mező érintett szakaszain nem haladnak előre, előfordulhat, hogy elveszítik kitermelési jogukat⁸⁷ (később ez meg is történt, lásd alább).

2008. augusztus 1-én a StatoilHydro bejelentette: nem kíván Iránban új befektetéseket eszközölni, s kivonul az országból, de a vállalt kötelezettségeit teljesíteni fogja: a South Pars mező 6-8. szakaszának termelése 2008 júliusában el is indult.

⁸⁵ Petroleum Economist, 2008. január, London.

⁸⁶ Petroleum Economist, 2007. február, London.

⁸⁷ Petroleum Economist, 2008. április és május, London.

2010 júliusában a gázfeldolgozó üzem (kénmentesítő) építésére szerződött, dél-koreai GS Engineering is hátrahagyta 1,2 milliárd dolláros megbízását. A NIOC válaszában jelezte: az iráni Anaran olajprojektet (óriásmező) a Statoil nélkül, maga fogja termelésbe állítani⁸⁸.

2009 márciusában a francia Total is visszavonulót fűjt: kizárta, hogy azonnal aláírná a South Pars gázmező 2. szakaszának fejlesztéséről szóló megállapodást. Áprilisban a Total vezetője azt is jelezte, hogy az Iránban felkínált gázmezők ajánlott feltételei nem elég vonzóak. A South Pars mező 11. szakaszának kivitelezését ezért tovább halasztották⁸⁹.

Az olasz kormány 2010 márciusában jelentette be, hogy megakadályoznak minden olyan, az iráni olajszektorba történő befektetést, melyet olasz vállalatok hajtának végre. Ezzel az ENI Darkhovin (más néven Darquain) mezőn folytatott tevékenysége is leállt. 2010 novemberében az Irán elleni szankciók miatt a japán Inpex is úgy döntött, kivonul az Azadegan olajmező fejlesztéséből, a meglévő 10%-os részesedésétől is megváltik (ez korábban 75% volt).

A korábban a South Pars gázmező 22-24. szakaszának fejlesztésére 2007-ben jogot szerző Turkish Petroleum (TPAO) 2009-ben már ultimátumot kapott a 3,5 milliárd dolláros fejlesztési terv véglegesítésére. Az egyre erősödő nemzetközi nyomás hatására a társaság 2010 első felében kivonult a projektből⁹⁰.

A nyugati társaságok helyét eközben számos „keleti” társaság volt kész elfoglalni⁹¹:

- A Gazprom 2008 áprilisában iráni hivatalnokoknak tárgyalásokon jelezte, hogy a South Pars gázmező akár 3 szakaszában is operátorként venne részt (a 2. és 3. szakaszban 30%-os részesedéssel rendelkezett ekkor)⁹².
- A Gazprom Nyefity 2009 januárjában kérte az iráni kormányt, gondolja meg az óriási olajkészletekkel rendelkező Azadegan mező északi és déli részének együttes fejlesztését. 2010 augusztusában már az iráni Anaran

⁸⁸ Petroleum Economist, 2008. szeptember, London.

⁸⁹ Petroleum Economist, 2009. május, London.

⁹⁰ Tom Nicholls – Simon Crompton: Iran feels the pressure of sanctions and self-inflicted problems, in Petroleum Economist, 2010. augusztus, London

⁹¹ Különösen a kínai társaságok iráni tevékenységéről ad jó, ámde rövid összefoglalót a következő cikk: Exploration and production, in Petroleum Economist, 2009. augusztus, London.

⁹² Petroleum Economist, 2008. április, London.

olajmező 2 milliárd dolláros fejlesztéséről szóló tárgyalások utolsó stádiumáról érkeztek hírek⁹³.

- A North Pars gázmező 16 milliárd dolláros fejlesztéséről szóló szerződést a NIOC-nak és a kínai CNOOC-nek 2008 februárjában nem sikerült tető alá hoznia, az év végére viszont képesek voltak megállapodni⁹⁴.
- Az indiai ONGC Videsh 2009 februárjában engedélyt kapott arra, hogy a Farsi offshore mezőn gázt termeljen⁹⁵.
- A kínai CNPC 2009 januárjában kötött 2 milliárd dolláros szerződést a NIOC-cal a North Azadegan olajmező termelésbe állítására: a tervezett kitermelés napi 75 ezer hordó olaj volt.
- Az iráni NIOC a fokozódó iráni-kínai együttműködést elősegítendő 2009 áprilisában irodát nyitott Pekingben.
- A NIOC 2009 nyarán a francia Totalt megfosztotta a South Pars gázmező 11. szakaszának kivitelezési jogától. Ezt a jogot a kínai CNPC egy 4,7 milliárd dolláros szerződésben szerezte meg⁹⁶. A kutatófúrások mélyítésének megkezdését 2010 márciusi hírek szerint még abban a hónapban megkezdik.
- A venezuelai elnök, Hugo Chavez 2009 őszi teheráni látogatása során a két ország megállapodott, hogy egymás olajiparába kölcsönösen 0,76 milliárd dollárt fektetnek. A venezuelai PDVSA a South Pars mező 12. szakaszába, a NIOC a venezuelai Dobokubi olajmezőbe és az Ayacucho olajmező 7. blokkjába fekteti a fenti összeget. A PDVSA vállalta továbbá azt is, hogy 800 millió dollár értékben napi 20 ezer hordó benzinnel látja el Iránt⁹⁷.
- 2010 elején az indiai ONGC és Hinduja Group megkapta a South Pars gázmező 12. szakaszának 20-20%-át. India a Farzad-B gázmező és a Farsi blokk kivitelezési tervének véglegesítésén is dolgozott⁹⁸.

⁹³ Tom Nicholls – Simon Crompton: Iran feels the pressure of sanctions and self-inflicted problems, in *Petroleum Economist*, 2010. augusztus, London.

⁹⁴ *Petroleum Economist*, 2008. december, London.

⁹⁵ *Petroleum Economist*, 2009. február, London.

⁹⁶ *Petroleum Economist*, 2009. július, London.

⁹⁷ *Petroleum Economist*, 2009. október, London.

⁹⁸ *Petroleum Economist*, 2010. január, London.

- Kínai és ausztrál társaságok konzorciuma 750 millió dolláros szerződést nyertek az iráni Kooh-Mand, a Boushkan és a Kooh-e-Kaki olajmezők termelésbe állítására⁹⁹.
- A NIOC iráni downstream projektek kivitelezésére, köztük 7 új finomító és csővezetékek építésére kínai állami olajtársaságokat hívott meg. A tervezett beruházások teljes értéke 42,8 milliárd dollár. Szerződés erről egyelőre nem született¹⁰⁰.
- A NIOC 2010. augusztusában azt nyilatkozta, hogy a kínai CNOOC-vel és a Sinopeckel tárgyal az ENI által felhagyott Darkhovin mező termelésbe állításáról.

Mindeközben a NIOC nem mondott le a nyugati olajtársaságok segítségéről és beruházásairól. 2008 áprilisában például a Dubai-i tőzsdén egy olyan 90 milliárd dolláros energiaipari holding bevezetését tervezték, amely 47 iráni olajipari társaság privatizálását jelentette volna. Így kívántak olaj- és gázipari beruházókat Iránba vonzani.

Az Iran LNG projekt 40%-át is nyugati társaságoknak kínálták eladásra, jelentkező azonban nem volt¹⁰¹. Noha a Shell és a spanyol Repsol YPF 2008 nyarán jelezte, hogy felfüggeszti a Persian LNG projektben lévő szerepét (25-25%, NIOC 50%), és ezzel elveszítették a South Pars gázmező (a Persian LNG-t földgázzal ellátni hivatott) 13-14. szakaszának fejlesztési jogait, a NIOC-cal folytatott tárgyalások azt eredményezték, hogy e helyett egy későbbi szakasz fejlesztését megkapják. A 13-14. szakaszt fejlesztését az iráni forradalmi gárdához kötődő Khatam al-Anbiya társaság kapta¹⁰². A Shell és a Repsol a 13. szakaszban egyúttal tanácsadói szerepet is vállalt, jelezvén, a hosszú távú kapcsolataikat nem kívánják teljesen felrúgni¹⁰³.

A NIOC a Totallal sem szakította meg kapcsolatait. Noha a francia társaság elveszítette a South Pars gázmező 11. szakaszának fejlesztésének jogát, a NIOC

⁹⁹ Petroleum Economist, 2010. szeptember, London.

¹⁰⁰ Exploration and production, in Petroleum Economist, 2009. augusztus, London.

¹⁰¹ Exploration and production, in Petroleum Economist, 2008. április, pp. 26-27., London.

¹⁰² Tom Nicholls – Simon Crompton: Iran feels the pressure of sanctions and self-inflicted problems, in Petroleum Economist, 2010. augusztus, London.

¹⁰³ Persian problems, in Petroleum Economist, 2008. június, London.

felajánlotta: a projekt downstream részének kivitelezésében részt vállalhat. 2009 végén már a Total (korábbi partnerével, a Petronasszal) sem zárkózott el attól, hogy visszatérjen a projektbe, ugyanakkor nem volt egyértelmű, hogy az upstream és downstream munkákban is, vagy csak utóbbiban vállal feladatot.

Az Irán elleni szankciókat nem támogató Oroszország és Kína láthatóan megpróbált gyorsan a kivonuló nyugati olajtársaságok helyére lépni. Irán és a NIOC ezt felismerte, s néhány iráni hivatalnok 2010 júliusában körutazást tett Kínában. Az illetékesek a Sinopecnél, a Petrochinánál és a CNOOC-nél jártak, s a kínai társaságoknak a nyugati vállalatoknak ajánlottnál kedvezőbb feltételeket kínáltak: 5% árengedményt az iráni nyersanyagok megvásárlására, s kedvezőbb megtérülési rátákat (ROI)¹⁰⁴.

1.1 Értékelés

Az upstream együttműködések alakulásáról a következők mondhatók el. A NIOC kutatási időszakunk, a 2000-es évek elején a nyugati, nemzetközi olajtársaságok felé fordult. A francia Total, az olasz ENI, a norvég Statoil és a brit-holland Shell kapott jelentős iráni megbízásokat. A projektek legtöbbször haladtak előre, számos projekt elkészült, s az operátori jogok visszaszálltak a NIOC-ra. Ekkoriban állami olajtársaságok jellemzően csak kisebb projektekkal, s szinte sosem operátorként kaptak szerepet az iráni szénhidrogénkincs kitermelésében.

2005-től kezdve ez folyamatosan és alapvetően változott meg. 2005 és 2008/9 között a nyugati olajtársaságok folyamatosan felfüggesztették iráni tevékenységeiket, sok esetben kivonultak korábban megszerzett projektjeikből. Ezeket a projekteket kisebb részben orosz és indiai, nagyobb részben kínai és iráni olajtársaságok vették át. A távol-keleti partnerekkel tervezett óriásberuházások közül a Yadavaran és az Azadegan olajmező munkálatai haladnak, a többi projekt előrehaladása nem ismert, a szándékok viszont világosak. Az iráni állami olajtársaság örömmel fogadta a nyugati olajtársaságokat pótolni szándékozó keleti

¹⁰⁴ Tom Nicholls – Simon Crompton: Iran feels the pressure of sanctions and self-inflicted problems, in *Petroleum Economist*, 2010. augusztus, London.

partnereket. Ezt igazolja az iráni hivatalnokok kínai útja, s a számos, indiai és kínai vállalattal kötött megbízási szerződés. Kijelenthető ezért, hogy kutatási időszakunk elejéhez képest 2010-re az iráni állami olajtársaság kapcsolataiban az IOC-kapcsolatok súlya egyértelműen csökkent, a NIOC-NOC kapcsolatok súlya pedig meghatározóvá vált.

2. Saudi Aramco

A közel-keleti olajtermelő államokhoz hasonlóan Szaúd-Arábia is az 1970-es években államosította olajiparát. Az államosítás 1980-ban zárult le, a szaúdi állami olajtársaság mai nevén a Saudi Aramco, 1980-ban került az állam 100%-os tulajdonába¹⁰⁵. Az államosítást követően a Szaúd-arábiai olaj- és gáziparban külföldi olajtársaságok közel 20 éven keresztül nem szerezhettek tulajdonjogot. A törvények értelmében kutatási és kitermelési (upstream) jogot kizárólag szaúdi vállalatok kaphattak. A gyakorlatban ez azt jelentette, hogy a Saudi Aramco felelt az országban végrehajtott minden olaj- és gázipari upstream projektért.

Ez alól mindössze egyetlen kivételt találunk: a Szaúd-Arábia és Kuvait által közösen ellenőrzött Semleges Övezetben a két ország jellemzően külföldi vállalatoknak adott kitermelési jogot. A 1999-ben az Övezetben a japán AOC (Arabian Oil Company) már közel 40 éve folytatott kitermelést. A területen kitermelt energiahordozók tulajdonjoga fele-fele részben Kuvaitot és Szaúd-Arábiát illeti. Az Övezetben 1999-ben az AOC napi 230 ezer hordó olajat termelt¹⁰⁶, ennek fele a szaúdi, másik fele a kuvaiti statisztikákban jelent meg.

A fentiek értelmében kutatási időszakunk kezdetén a Szaúd-arábiai upstream szektorban a Semleges Övezetet kivéve külföldi vállalatok nem tevékenykedtek, a teljes szaúdi kitermelés a Saudi Aramco termelése volt. 2000-ben a Szaúd-arábiai olajtermelés (a Semleges Övezet Szaúd-Arábiára eső részével együtt) napi 8,1 millió hordó olaj és évi 57,3 milliárd köbméter földgáz volt¹⁰⁷. Ebből a Semleges Övezet termelését levonva kapjuk, hogy a Saudi Aramco 2000. évi termelése napi 7,985 millió hordó olaj és évi 57,3 milliárd köbméter földgáz volt. A fenti szénhidrogének kitermelését önállóan, más olajtársaságokkal való együttműködés nélkül valósította meg.

A szaúdi energiapolitikát a szaúdi kormány az olajügyi bizottságon (Supreme Petroleum Council) keresztül alakítja ki. A Saudi Aramco stratégiai

¹⁰⁵ Lásd erről a Saudi Aramco honlapját: www.saudiaramco.com.

¹⁰⁶ Petroleum Economist, 1999. július, London.

¹⁰⁷ OPEC (2004): OPEC Annual Statistical Bulletin 2003, Bécs.

céljait ez a bizottság gondolja ki, így a társaság politikai befolyástól korántsem mentes. Ez a befolyás azonban nem közvetlen és a vállalat napi működésének kialakításába sem a politika, sem a királyi család nem szól bele. A Saudi Aramco vezetői között egyetlen szaúdi herceget sem találunk, sőt, az olajügyi minisztériumban is csak két herceg dolgozik. A vállalatot tapasztalt olajipari szakemberek, technokraták irányítják. A vállalat nem köteles profitját az államnak átadni, s a kormányzat rövid távú költségvetési céljainak sincs alárendelve¹⁰⁸.

Mivel az állami olajtársaság stratégiai céljait az olajügyi bizottság alakítja ki, kutatásunk során nem hagyhatjuk figyelmen kívül az ország olajügyi vezetői által deklarált célokat.

Szaúd-Arábia hatalmas olajkészleteit látva külföldi olajtársaságok számos alkalommal próbálták meggyőzni a szaúdi vezetőket arról, hogy külföldi társaságoknak az országban való működése Szaúd-Arábia számára hasznos lenne. E társaságok leginkább upstream projektekben kívántak részt venni, s a hatalmas szaúdi olajvagyonból egy szeletet kapni.

A szaúdi vezetés azonban az 1990-es évek végéig elutasító magatartást tanúsított. 1999 szeptemberében azonban Abdullah bin Abdel-Aziz herceg hét amerikai olajtársaság vezetőjével kezdeményezett a találkozót, s a tárgyalásra ő maga utazott el Washingtonba (s nem fordítva történt). A szaúdi vezetők ekkor gáziparuk fellendítését tervezték, s az akkori spekulációk szerint a találkozón a szaúdi gáziparba történő külföldi befektetésekről tárgyaltak¹⁰⁹. A szaúdi olajügyi miniszter, Al-Naimi ezeket a találgatásokat (akkoriban) elutasította. 2000 márciusában azonban Abdullah herceg már azt közölte: az ország külföldi vállalatokkal 100 milliárd dolláros, Szaúd-arábiai energiaipari beruházásokról kíván tárgyalni, s erre 11 (más források szerint 12) vállalatot hívnak meg.

A felajánlani tervezett beruházások gázkitermelést, -kezelést, -szállítást és -elosztást, valamint kőolajfinomítást, -szállítást, -értékesítést és a hozzá kapcsolódó infrastruktúra kiépítését foglalták magukba¹¹⁰. Más hírek upstream gázprojekteket,

¹⁰⁸ James Gavin: Oil's number one, in *Petroleum Economist*, 2007. június, London.

¹⁰⁹ Derek Brower (1998): We will not be ignored, in *Petroleum Economist*, 1998. november, pp. 15-17., London.

¹¹⁰ *Petroleum Economist*, 2004. április, London.

valamint a külföldi olajtársaságok villamosenergia-ipari, petrokémiai és tengervíz-sótalanítási projektekben való részvételét említették. Olajtermelés külföldi kézbe adása e szerint nem volt napirenden. A tárgyalásokban érintett külföldi társaságok a következők voltak: BP Amoco, Chevron, Conoco, Eni, Enron, ExxonMobil, Marathon, Occidental, Phillips Petroleum, Royal Dutch Shell, Texaco és a TotalFinaElf¹¹¹. 2000-ben egy törvénymódosítás is lehetővé tette, hogy külföldiek teljes tulajdonjogot szerezzenek Szaúd-Arábia állami vagyonában. Ez alól kivételt képeztek az upstream olajipari jogok¹¹².

2001 júliusában megtörtént az addig elképzelhetetlen: külföldi befektetők előtt megnyílt a Szaúd-arábiai energiaszektor. Kilenc nemzetközi olajtársaság 25 milliárd dollár értékben, három gázmező megkutatásáról és kitermeléséről írt alá megállapodást¹¹³. A projektek a gázipari upstream tevékenységeken kívül magukba foglalták olajtüzelésű erőművek gáztüzelésre való átállítását, tengervíz-sótalanítók, erőművek és gázátviteli infrastruktúra építését is. A 15 milliárd dollár befektetést igénylő Ghawar Core Venture 1 nevű projektet (részes felek: ExxonMobil, BP, Phillips, Shell), valamint a Red Sea Coast Core Venture 2 projektet (részes felek: ExxonMobil, Occidental, Marathon)¹¹⁴ a megállapodások értelmében az ExxonMobil vezette, a 4-5 milliárd dolláros Shaybah Core Venture 3 (részrtvevők: Shell 40%, Conoco 30%, TotalFinaElf 30%) projekt vezetését a Shell nyerte¹¹⁵.

A szerződések aláírása azonban nem jelentette a beruházások azonnali megkezdését. Az aláírásokat a részletes feltételek közös megtárgyalása követte. A 2001-2002-ben zajló tárgyalásokon a külföldi olajtársaságok arra panaszkodtak, hogy olyan mezők kutatási és kitermelési jogait kapták meg, amelyek szénhidrogénvagyonra kétséges. A vállalatok 18-20%-os megtérülési rátákat követeltek, az állam azonban mindössze 10-12%-os megtérülést kínált, noha az

¹¹¹ Knocking on heaven's door, in *Petroleum Economist*, 2000. május, p. 2., London. A valószínűsített projektekről ad leírást: Saudi Arabia: Proposals begin to take shape, in *Petroleum Economist*, 2000. június, London.

¹¹² David Townsend: The balance of power, in *Petroleum Economist*, 2001. november., pp. 21-29., London.

¹¹³ A nyitást jelképező gázprojekteket összefoglaló elnevezéssel a Saudi Gas Initiative-nek (SGI) szokták nevezni.

¹¹⁴ David Townsend: Slowly does it, in *Petroleum Economist*, 2002. április, pp. 26-28., London.

¹¹⁵ *Petroleum Economist*, 2001. július, London.

erőműépítési, tengervíz-sótalanítási és petrokkémiai projektek javasolt garantált megtérülési rátáit 14,5-15,5%-ra emelte¹¹⁶. A tárgyalások a fentiek miatt igen akadózva haladtak előre, a projektek egy részében részes Saudi Aramco pedig valójában nem is támogatta külföldi társaságok upstreamben való megjelenését¹¹⁷. A tárgyalások 2002. szeptemberben megkezdtek, s a projektek összeomlása sem várakozott sokáig magára. Decemberben a Shell-TotalFinaElf-Conoco konzorcium a projekt erőteljes kibővítésére tett javaslatot, 2003 januárjában pedig az ExxonMobil által vezetett két másik projekt tárgyalásait is felfüggesztették¹¹⁸.

2003 júniusában már a projektek újbóli meghirdetése is szóba került. Közben márciusban a Szaúd-arábiai olajügyi miniszter, Al-Naimi Moszkvába látogatott, ahol a Gazprom jelezte, érdeklik őt a szaúdi gázprojektek. A miniszter közölte: az ajtó nyitva áll, gáziparban, finomításban és a petrokkémiai szektorban is akadnak lehetőségek¹¹⁹. A miniszter júniusban Oslóban járt, s a norvég Statoilnak ajánlott Szaúd-arábiai gázipari befektetési lehetőséget. Júliusban Londonban a miniszter már 41 vállalat képviselője előtt tartott előadást a szaúdi energiaipari befektetési lehetőségekről. Ekkor már valószínű volt, hogy a Saudi Aramco minden projektben részesedéssel bír majd¹²⁰.

A miniszteri körutazásnak meg is lett az eredménye: július közepén a Shell (40%), a Total (30%) és a Saudi Aramco (30%) megállapodást írt alá a korábbi Core Venture 3 által lefedett mezők (210 ezer km², többek közt a Kidan és a Shaybah mezők) gázkutatói és kitermelési tevékenységéről. A Core Venture 3-ból tehát csak az upstream feladatok maradtak meg, az erőműépítési és petrokkémiai projektek kimaradtak az új megállapodásból¹²¹. A korábbi 4-5 milliárd dolláros projekt így egy igen durva Shell-becslés szerint 2 milliárd dollár befektetést jelentett. Nem nyilvános, hogy a vállalatok a kitermelt gázt mennyiért kötelesek értékesíteni (a korábbi feltétel 0,75 dollár/millió brit hőegység (dollár/mBtu) volt, a kitermelés költsége kb. 2 dollár/mBtu), de a kitermelt csapadékok exportjának joga

¹¹⁶ Petroleum Economist, 2002. november, London.

¹¹⁷ James Gavin: Iraq spurs policy shift, in Petroleum Economist, 2003. július, pp. 3-4., London.

¹¹⁸ Petroleum Economist, 2003. március, London.

¹¹⁹ Petroleum Economist, 2003. május, London.

¹²⁰ Petroleum Economist, 2003. szeptember, London.

¹²¹ Saudi Arabia, in Petroleum Economist, 2003. augusztus, pp. 37-38., London, valamint Petroleum Economist, 2003. szeptember és november, London.

az, ami a projekt megtérülését (a ROI kb. 15% lehet) a részes külföldi társaságok számára biztosítja¹²².

A szaúdi hatóságok a korábbi Core Venture 1 által lefedett területet a Shell-Total-Saudi Aramco feltételeknek (Core Venture 3) megfelelően hirdették meg, ezt 3 területre, A (29900 km²), B (38800 km²) és C területre (51400 km²) osztották. Kínai, orosz, malajziai, indiai, japán és európai társaságok minősítették elő magukat a tenderre. A projektekben a Saudi Aramco az akkori hírek szerint 20%-os részesedést kívánt vállalni¹²³.

A fenti területek (A, B, C) kutatási és kitermelési jogait 2004 elején ki is osztották. A Rub al-Khali sivatag északi részét lefedő „A” területet az orosz Lukoil nyerte, feladata gázkutatás és kitermelés (földgáz és csapadékok) volt, olajtermelésre nem kapott jogosultságot. A feladatok elvégzésére a Lukoil és a Saudi Aramco közös társaságot alapított, melynek neve Luksar lett, s amelyben az orosz fél 80%-os, a szaúdi társaság 20%-os részesedést vállalt¹²⁴.

A Ghawar régió déli részén elterülő „B” területet a kínai Sinopec nyerte, feladata szintén kizárólag gázkutatás és kitermelés volt. A Saudi Aramco ebben a projektben is partnerként szerepelt.

A Ghawar mező, valamint a South Pars gázmező közelében fekvő „C” terület kutatási és kitermelési jogait az olasz ENI (50%) és a spanyol Repsol YPF (30%) nyerte. A projekt fennmaradó 20%-át a Saudi Aramco kapta¹²⁵.

A beruházások célja minden esetben új gázmezők találása és a szaúdi gáztermelés felfuttatása volt. A szaúdi olajügyi miniszter szerint az A és B projekt beruházási igénye 0,8 milliárd dollár. A Lukoil viszont úgy nyilatkozott, hogy

¹²² James Gavin: A new life for gas opening, in *Petroleum Economist*, 2003. december, pp. 25-26., London.

¹²³ A Core Venture 1 projekt egy (meg nem hirdetett) részét a Saudi Aramco foglalta le. Itt egy napi 108 millió köbméter kapacitású, földgázból NGL-t előállító üzem önálló megépítését tervezte.

¹²⁴ *Petroleum Economist*, 2004. április, London, valamint *Saudi Arabia looks east*, in *Petroleum Economist*, 2004. május, London.

¹²⁵ *Petroleum Economist*, 2004. április, London.

gáztalálat esetén akár 3 milliárd dollárt is hajlandó a mező termelésbe állítására fordítani¹²⁶.

2003-2004-re a világpiaci kőolajárak a korábbi szintekhez képest jelentősen megemelkedtek, a WTI a 40 dollár körüli szinteket is megjárta. Emiatt egyre nagyobb nyomás nehezedett Szaúd-Arábiára, hogy több olajat bocsásson a világ rendelkezésére. A 2000-es évek eleji olajár-emelkedésnek köszönhetően a finanszírozás kisebb problémát jelentett, mint azt megelőzően. 2004-ben Szaúd-Arábia kitermelési kapacitása napi közel 10 millió hordó volt, ezen belül a Saudi Aramcoé kb. napi 9,8 millió, termelése változó, napi 8-9 millió hordó körül alakult¹²⁷. A növekvő kereslet és az emelkedő olajárak láttán a vállalat a 2004 elején meglévő napi 2 millió hordós többletkapacitás ellenére annak további jelentős növelését tűzte ki célul. 2010-re napi 12,5 millió hordós kitermelési kapacitás elérését vette célba. A hosszú távú tervek 2015-ig szóltak, a cél a napi 15 millió hordós kapacitás elérése, ezen belül legalább 2 millió hordós többletkapacitás biztosítása volt. Ennek elérésére a társaság 2004 és 2008 között 19 milliárd dollár elköltését tervezte¹²⁸.

2004 végére két mező (Qatif és az Abu Safah) termelésre fogása napi 800 ezer hordó többletkapacitás megjelenését jelentette. Mint ismert, az olajkitermelési jogok tulajdonosa kizárólag a Saudi Aramco, olajprojekteken külföldi társaságok nem vehettek részt. A 2005 elején tervezett projektek az alábbi táblázatban láthatóak.

¹²⁶ Petroleum Economist, 2004. április, London.

¹²⁷ A kitermelési kapacitásokról nincsenek megbízható adatok, az iménti adat a korabeli sajtóból származik, mely a szaúdi illetékesek megnyilatkozásaira épülnek. Az Aramco kitermelése egyrészt a teljes szaúdi termelésből számolható, másrészt megtalálható az OPEC Annual Statistical Bulletin 2006 című kiadvány 68. oldalán.

¹²⁸ James Gavin: Giant's next step, in Petroleum Economist, 2004. január, London.

3. táblázat: A Saudi Aramco által 2005-ben tervezett projektek és alapvető adataik

Érintett mezők	Várható termelés	Várható termelésbe állás
Abu Hadriyah/ Fadhili/ Khursaniyah (AFK)	napi 500 ezer hordó, arab könnyűolaj	2005
Shaybah	napi 500 ezer hordó, arab extra könnyű olaj, bővítés	2005
Haradh	napi 300 ezer hordó arab könnyűolaj, bővítés	2006
Khurais	napi 0,8-1 millió arab közepesen nehéz olaj, zöldmezős	2008
Manifa (offshore)	napi 300 ezer hordó	nem ismert

Forrás: James Gavin: Saudis drive regional production growth, in Petroleum Economist, 2005. február.

A projektek nem ragadtak meg a tervek szintjén. Az AFK projekt tervezési, mérnöki, beszerzési és kivitelezési (kombinált Feed-EPC szerződés, front end engineering and design / engineering, procurement and construction) feladatait 2005 márciusában megkapta az olasz Snaprogetti társaság. Az 5 milliárd dollár költségvetésűre tervezett Khurais-projekt Feed-szerződésére a Saudi Aramco 2005 áprilisában hívott érdeklődőket¹²⁹.

A fejlesztések eredményképp a Saudi Aramco termelési kapacitása 2005 nyarára kb. napi 10,7 millió hordóra bővült¹³⁰. A Manifa-projekt is beindult: az első megbízási szerződéseket 2006 augusztusában írták alá. Az AFK-projekt tervezett indulása késett: 2006-ban ezt 2007-re várták, két olaj-gázszeparáló berendezés elkészítését az olasz Saipemtől 2007 végére várták¹³¹. További 4 óriásprojekt (a

¹²⁹ James Gavin: On a roll, Petroleum Economist, 2005. június, London.

¹³⁰ Exploration and production, in Petroleum Economist, 2005. július, London.

¹³¹ Petroleum Economist, 2006. június, London.

Khurais, a Nuayyim, a Saybah és az offshore Safaniya mezők) fejlesztésének feladatait 2006-ban tervezték kiosztani¹³².

Egyes mezőkön bizonyos munkálatok azonban már megindultak: a Foster Wheeler Energy 2005 augusztusában a Khurais olajmező (előzetes mérnöki és tervezési feladatai elvégzésére vonatkozó) Feed-szerződését, valamint egy projektmenedzsment-szolgáltatások nyújtását tartalmazó szerződést írhatott alá¹³³. A mező termelésbe állítására jelentkező felek kiválasztása egy hónappal később indult. 2006¹³⁴ májusában már a kanadai SNC-Lavalin és az olasz Saipem vállalatok kaptak megbízást a mező termelését elősegítő tengervíz-injektáló rendszer tervezésére és építésére. A Haradh mező bővítése 2006 márciusában zárult, termelési kapacitása így napi 300 ezer hordóval bővült¹³⁵. A Shaybah mező bővítésének kivitelezési jogait 2006 májusában osztották ki.

Az Aramco által megkezdett olajprojektek költségei 2007-2008 folyamán jelentősen megemelkedtek, s a mezőfejlesztésekhez szükséges berendezések beszerzése sem haladt zökkenőmentesen. Emiatt az 500 ezer hordó napi kitermelésre tervezett Khursaniyah mező kiépítését a 2007 utolsó negyedéről későbbre tolták. További késlekedéseket követően a kitermelés végül 2008 szeptemberében napi 250 ezer hordóval indult. A teljes kapacitás elérését (napi 500 ezer hordó) 2009 végére várták¹³⁶. A Saudi Aramco termelési kapacitása ezzel napi 11,3 millió hordóra bővült. A napi 900 ezer hordós kitermelésre tervezett Manifa-projekt is késésben volt, a kitermelés kezdetét 2008 elején 2011 végére várták¹³⁷. A társaság azonban rendre megerősítette, hogy 2009-re eléri a napi 12,5 millió hordós olajtermelési kapacitást.

Ennek érdekében a vállalat folyamatosan növelte upstream kiadásait, s az országban működő fúróberendezések száma is rohamosan nőtt: míg 2005-ben mindössze 45 ilyen berendezés működött az országban, addig 2006-ra ezek száma megduplázódott, számuk 2007-ben és 2008 pedig jócskán 100 fölé emelkedett.

¹³² Aramco rolls out the barrels, in in Petroleum Economist, 2006. szeptember, London.

¹³³ Petroleum Economist, 2005. augusztus, London.

¹³⁴ Petroleum Economist, 2006. május, London.

¹³⁵ Petroleum Economist, 2006. március, London.

¹³⁶ Petroleum Economist, 2008. augusztus, London.

¹³⁷ Petroleum Economist, 2008. december, London.

A Saudi Aramco Khurais-mezőn folytatott fejlesztései 2009-re beértek. A fúrási program az év elejére (a tervezettnél korábban) lezárult. A 2005-ben még napi 0,8-1 millió hordós kapacitásra tervezett, 2009-ben már napi 1,2 millió hordós kapacitásra kialakított mező 2009 júliusában üzembe állt¹³⁸. Napi 9 millió köbméter földgáz (nagy kéntartalmú kísérőgáz) kitermelése is megindult. Időközben a Shaybah mező termelése is bővült napi 250 ezer hordóval, s a Nuayyim mező 100 ezer hordós termelése is megindult¹³⁹. A Saudi Aramco olajtermelési kapacitása ezzel 12,5 millió hordóra emelkedett¹⁴⁰.

A Manifa mező termelésbe állítására vonatkozó szerződést az olasz Saipem noha elnyerte, a válság miatt visszaeső olajkereslet láttán a Saudi Aramco 2009 nyarán bejelentette, átgondolja, hogyan folytatja a projektet¹⁴¹. A társaság az olajipari szolgáltatások árának csökkenő tendenciáját látva újratárgyalta a kivitelezési szerződések feltételeit, s 2009 decemberében úgy döntött, a mező üzembe állítását 2013-ra halasztja¹⁴². 2010 januárjában ezt további 2 évvel tolt ki. A projekt addigra 60%-os készültséget ért el¹⁴³.

Az olajprojektek kivitelezése nem volt sürgető. A társaság elérte a kívánt, napi 12,5 millió hordós kapacitáscélt, s a keresleti kilátások sem voltak már olyan kedvezőek: az olajfogyasztást csökkenteni szándékozó politikák terjedése és az alternatív üzemanyagok terjedés láttán a vállalat jelentősen, napi 130 millió hordóról 106 millióra csökkentette a 2030-ra vonatkozó globális olajkeresleti előrejelzését, s az olajkészleteknek a következő generációk számára való megőrzése 2008-ban és 2010-ben többször is előtérbe került¹⁴⁴.

¹³⁸ Petroleum Economist, 2009. július, London.

¹³⁹ James Gavin: Saudi Aramco grinds down its costs, in Petroleum Economist, 2009. június, London.

¹⁴⁰ A termelésbe álló mezők kapacitásának összegzése nem mindig eredményezi a teljes kapacitás pontos mértékét, hisz a már működő mezők termelése folyamatosan, s különböző mértékben csökken. Szaúd-Arábiában csak a kieső termelés pótlására évente kb. napi 5-600 ezer hordó új kapacitást kell üzembe állítani.

¹⁴¹ Petroleum Economist, 2009. május, London.

¹⁴² Petroleum Economist, 2009. december, London.

¹⁴³ Petroleum Economist, 2010. január, London.

¹⁴⁴ James Gavin: Riyadh sees limits to oil demand growth, in Petroleum Economist, 2008. június, London, James Gavin: Saudi Arabia rethinks expansion plans, in Petroleum Economist, 2008. december, London, valamint: James Gavin: The Saudi way, in Petroleum Economist, 2010. október, London.

2006 végén a korábban kiosztott gázmezőkön megindultak a kutatófúrások. Az Aramco, az ENI és a Repsol YPF közös vállalata a „C” területen novemberben mélyítette az első fúrást, míg a Lukoil-Aramco páros 2007 márciusában talált (folyékony) szénhidrogéneket az „A”-régióban¹⁴⁵. A Sinopec és az Aramco közös vállalata jutott azonban a legmesszebb: 2007 elejéig már 3 fúrást végzett¹⁴⁶. Noha az A, B és C mezők, valamint a Srak-területek (South Rub Al-Khali, a korábbi Core Venture 3 terület megmaradt, mintegy 210 ezer négyzetkilométernyi része) ígéretesnek tűntek, nem váltották be a hozzá fűzött reményeket. 3 sikertelen fúrást követően a Total például kiszállt a Srak-ból, 30%-os részesedését a projektben részes felek, a Shell és a Saudi Aramco vette át.

Mindezek ellenére a Shell 2008 nyarán további két fúrást készített elő. A Lukoil is optimista maradt, bízott abban, hogy talál kereskedelmi mennyiségű földgázt¹⁴⁷. Sem a Sinopec-Aramco vegyesvállalat (Sino Saudi Gas, SSG), sem az ENI-Repsol-Aramco konzorcium nem talált földgázt. A sikertelen fúrásokat követően, 2007 végén a társaságok a hatóságoktól a fúrási időszak meghosszabbítását kérvényezték¹⁴⁸.

A további törekvések sem hoztak igazi eredményt: 2009 végéig a gáz után kutató társaságok egyike sem talált jó minőségű, kereskedelmi mennyiségű földgázt¹⁴⁹. Ipari felhasználásra kevésbé kedvező magas kéntartalmú gázokat viszont a Srak projekt felfedezett. Magas kéntartalma miatt ennek jövőbeli kitermelése 2009 őszén kérdéses volt¹⁵⁰.

A gázkutatásban az Aramco önálló projektjei azonban érdemi sikereket értek el. A társaság 2006-ban három gázmezőt fedezett fel: a Karant, a Kassabot és a Nijaimant. Ezek közül a Karan a legjelentősebb, termelését napi 28 millió köbméterre (!) várták. A Kassab-1 kút teszteléskor napi 283 ezer köbmétert földgázt termelt¹⁵¹, a Nijaiman napi 1,7 millió köbmétert, de folyamatos termelését

¹⁴⁵ Petroleum Economist, 2006. november és 2007. március, London.

¹⁴⁶ Exploration and production, in Petroleum Economist, 2007. január, London.

¹⁴⁷ James Gavin: Riyadh sees limits to oil demand growth, in Petroleum Economist, 2008. június, London.

¹⁴⁸ Petroleum Economist, 2007. december, London.

¹⁴⁹ Petroleum Economist, 2009. október, London.

¹⁵⁰ Natural gas, in Petroleum Economist, 2009. szeptember, London.

¹⁵¹ James Gavin: Responding to market needs, in Petroleum Economist, 2007. június, London.

napi 2,3 millió köbméterre várták. A gázkereslet folyamatos emelkedése miatt a Saudi Aramco állandó kényszert érzett a gázt nem kísérőgázként tartalmazó gázmezők (non-associated gas fields) kitermelésére. Az ilyen gázmezők termelésbe vonása azért (volt) kiemelt fontosságú, mert a Szaúd-Arábiában kitermelt földgáz 60%-a olajkísérő gázként jut felszínre, ezért mennyiségét az OPEC-kvóták korlátozzák. Az olajtól független gázmezők termelésének felfuttatása ezért már régen a társaság prioritásai közt szerepelt. A társaság a 2008-as 78,1 milliárd köbméteres kitermelést 2015-re 90 milliárd köbméter fölé kívánta növelni.

A Karan gázmező termelésre fogásának költségei 2007-2008 során jelentősen megemelkedtek, de ez nem tántorította el a Saudi Aramcot a projekt folytatásától. 2009 márciusában a J Ray McDermott társaság kapta a projekt 1,2 milliárd dolláros kivitelezési jogát. Az önálló gázipari sikereket támasztja alá az is, hogy a Saudi Aramco a 2006-ban felfedezett Karan mező után 2009-ben újabb jelentős, olajtól független gázmezőket fedezett fel, a Hasbah és az Arabiyah mezőket. Ezekről együttesen napi 18 millió köbméteres gáztermelést vártak¹⁵².

2010-ben a Saudi Aramco napi olajtermelése átlagosan kb. 8 millió hordó volt¹⁵³, olajtermelési kapacitása napi 12,5 millió hordó körül alakult.

2.1 Értékelés

Mint fent említettük, 2000-ben Szaúd-Arábiában (a Semleges Övezetet kivéve) külföldi vállalatok az upstream szektorban nem tevékenykedtek, a Saudi Aramco upstream együttműködést sem belföldön, sem külföldön nem folytatott.

2010-ig a szaúdi olajszektorban ebben nem is történt változás: a szaúdi olajipar kutatási időszakunk végén éppúgy el volt zárva a külföldi befektetők elől, mint kutatási időszakunk elején. A Saudi Aramco teljes termelését 2010-ben is önállóan, más társaságoktól függetlenül működtette, s kitermelési kapacitása felett

¹⁵² Saudi Arabia – Gas: coming up empty, in Petroleum Economist, 2009. június, London.

¹⁵³ Ennek kiszámításához a szaúdi olajtermelésből (napi 8,166 millió hordó) levontuk a Semleges Övezet kb. napi 300 ezer hordós termelés Szaúd-Arábiára eső részét (melyért ekkor a Chevron felelt). Az adatok forrása: Opec (2011): Opec Annual Statistical Bulletin 2010-11, p. 28., Bécs.

is teljes mértékben és kizárólag saját maga rendelkezett. Olajipari upstream együttműködés tehát nem valósult meg, a vállalat erre nem is törekedett. Külföldi upstream projektekben a vállalat nem vett részt.

A földgáz esetében azonban némi együttműködés megfigyelhető. A kutatási időszak elején induló gázkutatási projektekben (Core Venture 1, 2, 3) a Saudi Aramco még nem vállalt részt, azonban az ezek kudarcát követő új projektekben (az A, B, C területeken 20%-os, a Srak projektben 30%-os) kisebbségi részesedést vállalt. Partnerei a Lukoil (A), a Sinopec (B), az ENI és a Repsol YPF (C), valamint a Shell és a Total (Srak-projekt) voltak. A kutatási időszak végére a Srak-projektből a Total kiszállt, az Aramco részesedése 45% lett, a Shell részesedése 55%-ra változott. A közös gázkutatások jórészt sikertelenek voltak, a talált gázkincsek vagy nem voltak kellőképpen nagyok, vagy a gáz minősége nem volt megfelelő, ezért 2010-ben a fenti területeken gáztermelés nem folyt; mindössze a Srak-projekt savanyúgáz-termelésének lehetősége volt napirenden. A Saudi Aramco gáztermelése a kutatási időszak végére továbbra is többségében olajkísérő gáz kitermeléséből állt, mértéke évi 87,7 milliárd köbméter volt¹⁵⁴. A földgáz jövőben várható termelésnövekedésének forrásai leginkább a Karan, a Hasbah és az Arabiyah mezők, melyek olajtól független gázmezők. Ezek teljes mértékben a Saudi Aramco eszközeit képezik, ezért a földgáztermelés növekedése a következő néhány évben is más társaságokkal való együttműködés nélkül valósul majd meg.

A fenti eredmények alapján elmondható, hogy a Saudi Aramco upstream együttműködésében a külföldi társaságokkal való együttműködés a kutatási időszak elején és végén is elhanyagolható volt. A társaság sem állami (NOC), sem nemzetközi (IOC) társaságokkal nem folytatott érdemi együttműködést. A kutatási időszak elején megfigyelhető volt az upstream együttműködések teljes hiánya, ez azonban a kutatási időszak végére némiképp oldódott: a társaság néhány (kevésbé sikeres) gázkutatási projektben kisebbségi részesedést vállalt. Ebben IOC-k és NOC-k egyaránt partnerei voltak.

¹⁵⁴ Opec (2011): Opec Annual Statistical Bulletin 2010-11, p. 32., Bécs.

3. Petroleos de Venezuela S.A.

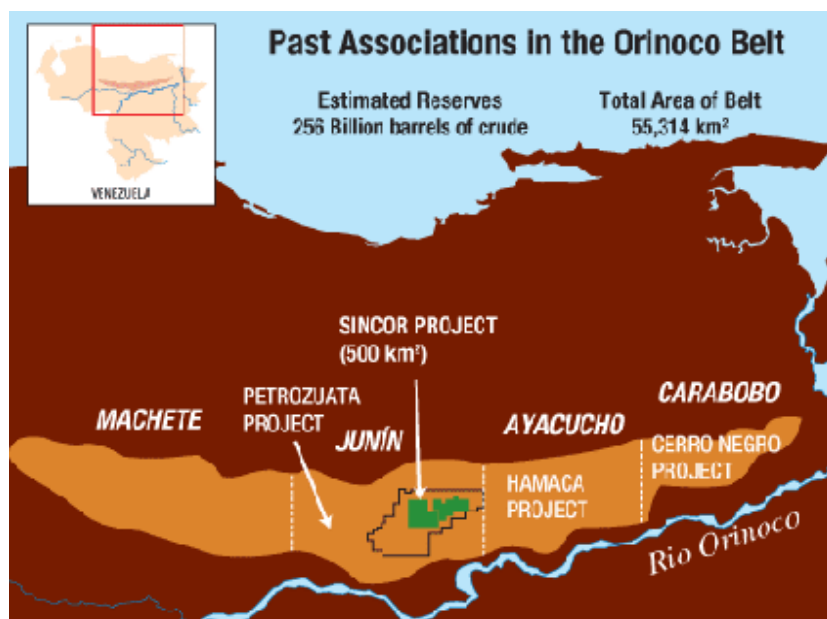
Venezuela az 1970-es években államosította olajiparát. Az 1976. január 1-én életbe lépő (kétharmados, a jogforrások hierarchiájában az alkotmány és a mindennapi törvények közé ékelődő) törvénnyel mind az upstream, mind a downstream tevékenységekben, mind kőolajban, mind földgázban az állam monopoljogot szerzett. A törvény értelmében alapították meg a venezuelai állami olaj- és gáztársaságot, a Petróleos de Venezuela S.A.-t (PDVSA-t), s a kőolaj- és földgáz exportjoga is az állam kizárólagos jogává vált. A törvény nem tiltotta ugyanakkor, hogy az állam többségi részesedésének megtartása és határozott idejű szerződések esetén a PDVSA szénhidrogén-ipari tevékenységek folytatására magánvállalatokkal „társulási szerződéseket” kössön¹⁵⁵.

Venezuelában az ország területén, ill. mélyén meghúzódó olajkészletek kizárólagos tulajdonosa az állam, mely az állami olajtársaságon keresztül gyakorolja e jogát. Az 1990-es években az állam megnyitotta a venezuelai upstream szektort külföldi befektetők előtt, s - főleg kis mezőkön – létrejött 32 üzemeltetési szerződéses projekt (operating service agreement keretében), valamint nehézolaj kitermelésére négy stratégiai szövetség.

1993-1998-ra tehető az Orinoco-övben található nehézolaj kitermelésére irányuló beruházások megkezdése, számos külföldi óriásvállalat (a majors) kezdett ekkor venezuelai nehézolajprojektekbe. Ilyen (a PDVSA-val közös) projektbe kezdett a Mobil és a Veba (Cerro Negro projekt), a Texaco és a Phillips (Hamaca-projekt), a Conoco (Petrozuata), valamint a Statoil és a Total (Sincor-projekt).

¹⁵⁵ A venezuelai olajipart érintő jogi környezet fejlődéséről nagyon jó leírást találunk itt: Luis E. Cuervo (2010): The uncertain fate of Venezuela's black pearl: the petrostate and its ambiguous oil and gas legislation, in Houston Journal of International Law, Vol. 32., Iss. 3., 2010. nyári szám, pp. 642-693.

3. ábra: Az Orinoco-öv nehézolajprojektjei



Forrás: http://www.semp.us/publications/biot_reader.php?BiotID=495,

letöltés: 2010. december 15.

Kutatási időszakunk kezdetére (2000. év) a PDVSA alapvetően belföldi upstream eszközökkel működő, leginkább konvencionális olajat kitermelő vállalat volt. Venezuela olajtermelése 2000-ben napi 2,891 millió hordó volt¹⁵⁶, ezen belül a külföldi társaságok által működtetett 32 projektből napi 500 ezer hordó termelés származott. A Petrozuata (napi 60 ezer hordó) és Cerro Negro (napi 60 ezer hordó) projektekből a PDVSA-ra jutó termelés kb. napi 55 ezer hordó volt (lásd később). A PDVSA termelése ezért 2000-ben kb. 2,33 millió hordó volt. Ebből a fenti 55 ezer hordós kitermelést nemzetközi olajtársaságokkal közösen valósította meg.

A társaság földgázkészleteinek 90%-a olajkísérő gázként volt fellelhető, gázkitermelésének jelentős részét (kb. 40%-át) olajmezők kitermelésének növelése érdekében visszapumpálta az olajmezőkbe. Olajkészleteinek zöme nehéz vagy extra nehéz olaj (<10°API), utóbbi kitermelése 2000-ben nem volt jelentős. A 4 jelentős nehézolajprojekt (Hamaca, Cerro Negro, Petrozuata és Sincor) közül 2000-ben még csak kettő üzemelt. A Petrozuata első olajszállítmánya 1998

¹⁵⁶ Opec: Opec Annual Statistical Bulletin 2003, pp. 13., Bécs.

augusztusában indult útnak, kitermelése napi 60 000 hordó volt¹⁵⁷, a Cerro Negro projekt pedig 1999 decemberében termelt először napi 60 000 hordót¹⁵⁸ (syncrude-ot, a nehézolajhoz könnyebb olajat keverték, ennek mennyisége volt a fenti adat). A társaság partnerei leginkább nemzetközi olajtársaságok (IOC-k) voltak, ezek körülbelül napi 500 ezer hordó olajat termeltek¹⁵⁹. A PDVSA kereste a kapcsolatot más, térségbeli állami olajtársaságokkal is: kifejezte azon szándékát, miszerint belépne a brazil gázpiacra, sőt, a Petrobrasszal közös kutatási (exploration), finomítói és marketing tevékenységet is folytatna¹⁶⁰.

A 2000-es évek elején az Orinoco-övben készülő nehézolajprojektek fejlesztése nem állt le, ezek termelésbe állítása továbbra is elsőbbséget élvezett¹⁶¹. A négy nehézolajprojekt¹⁶² közül a legelőrehaladottabb (90%-os készütséggel) 2000 elején a Petrozuata (Conoco: 50,1%, PDVSA: 49,9%) volt. 2000. év eleji termelése napi 90 000 hordó (9,2°API), melyet napi 150 000 hordó 16°API-ra elegyítettek könnyebb olajokkal. A két fél José-ban (Venezuela) upgradert¹⁶³ tervezett építeni 400 millió dollárért, mely az akkori tervek szerint 2000 októberében áll üzembe (napi 70 000 hordó, 22°API olaj). 2001 januárjára napi 120 000 hordó nehézolaj-termelést vártak a projekttől (ebből napi 104 000 hordó 22°API olaj készül).

A másik nehézolajprojekt a Sincor (TotalFina 47%, PDVSA 38%, Statoil 15%), készütsége 2000 elején 42%-os volt, építésére 2000-ben 1,6 milliárd dollárt terveztek fordítani. A finanszírozás a Chavez hatalomra kerülése okán megnövekedett politikai kockázatok miatt nehezebb lett. Az akkori tervek úgy

¹⁵⁷ Petroleum Economist, Vol. 65., Iss. 9., 1998. szeptember.

¹⁵⁸ Josh Mellars: Heavy going, in Petroleum Economist, Vol. 67., Iss. 2., 2000. február, pp. 23.

¹⁵⁹ Petroleum Economist, 2004. február, London.

¹⁶⁰ Petroleum Economist, Vol. 66., Iss. 8., 1999. augusztus.

¹⁶¹ Ennek ellenére merült fel, hogy a PDVSA értékesítené nehézolajprojektekben meglévő részesedéseit, ill. azok egy részét. A társaság 1999 végére minden bizonnyal megbánta, hogy a Norsk Hydro projektből való kivonulásakor megvette a norvég vállalat 8%-át (ezzel növelve saját részesedését 38%-ra). 1999-ben ugyanis 1,5 milliárd dollár hiányzott a projektből, s a PDVSA nem tudott forrást felmutatni. Ez indokolhatta, hogy a Sincor projektben lévő részesedéséből (38%) 1999 végén 15%-ot már eladott volna – ezzel szeretne volna 23%-ra csökkenteni részesedését. Lásd erről: Helen Avati: The French connection, in Petroleum Economist, Vol. 66., Iss. 9., 1999. szeptember, pp. 27., ill. a finanszírozás nehézségeiről ezt: Joshua Dylan Mellars: Financing the South American adventure, in Petroleum Economist, Vol. 67., Iss. 8., 2000. augusztus, pp. 22-26.

¹⁶² A korabeli projektek részletes leírása itt található: Josh Mellars: Heavy going, in Petroleum Economist, Vol. 67., Iss. 2., 2000. február, pp. 23.

¹⁶³ Az upgrader feladata a 10°API-nál nehezebb olajok „könnyítése”, API-fokának növelése.

szóltak, hogy a termelés (napi 40 000 hordó nehézolaj) 2000 novemberében indul, az upgrader elkészültével (terv: 2001. december) napi 140 000 - 145 000 hordó 32°API-os olajra emelkedik, mely 4 év elteltével ismét tovább bővül, napi 180 000 hordóra nő.

A harmadik nehézolajprojekt a Cerro Negro (ExxonMobil 41,6%, PDVSA 41,6%, Veba Oel 16,8%), mely 1999 decemberében állt üzembe. A 2000. évi tervek szerint az upgrader elkészülése után napi 120 000 hordó nehézolajtermelésből napi 108 000 hordó 16°API-os olajat készítenek.

A negyedik nehézolajprojekt a Hamaca-projekt (Phillips 40%, Texaco 30%, PDVSA 30%), melyről 2000-ben úgy vélték, még abban az esztendőben megkezdí működését. A 2000. évi tervek szerint az upgrader (2003. novemberre várt) megépítése után napi 200 000 hordó 9,5°API olajat termelnek majd, s ebből napi 190 000 hordó 26°API-os olajat készítenek. A terv szerint 2006-2007 végére a csúcskapacitás napi 230 000 hordó nehézolajra nőhet.

4. táblázat: A négy venezuelai nehézolajprojekt főbb adatai 2000-ben

	Petrozuata	Sincor	Cerro Negro	Hamaca
Partnerek	Conoco (50,1%) PDVSA (49,9%)	TotalFina (47%) Statoil (15%) PDVSA (38%)	Mobil (41,6%), Veba Oel (16,8%) PDVSA (41,6%)	Phillips (40%), Texaco (30%), PDVSA (30%)
Termelés kezdete	1998. augusztus	2000. december	1999. december	2001. október
Nehézolaj-termelés tervezett kapacitása	120 000 bpd; 9,3 °API	200 000 bpd; 8-8,5 °API	120 000 bpd; 8,5 °API	200 000 bpd; 8,7 °API
Syncrude termelés	104 000 bpd; 19-25 °API	180 000 bpd; 32 °API	105 000 bpd; 16 °API	190 000bpd; 26 °API

Forrás: EIA (2010): Venezuela, Country analysis briefs, 2010. február, valamint saját gyűjtés

2001 közepére e projektek jelentős előrehaladást mutattak. A PDVSA kitermelési igazgatóhelyettese szerint a Petrozuata projekt végső tesztjei 2001 végén lezárulnak (várható termelés upgrading után napi 104 000 hordó 22°API olaj). A vegyes vállalatot alkotó partnerek, a PDVSA és a Conoco már az upgrader kapacitásának 10-20%-os bővítéséről egyeztettek, ezzel a feldolgozó kapacitás napi 140-150 000 hordóra nőne (a kezdeti napi 120 000 hordóról). Sőt, a felek egy további, hasonló nagyságrendű projekt építésén gondolkodtak, ennek neve Zuata III lenne.

2001-ben az érintett felek azt várták, hogy a Cerro Negro projekt upgradere 2001 közepére elkészül, s ekkortól növelhető a projekt termelése a korábbi napi 60 000 hordóról 120 000 hordóra. 2001-ben a Sincor projekt készültségi szintje kb. 75%-os volt, az upgrader elkészülését 2001 végére várták, decemberben a termelést napi 40 000 hordóról 180 000 hordóra tervezték növelni. A leglassabban előrehaladó projekt a Hamaca volt, készültsége 2001-ben 10-12%-os volt. Az akkori tervek szerint termelése 2001 őszén kezdődhetett volna¹⁶⁴. Ez végül nem így lett, hiszen a projekt csak 2001 júliusában kapta meg a szükséges 1,1 milliárd dolláros finanszírozást¹⁶⁵. A termelés végül 2001. októberben indult napi 30 000 hordó termeléssel (8,5°API-os olaj).

A hazai (venezuelai) nehézőlajprojektek mellett a 2001-2006-os beruházási terv felülvizsgálata a konvencionális olajtermelést és a külföldi terjeszkedést is céljai közé emelte¹⁶⁶. E terv szerint a társaság venezuelai onshore olajmezők megkutatásával jobb minőségű (könnyebb) olajokkal kívánta készleteit bővíteni¹⁶⁷. A terv leglényegesebb upstream eleme az volt, hogy a társaság külföldi upstream projektekbe kezd, de ezek kizárólag amerikai kontinensen lévő mezők kitermelését jelenthetik.

Érdekes módon a távol-keleti terjeszkedés, a kőolajexport diverzifikációja nem szerepelt a tervek között, miközben az ország ekkor már erőteljesen törekedett

¹⁶⁴ Venezuela: Heavy expectations, in *Petroleum Economist*, Vol. 68., Iss. 6., 2001. június, pp. 71.

¹⁶⁵ *Petroleum Economist*, Vol. 68., Iss. 8., 2001. augusztus

¹⁶⁶ PDV reviews upstream budget, in *Petroleum Economist*, Vol. 69., Iss. 1., 2002. január, pp. 4-6.

¹⁶⁷ A PDVSA offshore olajtermelés iránt nem mutatott jelentős érdeklődést. 2001 őszén külföldi társaságok (Conoco) találtak olajat az ország keleti offshore mezőin, a Pária-öbölben.

arra, hogy az USA-nak a venezuelai kőolajexportban mért részarányát csökkentse. E diverzifikációt jelzik a tények is: a PDVSA 2000 szeptemberében orimulsion próbaszállítmányt indított útnak Szingapúrba. Ez volt az első olyan ázsiai ország, mely kipróbálta az erőműi felhasználásra szánt üzemanyagot. A távol-keleti régióban nem ez maradt az egyetlen orimulsionüzlet. 2001 januárjában például a PDVSA az indiai Reliance Petroleummal tárgyalt orimulsion értékesítéséről. Ezen üzlet megvalósulásáról nem tudunk, ugyanakkor ismert, hogy a kínai elnök 2001. júniusi caracasi látogatása során két orimulsionszerződést is aláírt. Az egyik szerint a kínai CNPC 300 millió dolláros beruházással Jose-ban (Venezuela) egy évi 6,5 millió tonna (napi 110 000 hordó) kapacitású orimulsion egységet épít, az építkezés 2001 végén kezdődik. A CNPC részesedése a projektben 70%, a PDV egyik leányvállalata, a Bitor rendelkezik a fennmaradó résszel. Egy másik egyezmény egy létező adásvételi szerződést erősített meg, mely szerint Kína 32USD/tonna áron évi 1,2 millió tonna (napi 20 000 hordó) orimulsion-t vásárol¹⁶⁸.

A PDVSA és a külföldi olajtársaságok (jellemzően IOC-k) közötti együttműködés az IOC-k számára is megfelelő volt. 2002. január 1-én azonban a venezuelai olajszektorba befektetni szándékozók igen szomorú hírre ébredhettek: hatályba lépett az új szénhidrogén-törvény¹⁶⁹.

A törvény értelmében a jövőben az állam (a PDVSA-n keresztül) minden olajipari upstream és midstream tevékenységben (olajkutatás, kitermelés, szállítás) legalább 50%-os részt szerez. Ez gyakorlatilag azt jelenti, hogy a 2002-től alapítandó összes vegyesvállalat állami vállalat lesz, s az állami vállalatokra vonatkozó törvények vonatkoznak rájuk. A változtatás felveti továbbá, hogy az államnak az egyes projektek költségvetéséből legalább 50%-ot kell majd finanszíroznia.

A törvény értelmében az olajszektor pénzügyi feltételei is romlottak: a royalty a korábbi 16,67%-ról 30%-ra nőtt (a világon ez volt akkor a legmagasabb

¹⁶⁸ Petroleum Economist, Vol. 68., Iss. 6., 2001. június. A vevő feltételezhetően a CNPC egyik leányvállalata, a China Petroleum Technology & Development Corporation, ezt lásd itt: Petroleum Economist, Vol. 68., Iss. 8., 2001. augusztus.

¹⁶⁹ Venezuela: Oil law in force, in Petroleum Economist, Vol. 69., Iss. 2., 2002. február, pp. 36.

rát), igaz ez érett mezőkön, vagy extra nehéz olajokat tartalmazó mezők esetén 20%-ra csökkenhetett, bitumen mezők esetén pedig maradt 16,67%¹⁷⁰.

Az új szénhidrogéntörvény nem teljesen riasztotta el az új befektetőket: a PDVSA 2002. év végi hatalmas olajtalálata (Tomoporo mező, konvencionális, 0,5 milliárd hordó kitermelhető 20°API olaj) iránt az ExxonMobil, a TotalFinaElf, a Statoil és a Repsol YPF is érdeklődött.¹⁷¹

2003 végére úgy tűnt, mintha Venezuela már nem rajongana annyira az olajszektorában befektető társaságokért. A Tomoporo mezőt (2004-es termelés napi 100 000 hordó, 2008-as terv: napi 250 000 hordó) ekkor már önállóan kívánta fejleszteni, s a (jórészt a 90-es években kiosztott) marginális mezők üzemeltetői számára is kitermelési korlátokat szabtak. Újra felmerült, hogy az ország újra kívánja tárgyalni a fenti mezők szerződéseit (32 mező, napi 0,5 millió hordó termelés), a módosított szerződések azonban már az új CH-törvény feltételeit fogják tartalmazni: a PDVSA tehát minden mezőn 50%-nál nagyobb részesedéshez jut, a royalty ráta pedig 30%-ra nő¹⁷².

A külföldi olajtársaságok számára a venezuelai projektek a szigorodó feltételek ellenére is vonzóak maradtak:

- Az orosz Lukoil 2003 júliusában bejelentette: gondolkodik, hogy beszáll a ConocoPhillips venezuelai projektjeibe, ideértve a nehézolajprojekteket is¹⁷³.
- A francia Total is kitartott amellett, hogy megduplázná a Sincor projekt kapacitását (2004-es kapacitás napi 200 000 hordó).
- A Hamaca projektet (részesedések: ChevronTexaco 30%, ConocoPhillips 40%, PDVSA 30%) vezető a ChevronTexaco is egy új, 6 milliárd dolláros nehézolajprojekt megépítését javasolta a PDVSA-nak¹⁷⁴. Ennek kapacitása napi 2-400 000 hordó lett volna.

¹⁷⁰ A már működő négy projekt a megállapodások szerint 9 éven át 1%-os royaltyt élvez. Az új CH-törvény ezen nem változtatott, csak jövőbeli projektekre vonatkozott.

¹⁷¹ Petroleum Economist, Vol. 70., Iss. 3., 2003. március.

¹⁷² Petroleum Economist, Vol. 71., Iss. 7., 2004. február.

¹⁷³ Petroleum Economist, Vol. 70., Iss. 8., 2003. augusztus.

¹⁷⁴ Petroleum Economist, Vol. 71., Iss. 9., 2004. szeptember, pp. 35-36.

- 2004 márciusában az ENI is nehézőlaj-kitermelési együttműködést kötött a PDVSA-val¹⁷⁵.

Chavez elnök 2004 októberében bejelentette: a nehézőlajprojektre vonatkozó, 9 évre szóló kedvezményes, 1%-os royalty azonnali hatállyal 16,67%-ra nő¹⁷⁶. A drámai változás ellenére a világpiaci olajárak emelkedése miatt nem kellett a már működő projektek megtérüléséért aggódni. A venezuelai olajtermelés finanszírozását Chavez elnök ekkor inkább ázsiai export-import bankoktól várta. A forrásokat új projektek kivitelezésére szerette volna felhasználni¹⁷⁷.

2004 végén új fejezet indult a PDVSA életében: megkezdődött a globális kapcsolati háló kiépítése. Chavez elnök 2004 végén Oroszországba látogatott. A látogatás során a PDVSA és a Lukoil szándéknyilatkozatot írtak alá arról, hogy megvizsgálják közös vállalatok létrehozatalát és a kölcsönös érdeklődésre számot tartó projektekre vonatkozó információkat megosztják egymással. A felek ezenkívül az Orinoco-övben és a Venezuelai-öbölben lévő szénhidrogénprojektekéről is tárgyaltak. A megállapodások szerint a 2 vállalat finomítási kérdéseket is tanulmányoz a jövőben¹⁷⁸.

Ezt követően az orosz Gazprom is szándéknyilatkozatot írt alá a PDVSA-val¹⁷⁹. E szerint a felek:

- 1) kutatás-termelésben (E&P), szállítási infrastruktúra építésében, gázfeldolgozó projektekben kívánnak együttműködni, valamint
- 2) a harmadik országokba irányuló földgáz- és LNG-exportban is lehetőségeket keresnek.

A távol-keleti kapcsolatokat erősítésének és a venezuelai olajexport diverzifikálásának céljával utazott Chavez elnök (2005 elején) Kínába. A látogatást követően a következő megállapodások születtek:

¹⁷⁵ Petroleum Economist, Vol. 71., Iss. 4., 2004. április.

¹⁷⁶ Chavez gets heavy, in Petroleum Economist, Vol. 71., Iss. 11., 2004. november, pp. 2.

¹⁷⁷ Ilyen projekt volt a tervezett Ceuta-Tomoporo projekt, melynek 2007-re tervezett kapacitása napi 150 000 hordó volt.

¹⁷⁸ Petroleum Economist, Vol. 72., Iss. 1., 2005. január.

¹⁷⁹ Petroleum Economist, Vol. 72., Iss. 2., 2005. február.

- 1) a kínai CNPC közös vállalatot hoz létre a PDVSA-val, melynek célja a 400 millió hordó becsült olajkészlettel és 85 milliárd köbméter gázkészlettel rendelkező Zumano mező kitermelése (Venezuelában).
- 2) A CNPC-nek engedélyezik, hogy a jövőben gázt is termeljen azokon a mezőkön, amelyen eddig csak olajat termelt. Ezenkívül offshore gázkutatásra is kapott engedélyt.
- 3) A tervek szerint a társaságok megvizsgálják, milyen közös vállalatot hozhatnak létre az Orinco-öv nehézolajainak kitermelésére.
- 4) A felek évi 3 millió tonna fűtőolaj, napi 100 000 hordó 10,5°API olaj, valamint 1,8 millió tonna (napi 30 000 hordó) orimulsion Kínába irányuló exportjáról is megállapodtak.
- 5) Kína cserében részt vesz a venezuelai telekommunikációs hálózat építésében (250 millió dollár értékben), hiteleket ad lakásépítésre és gépimportra, valamint venezuelai gazdák számára műszaki támogatást nyújt¹⁸⁰.

A globális együttműködési háló bővítésére való venezuelai törekvések mellett a PDVSA Latin-Amerikában is aktív volt¹⁸¹: 2005-ben megállapodott a kubai Cupet-tal, hogy a kubai partoknál offshore kutatómunkát fog végezni.

A külföldi együttműködések terve, s a „szándéknyilatkozatok” nem feltétlenül jelentették konkrét projektek megvalósítását. Nyilvánvaló volt, hogy a Petrobras ki tudta segíteni a PDVSA-t tengeri-mélytengeri technológia szállításával és alkalmazásával, így a hatékony együttműködésnek legalább a feltételei adottak voltak. Korántsem volt egyértelmű ugyanakkor, hogy a kínai olajtársaságok rendelkeznek-e az Orinoco-övben található nehézolaj kitermeléséhez szükséges szakértelemmel, s még kevésbé volt biztos, hogy képesek a venezuelai kormány által megkövetelt magasabb kihozatali ráták (recovery rate) elérésére. A projektek indítását a kínai partnerek ezért nem siették el, 2005 végéig nem kötelezték el magukat komoly venezuelai beruházásra¹⁸². A kereskedelmi kapcsolatok viszont

¹⁸⁰ A greater game, in *Petroleum Economist*, Vol. 72., Iss. 3., 2005. március, pp. 1.

¹⁸¹ *Petroleum Economist*, Vol. 72., Iss. 3-5., 2005. május.

¹⁸² Robert Olsen: Industry reform continues, but at snail's pace, in *Petroleum Economist*, Vol. 72., Iss. 11., 2005. november, pp. 26-30.

egyre bővültek: 2005 júliusában például Venezuelából útnak indult Kínába (a PetroChinanak) az első fűtőolaj-szállítmány (napi 30 000 hordó, 1 éven át).

2005 elején a Shell és a Chevron is 10 milliárd dolláros, nehézőlajra vonatkozó beruházási javaslattal állt elő. A venezuelai vezetés azonban inkább azon államok olajtársaságait részesítette előnyben, melyekkel Venezuela szorosabb kapcsolatok kialakítására törekedett, s amelyek a beruházások mellett képesek a kormány stratégiai céljainak eléréséhez is hozzájárulni. A PDVSA ezért ajánlott marginális és nehézőlajmezőket kínai, braziliai és indiai társaságoknak.

A venezuelaiak úgy tervezték, hogy a nemzetközi olajtársaságok számára az Orinoco-öbben csak technológiai kihívásokat jelentő nehézőlajprojekteket szánnak, míg a legígéretesebb mezőket kínai, orosz, spanyol és iráni vállalatok a PDVSA-val közösen termelik ki. Így egyezett bele a Chevron, hogy a javasolt napi 400 000 hordó kapacitású új nehézőlajprojektjébe bevonja partnernek a spanyol Repsol YPF-t. A PDVSA szintén ezért hívta meg nehézőlajmezők fejlesztésére a brazil Petrobrast, a Gazpromot, s még számos fehérorosz, uruguayi, argentin és kínai társaságot.

A globális kapcsolati háló kiépüléséhez járult hozzá, hogy az iráni Petropars 2005 végén bejelentette: részt vesz a Venezuelai-öbölben egy új nehézőlajprojekt fejlesztésében (részesedések: PDVSA 51%, Petropars: 49%). Ez volt az iráni South Pars gázmező több fázisát fejlesztő Petropars első külföldi vegyesvállalata (a venezuelai beruházás tervezett értéke 2 milliárd dollár volt). Később a társaság már egy 4 milliárd dolláros, venezuelai-öbölbeli olaj- és gázmező fejlesztéséről adott hírt¹⁸³.

A nemzetköziesülés folyamatába sorolható az is, hogy Venezuela és India 2006-ban bilaterális energiaegyezményt kötött. Eszerint a PDVSA és az indiai ONGC, a Videsh és az Indian Oil hat olajmezőn folytat majd upstream együttműködést. A megállapodás további része, hogy a PDVSA nehézőlaj-

¹⁸³ Petroleum Economist, Vol. 73., Iss. 9., 2006. szeptember.

kitermelésben szakértő segítséget nyújt India észak-nyugati részében működő fúrótársaságoknak¹⁸⁴.

Szintén a globális kapcsolatépítés keretébe tartoznak a következők¹⁸⁵:

- Vietnám és a PDVSA aláírtak egy szerződést közös olajipari tevékenységek végzéséről. A PDVSA segíthet vietnámi olaj- és gázmezők termelésbe állításában, finomítók és olajtárolók építésében. A szerződés értelmében a PDVSA akár olajat is szállíthat Vietnámnak,
- A bolíviai elnök bejelentette, hogy az állami olajtársaság (YPFB) újra upstream tevékenységbe kezd (Bolíviában), s ebben az ország északi részén a PDVSA-val közösen fog kutatást (exploration) folytatni.

Miközben Venezuela és a PDVSA egyre intenzívebb kapcsolatokat ápolt külföldi állami társaságokkal, addig a Venezuelában működő IOC-k működési feltételei romlottak. Az olajügyekben illetékes minisztérium 2005 novemberében bejelentette: minden külföldi vállalattal kötött szerződést felmond, amennyiben a külföldi vállalat nem tér át az új szénhidrogéntörvény szerinti vegyes vállalati formára. Az akkori terv szerint a PDVSA 60%-os részesedést szerez a korábbi 51%-hoz képest.

A társaságok többsége elfogadta a feltételeket, az ExxonMobil és a ConocoPhillips azonban ellenszegült¹⁸⁶. A nehézőlajprojektek tulajdonviszonyai a két társaság kivonulásával, a CH-törvénnyel és a Veba Oel BP általi felvásárlásával 2008-ban a következőképpen alakultak.

¹⁸⁴ Petroleum Economist, Vol. 73., Iss. 2., 2006. február.

¹⁸⁵ Petroleum Economist, Vol. 73., Iss. 9-10. és 12., 2006. szeptember-október és december.

¹⁸⁶ Petroleum Economist, Vol. 74., Iss. 6., 2007. június. Az ExxonMobil kitermelésének 2%-a, a ConocoPhillips kitermelésének 5%-a származott akkoriban Venezuelából. Az ExxonMobil a PDVSA külföldi eszközeiből 12 milliárd dollárt zár alá vetetett, de a zárolást egy londoni bíróság később feloldotta, s az ExxonMobilt a PDVSA jogi költségeinek megfizetésére kötelezte. A társaság ezután más bíróságon fellebbezett a döntés ellen. Később a két nehézőlajprojekt-részesedést és két másik olajmezőt is elvesztő Conoco is bírósághoz fordult az ügyben.

5. táblázat: A négy venezuelai nehézolajprojekt 2008. évi tulajdonviszonyai

Új elnevezés (régi név)	Petroanzo- gateui (Petrozuata)	Petrovedeno (Sincor)	Petromonagas (Cerro Negro)	Petropiar (Hamaca)
Partnerek	PDVSA (100%)	Total (30,3%) Statoil (9,7%) PDVSA (60%)	PDVSA (83,34%) BP (16,66%)	Chevron (30%) PDVSA (70%)
Syncrude termelés	104 000 bpd; 19-25 °API	180 000 bpd; 32 °API	105 000 bpd; 16 °API	190 000bpd; 26 °API

Forrás: EIA (2010): Venezuela, Country analysis briefs, 2010. február. Megj.: a BP a Veba Oel felvásárlásával lett a Cerro Negro projekt részese.

A PDVSA nemzetközi terjeszkedési terve 2007-2008-ban sem hagyott alább, ezt a társaság kutatási igazgatójának nyilatkozata („a vállalat külföldi upstream projekteket keres”¹⁸⁷), valamint az alább felsorolt külföldi tervek és tevékenységek támasztják alá¹⁸⁸:

- 1) 2007. februári hírek szerint a bolíviai YPFB és a PDVSA a következő években 1,7 milliárd dollárt költ a Petroandina nevű közös vállalatukon keresztül (bolíviai) kutatásra (exploration) és 2 gáz-folyadék szeparáló egység létesítésére. A kutatás 4 blokkot érint (Bolíviában).
- 2) 2007. február: a PDVSA egyezményt kötött a kubai Cupettel arról, hogy mindkét országban közös szénhidrogén-kutatást fognak végezni (Orinoco-öv + Boyaca északi blokk + 4 offshore kubai mező a Mexikói-öbölben).
- 3) 2008. szeptember: az ecuadori állami olajtársaság, a PetroEcuador a PDVSA-val közösen fejleszt egy Amazon-régióban (Ecuadorban) lévő olajmezőt, ezzel növelve termelését napi 45 000 hordóról 70 000 hordóra. A két vállalat közösen épít majd Ecuadorban egy napi 300 000 hordó kapacitású, 6 milliárd dollár költségű finomítót, melynek építési költségét várhatóan Kína fedezi majd.

¹⁸⁷ Petroleum Economist, Vol. 74., Iss. 1., 2007. január, p. 18., London.

¹⁸⁸ Ezekről lásd a Petroleum Economist 2007-2008-as számait.

Noha e tervek közül több megmaradt a tervek szintjén, jól jelzik a PDVSA nemzetköziesülési törekvését, s az állami olajtársaságokkal való kapcsolatok kiépítését.

A kibontakozó világ gazdasági válság, a szűkülő hitelfelvételi lehetőségek és Venezuela várttól elmaradó olajtermelése miatt a venezuelai olajügyi minisztérium 2008 végén stratégiát váltott, s külföldi magánbefektetők felé fordult. A minisztérium – Chavez elnöksége idején először – olajmezők kitermelési jogainak kiosztását vette tervbe (a Carabobo régióban, az Orinoco-övben, tervezett termelési kapacitás napi 400 000 hordó)¹⁸⁹. A mezők adatait megvásároló 19 társaság között megtaláljuk a Chevront, a Repsol YPF-et, a Shellt, a BP-t, a Totalt, a StatoilHydrot, a kínai CNPC-t és Sinopecet, a malajziai Petronast és a brazil Petrobrast is¹⁹⁰.

Míg a nemzetközi olajtársaságokkal való együttműködés akadozott (s az árverés eredményeinek kihirdetése – egészen 2010. februárig – késett), addig a PDVSA állami olajtársaságokkal való együttműködése virágzott. A közös tervek nem kizárólag venezuelai projektekre vonatkoztak: a Gazprom a PDVSA-val közösen tervezett 240 millió dollárt gázkutatásra költeni Bolíviában. Sőt, a Gazprom tervei között az is szerepelt, hogy 20-24,5%-os részesedés vásárlásával beszáll a 12 bolíviai olajkutatási blokk felett rendelkező Petroandina-ba, mely a PDVSA és a bolíviai YPFB közös vállalata volt¹⁹¹.

A PDVSA (60%) és a CNPC (40%) által birtokolt Sinovesa közös vállalat napi 90 000 hordóra növelte termelését 2009. április végére (Venezuelában), az év elején ez napi 25 000 hordó volt (év végére napi 105 000 hordót, 2014-re napi 300 000 hordót vártak)¹⁹².

Venezuela és Japán 2009 áprilisában számos energiaszektorbeli együttműködésről szóló megállapodást írt alá. Ezek szerint Japán vállalatok 8 milliárd dollárt fektetnek a venezuelai Orinoco-övben lévő Junin-11 blokkba.

¹⁸⁹ Ezeket végül csak 2010 elején hirdették meg.

¹⁹⁰ Derek Brower: Venezuela's oil revolution is stalling, in *Petroleum Economist*, Vol. 76., Iss. 3., 2009. március.

¹⁹¹ *Petroleum Economist*, Vol. 76., Iss. 3., 2009. március. A Gazprom egyébként ekkor már rendelkezett venezuelai eszközökkel: 2005-ben gázkutatási és -kitermelési jogot vásárolt a Rafael Urdaneta projektben, mely offshore mezőket tartalmaz (földtani vagyon akár 180 milliárd köbméter). Az első fúrást 2008 végén mélyítették.

¹⁹² *Petroleum Economist*, Vol. 76., Iss. 6., 2009. június.

A Venezuela-Irán együttműködés is új elemmel gazdagodott: egy megállapodás szerint a két ország 0,76 milliárd dollárt fektet egymás energiaszektorába. A PDVSA 0,76 milliárd dollárt az iráni South Pars gázmező 12. fázisára költ, s napi 20 000 hordó benzint szállít Iránnak 0,8 milliárd dollár értékben. Irán cserébe a venezuelai Dobokubi és az Ayacucho olajmezők (7. blokk) termelésre fogásába fektet pénzt.

Miután a venezuelai beruházási környezet politikai kockázata az egekbe szökött, s már olajipari szolgáltatásokat nyújtó társaságok sem merészkedtek venezuelai földre, a Chavez vezette kormány 2010 elején javította az olajipari beruházások pénzügyi feltételeit¹⁹³. Az új feltételek a következők lettek¹⁹⁴:

- a meghirdetett nehézolajprojektekre a korábbi 33,3% helyett 20%-os royalty vonatkozik,
- a PDVSA 60%-kal részesedik a projektekből (ez változatlan),
- a kihozatali rátáknak (recovery rates) kétszámjegyűeknek kell lenniük (további részletek nem ismertek, feltételezhetően a korábban követelt 20% az új érték, a korábbi projektek 8-9%-os rátával dolgoztak),
- a viták esetére immár kiköthető nemzetközi döntőbíróságok kizárólagos illetékessége (ez nagyon fontos, mivel ez teszi lehetővé a kötvényfinanszírozást),
- az upgradereket nem kell olyan gyorsan megépíteni (ezek rendkívüli mértékű kezdőberuházást jelentettek volna).

A könnyített feltételeknek köszönhetően három meghirdetett nehézolajprojektből (Carabobo-1, -2, -3) 2010 februárjában kettőt kiosztottak. A Carabobo-1 projektben a Repsol, a Petronas és az ONGC fejenként 11%-os részesedést szerzett, az Oil India és az Indian Oil összesen 7%-ot, a maradék 60% a PDVSA része lett. A tervezett kitermelési kapacitás napi 400 000 hordó olaj, a beruházás értéke 10-20 milliárd dollár közé esik.

¹⁹³ Igaz, a PDVSA már 2009 februárjában tárgyalásokba kezdett IOC-kel arról, hogy milyen feltételek mellett hajlandók visszatérni az országba. Lásd itt: *Petroleum Economist*, Vol. 76., Iss. 2., 2009. február.

¹⁹⁴ Robert Olson: Majors return to Venezuela's heavy oil patch in a marriage of convenience, in *Petroleum Economist*, Vol. 77., Iss. 3., 2010. március.

A másik odaítélt projektben, a Carabobo-3-ban a Chevron 34%-ot, a japán Inpex és Mitsubishi összesen 5%-ot, a venezuelai, olajszektor kizsgáló társaság, a Suelopetrol 1%-ot szerzett, a fennmaradó 60% a PDVSA-é lett. A tervezett kitermelési kapacitás itt is napi 400 000 hordó olaj, a beruházás értéke szintén 10-20 milliárd dollár közé esik.

A projektekre meglepő módon nem érkezett ajánlat orosz és kínai társaságoktól. Bár igaz, a Carabobo-2 projektekre e társaságok később még pályázhatnak, s azt sem felejtethjük el, hogy a Gazprom-Lukoil-TNK-BP-Rosznyefty konzorcium épp a februári árverés előtt kötött megállapodást a Junin-6 blokk 40%-ára (nehézőlaj-termelés, várható beruházási igény 20 milliárd dollár, kapacitás napi 450 000 hordó)¹⁹⁵.

Az enyhülő feltételeknek köszönhetően és egy korábbi PDVSA-ENI civakodás ellenére az olasz társaság 2010. januárban 40%-os részesedést szerzett a Junin-5 mezőben (partner PDVSA: 60%, földtani olajvagyon kb. 35 milliárd hordó), melyre 2020-ig 10-20 milliárd dollárt tervezett költeni, s napi 240 000 hordó kitermelést elérni¹⁹⁶.

A kínai társaságok hamarosan hallattak magukról. Egy 2010 tavaszán aláírt kínai-venezuelai megállapodás szerint a kínai fejlesztési bank 20 milliárd dollár hitelt ad Venezuelának, s a CNPC kisebbségi részesedést (40%) szerez a 16 milliárd dolláros Junin-4 blokkban (nehézőlajblokk az Orinoco-övben, melyért a CNPC 0,9 milliárd dollár aláírási bónuszt fizet). A blokkban a PDVSA rendelkezik a maradék 60%-kal, a várható kitermelési kapacitás napi 400 000 hordó, ezt a felek 2016-ra kívánták elérni¹⁹⁷. A megállapodás szerint a projekt élettartama során (25 év) összesen 2,9 milliárd hordó olajat termelnek ki.

2010. decemberi értesülések szerint a szintén kínai Sinopec kapta meg a Junin-1 és Junin-8 blokkok kitermelési jogait (tervezett kapacitás egyenként napi

¹⁹⁵ Cserében egyébként a venezuelai kormány még 2009 tavaszán felajánlotta Oroszországnak egy reptér használatát La Orchila szigetén, melyet stratégiai bombázók használhatnak majd. Lásd itt: *Petroleum Economist*, Vol. 76., Iss. 4., 2009. április.

¹⁹⁶ Robert Olson: Majors return to Venezuela's heavy oil patch in a marriage of convenience, in *Petroleum Economist*, Vol. 77., Iss. 3., 2010. március, valamint *Petroleum Economist*, Vol. 77., Iss. 8., 2010. augusztus.

¹⁹⁷ Exploration and production, in *Petroleum Economist*, Vol. 77., Iss. 5., 2010. május.

200 000 hordó), a CNOOC pedig a Mariscal Sucre nevű offshore gázprojekt fejlesztését végzi majd. Rafael Ramirez energiügyi miniszter katarai nyilatkozata szerint e három projekt együttesen 40 milliárd dollár kínai befektetést jelent 2016-ig¹⁹⁸.

A PDVSA gázipari együttműködései

Mint ismert, az 1975-ös törvény alapján a PDVSA monopol jogot élvez a gázzal kapcsolatos upstream és downstream tevékenységekben. Joga van ugyanakkor közös vállalatokat létrehozni e tevékenységek folytatására. A gázmezők (non-associated gas) kitermelése 2000-ben nem volt jelentős, a kitermelt gáz 90%-a olajmezőkről származott, olajkísérő gáz volt.

A PDVSA 200. évben kiadott 2000-2010-es stratégiája szerint a gázkitermelés a 2000. évi kb. 60 milliárd köbméterről (ebből 28 Gm³ került piacra¹⁹⁹) 10 év alatt évi 150 milliárd köbméterre nő. A terv szerint a gázkitermelés nem kizárólag a PDVSA feladata volt: az 1999 végén bemutatott új alkotmánytervezet is jelezte: a külföldi és a venezuelai társaságok a korábbiaknál sokkal nagyobb lehetőséget kapnak a földgázszektorban. Kutatási időszakunk folyamán a Chevron, a Repsol YPF, a portugál Galp Energia, a Petrobras, a BP, a BG, a Statoil, a Total érdeklődött venezuelai gázprojektek iránt²⁰⁰. Egyesek kutatási és/vagy kitermelési jogokat kaptak, termelésük azonban kutatási időszakunk végéig nem indult meg: a projektek rendre kútba estek.

Az évek során leginkább a Trinidad és Tobagóval határos vizek megkutatása, kitermelése és LNG formájában történő exportjára születtek tervek. Utóbbira a PDVSA 2000-ben az ExxonMobillal, a Shell-lel, a Mitsubishivel írt alá keretmegállapodást²⁰¹, később ez a projekt sem indult meg. 2008 júliusában újra

¹⁹⁸ China will pump US\$40 billion into Venezuela's Orinoco belt by 2016, 2010. december 3., <http://www.vheadline.com/readnews.asp?id=99293>, letöltés: 2010. december 30.

¹⁹⁹ OPEC (2003): OPEC Annual Statistical Bulletin 2003, Bécs, 2004, pp. 58.

²⁰⁰ Petroleum Economist, Vol. 69., Iss. 10., 2002. október.

²⁰¹ Joshua Mellars: South America: A flair for gas, in Petroleum Economist, Vol. 67., Iss. 5., 2000. május, pp. 30.

reményt keltett, hogy a PDVSA és a Petrobras szándéknyilatkozatot írtak alá venezuelai LNG Petrobrashoz történő szállításáról (2013-tól 4 millió m³/nap). 2008 áprilisában pedig a portugál Galp Energia jelentette be: 15%-os részesedéssel beszállna az offshore gázmezőfejlesztést, valamint LNG-terminál építését magában foglaló projektbe.

Miután Venezuela 2008 őszén előzetes megállapodásokat írt alá számos külföldi társasággal a venezuelai offshore Deltana platformban lévő gáz kitermeléséről és LNG formájában való exportjáról, az LNG-projekt még jobb kilátásokkal kecsegtetett. A PDVSA részesedése e szerint 60% lett volna, a partnerek: a Chevron, a Qatar Petroleum, a Mitsubishi, a Mitsui és a Galp Energia (15%) lettek²⁰². 2010 elején az LNG-projekt újra kudarcba fulladt: az LNG-terminál megépítésére a 2010. január 15-i határidőig az előzetes megállapodás léte ellenére – s a PDVSA igen nagy bánatára – nem érkezett ajánlat.

Erre válaszul a társaság új partner után nézett. A PDVSA 2010 nyarán az algériai Sonatrachal fogott össze. Az ekkori tervek úgy szóltak, hogy a társaságok a jövőben offshore területen közösen fognak gázt termelni és Venezuela keleti részén LNG-terminált építeni. A megállapodás szerint a Sonatrach 10%-os részesedést szerezhet abban a közös vállalatban, mely integrálja a PDVSA-nak a venezuelai Mariscal Sucre projektből várható gázkitermelését (12,4 Gm³/év) egy onshore LNG-terminállal²⁰³. 2010 decemberében a projekt új érintettel bővült: fejlesztését a kínai CNOOC-re bízták²⁰⁴.

Venezuela földgáztermelése 2010-ben 71 milliárd köbméter volt, ebből 19,7 milliárd köbméter került a venezuelai piacra, a többit vagy visszasajtolták, vagy elfáklázták. Kitermelése minden bizonnyal a PDVSA olajmezőin folyt (jórészt olajkísérő gáz volt), erről pontos adatok nincsenek. A földgázipari folyamatok arra engednek következtetni, hogy külföldi olajtársaság venezuelai gázprojektet a vizsgált időszakban nem tudott beindítani. Potenciális gázmezők megkutatására és kitermelésére leginkább IOC-k (főleg a Chevron és a Repsol YPF) nyertek jogot.

²⁰² Petroleum Economist, Vol. 75., Iss. 10., 2008. október.

²⁰³ Petroleum Economist, Vol. 77., Iss. 9., 2010. szeptember.

²⁰⁴ China will pump US\$40 billion into Venezuela's Orinoco belt by 2016, 2010. december 3., <http://www.vheadline.com/readnews.asp?id=99293>, letöltés: 2010. december 30.

Némi változásként értékelhető, hogy a kutatási időszak végén NOC-k (Gazprom és a Petrobras) is kaptak kutatási jogot, tevékenységük azonban nem volt jelentős.

3.1 Értékelés

A PDVSA 2010. évi olajtermeléséről nincsenek megbízható adatok. Az OPEC adatai szerint Venezuela 2010-ben átlagosan napi 2,854 millió hordó olajat termelt. A nehézolajprojekteken a külföldi olajtársaságokra ekkor – a lecsökkentett tulajdonrészük miatt – csak körülbelül napi 150 ezer hordó kitermelés juthatott. Más források viszont ennél kevesebbre, napi mintegy 2,3-2,4 millió hordóra teszik a PDVSA éves termelését²⁰⁵. Pusztán az adatokból ezért nem bátorítunk messzemenő következtetéseket levonni.

A fenti vizsgálat azonban rávilágított, hogy a PDVSA vezetősége keresi a kapcsolatot az állami olajtársaságokkal. Míg a 2000-es évek elején a 32 kisebb projektben és a 4 nehézolajprojektben csak magánvállalatok voltak a venezuelai társaság partnerei, addig a 2000-es évek végére ez megváltozott.

A 2000-es évek végén kiosztott új, nagy nehézolajmezők főbb adatai a következők:

- 1) Carabobo-1: Repsol YPF 11%, Petronas 11%, ONGC 11%, Indian Oil és Oil India együtt 7%, PDVSA 60%, kitermelési cél: napi 400 000 hordó.
- 2) Carabobo-3: Chevron 34%, Inpex és Mitsubishi együtt 5%, Suelopetrol 1%, PDVSA 60%, kitermelési cél: napi 400 000 hordó,
- 3) Junin-6: Gazprom-Lukoil-TNK-BP-Rosnyeft 40%, PDVSA 60%, kitermelési cél: napi 450 000 hordó,
- 4) Junin-5: ENI 40%, PDVSA 60%, kitermelési cél: napi 240 000 hordó,
- 5) Junin-4: CNPC 40%, PDVSA 60%, kitermelési cél: napi 400 000 hordó,
- 6) Junin-1 és Junin-8: Sinopec-PDVSA (az arányok nem ismertek, feltehetően 40-60% mindkét blokkban), kitermelési cél: blokkonként napi 200 000 hordó.

²⁰⁵ Lásd például: Ramón Espinasa (2009): The performance of the Venezuelan oil sector 1997-2008: Official vs. international and estimated figures”, Center for Hemispheric Policy, University of Miami.

Ezek alapján látható, hogy a korábbiaktól eltérően a nehézolajprojekteket a PDVSA nagyrészt állami olajtársaságokkal tervezi megvalósítani. A 2000-es évek elején az ilyen projekteket kizárólag nemzetközi olajtársaságok (IOC-k) hozták létre a PDVSA 30-50,1%-os részesedésével. A PDVSA-NOC kapcsolatok a 2000. év elején alig-alig léteztek (azok is inkább csak Latin-Amerikában), 2010-re a PDVSA NOC-kapcsolatai sokrétűek lettek. Azt, hogy a társaság szívesen dolgozik együtt NOC-kkel, nem csak a fenti tények, hanem a társaság vezetői és a venezuelai politikai vezetés is megerősítette. A vizsgált időszak nagy projektjeiben egyre nagyobb részesedést kaptak az NOC-k, s egyre kisebbet az IOC-k.

A venezuelai társaság földgázipari együttműködései sem kutatási időszakunk elején, sem végén nem voltak jelentősek. A földgáztermelés leginkább olajmezőkön folyt, ezért a kitermelt gáz inkább az olajipari együttműködések témakörébe tartozik. A 2000-2010-es időszakban független gázmezők megkutatására is sor került: erre leginkább nemzetközi olajtársaságok kaptak jogot. A kutatási időszak második felében ilyen jogosultságot állami olajtársaságok is szereztek. Mindazonáltal elmondható, hogy a külföldi társaságok venezuelai gáztermelése nem számottevő. A PDVSA gázipari együttműködései így továbbra is elhanyagolható mértékűek.

4. Petrobras

A brazil állami olajtársaságot, a Petrobrast 1953-ban alapították. A társaság az évtizedek során Brazíliában és külföldön is olaj- és gázkutatási és kitermelési jogokat szerzett, finomítókat azonban csak Brazíliában építtetett. A Petrobras Brazíliában 45 éven át mindennemű olajipari tevékenységre monopoljogot élvezett. Ezt a jogot egy új szénhidrogén-ipari törvény 1997. augusztus 6-i aláírása szüntette meg. A törvény életbe lépésével az olajipari jogok kiosztásának ellenőrzése a társaságról az állami olajügynökségre (National Petroleum Agency, brazil rövidítéssel ANP) szállt²⁰⁶. Az ügynökség meg is kezdte munkáját: 1999. márciusban Londonban és Houstonban olajtársaságok képviselőinek mutatta be a brazil olajiparban rejlő lehetőségeket, s az ország első olajmezőtenderén árverezésre kínált mezőket²⁰⁷.

A piacnyitást követően a külföldi társaságok beáramlása megindult. A vállalatok legtöbbször a Petrobrasszal közös projektekben kívánták a brazil társaság helyi geológiai ismereteit, valamint mélytengeri tapasztalatait a maguk hasznára fordítani²⁰⁸. A brazil társaság fennállásának első közös, brazil területre vonatkozó kutatás-termelési (E&P) szerződését 1998 októberében egy az argentin YPF olajtársaság által vezetett konzorciummal (tagjai voltak még az egyesült államokbeli Santa Fe Energy Resources, Norbay és a Wiser Oil) írta alá. Novemberben ezt egy másik hasonló szerződés követte, ebben a Petrobras (40%) partnerei az egyesült államokbeli Coastal (40%), az Unocal (10%) és az Ipiranga (10%) voltak²⁰⁹.

Az első olajmezőtender rossz időzítése miatt a felkínált mezők felére nem érkezett ajánlat. Ezt követően azonban, a brazil piac megnyugvását követően a

²⁰⁶ Jason Ambroso – Adam Vaskas: Bidding for self-sufficiency, in *Petroleum Economist*, 1999. szeptember, p.45., London.

²⁰⁷ Brail: ANP rolls out the welcome mat, in *Petroleum Economist*, 1999. március, p. 36., London.

²⁰⁸ A Petrobras már ekkor is (sőt, ekkor már 20 éve) a mélytengeri olajkutatás és -kitermelés világrekordere volt. Lásd erről részletesen: John Kolodziejski: Leaders in technology and depth, in *Petroleum Economist*, 1998. szeptember, p. 18., London, vagy itt: Alexandre Lugtenburg de Garcia: Brazil's new super-giant provides investor opportunities, in *Petroleum Economist*, 1999. április, pp. 5-10., London.

²⁰⁹ Brazil: Foreigners get busy, in *Petroleum Economist*, 1998. december, p. 38., London.

külföldi társaságok valósággal elárasztották a dél-amerikai országot: a Shell ekkor kötötte első igazán jelentős brazil olajkutatási szerződését. A projektben a Shell, a Petrobras, az Exxon és a Mobil vett részt. A Mobil számos más projektben vállalt részesedést, de hasonlóak mondhatóak el az Exxonról, a Texacoról, a Chevronról, a Coastalról, az Unocalról, számos kisebb japán és egyéb más társaságokról is. 1999-ben a Petrobras kb. 30 ilyen közös projekt létrehozására írt alá szerződést²¹⁰.

A piacnyitás 2000-re alapvetően változtatta meg a Petrobras piaci helyzetét. A korábbi monopolpozícióval rendelkező vállalat hirtelen versenykörnyezetben találta magát, s új vezetőt is kapott, igaz, az állami dominancia megmaradt: a szavazati jogok körülbelül 85%-a az állam tulajdonában volt²¹¹. A társaságot átszervezték, az új vezetőség új stratégiai célokat tűzött ki a társaság elé: (1) szénhidrogénkészletek növelése, (2) az olajtermelés és az olajtermékek értékesítésének növelése, (3) a kitermelt földgáz számára új piacok létrehozása, (4) a kockázatok csökkentése, a tőkeköltségek csökkentése és a növekedés biztosítása érdekében a külföldi tevékenységek bővítése²¹². A vezérigazgató 2005-re a vállalatot mind upstream, mind downstream tevékenységében olyan regionális főszereplőnek szeretne volna látni, amely nem tör globális babérokra. Tervei szerint az upstream tevékenységekben az Atlanti-medencére koncentrálnak, ezen belül leginkább a mélytengeri kutatásra és kitermelésre²¹³.

A vállalat 2000. évi kitermelési adatairól pontos, a vállalat által közzétett adatok állnak rendelkezésre. A brazil társaság 2000. januárban napi 1,307 millió hordó olajat és csapadékot termelt, ebből Brazíliában napi 1,249 millió hordót, a többit, a teljes termelés 4,4%-át külföldön²¹⁴. A vállalat fent vázolt történelméből kiderült, hogy a brazil kitermelés teljes egészében önálló termelés volt, az 1990-es

²¹⁰ Derek Brower: Majors lead charge into Brazil, in *Petroleum Economist*, 1999. szeptember, p. 44., London.

²¹¹ Maria Kielmas: Privatisation boosts confidence as investors eye Petrobras, in *Petroleum Economist*, 1999. június, pp. 88-91., London.

²¹² David Townsend: the objectives of change are ambitious, but clear, in *Petroleum Economist*, 2000. február, p. 3., London.

²¹³ David Townsend: Ringing the changes, in *Petroleum Economist*, 2000. február, pp. 5-8., London.

²¹⁴ Forrás: a vállalat honlapja:

http://www.petrobras.com.br/ri/Show.aspx?id_materia=Kh+X9vb4AbnlWJYpldv5qw== . Letöltés: 2011. szeptember 23.

évek végén kötött együttműködések ugyanis kutatási és kitermelési szerződések voltak, melyek a kutatási időszakkal kezdődtek. Közös kitermelés ezért ekkor még nem volt. A vállalat gáztermelése 2000 januárjában napi 36,8 millió köbméter volt (251 ezer hordó olajegyenérték), ebből napi 33,2 milliót Brazíliában, szintén önálló tevékenység keretei között hozott felszínre. A külföldi gáztermelés napi 3,562 millió köbméter volt, ez napi 24,3 ezer hordó olajegyenértéknek felelt meg. A vállalat 2000 januárjában összesen napi 1,558 millió hordó olajegyenértéknyi szénhidrogént termelt.

A vállalat külföldi projektjeiről a külföldi kitermelés mértékén kívül a vállalat honlapján nincsenek információk. A vállalat korabeli stratégiai jelentéséből azonban ismert, hogy a Petrobras Nyugat-Afrikában (Nigériában, Egyenlítői-Guineában), Kazahsztánban, a Mexikói-öbölben és Bolíviában is rendelkezett upstream tevékenységgel. Nem ismert, hogy ezeket önállóan, vagy más társaságokkal együttműködve fejtette-e ki. A vállalatvezetői megnyilatkozásokból az is kiderült, hogy a földrajzi kockázatok csökkentése érdekében a vállalat külföldi tevékenységeit bővíteni kívánta²¹⁵.

A Petrobras piacnyitás utáni tevékenysége (ld. fent) alapján megállapítható, hogy a kutatási időszak elején a vállalat külföldi magántársaságokkal számos brazil együttműködési projektbe kezdett. Az egyelten olyan projekt, amelyben partnere állami olajtársaság lett, az argentin YPF-fel kötött, ám ebben is részt vettek más külföldi magántársaságok. A vállalat vezetői többször kifejtették, hogy tevékenységeiket más vállalatokkal közös társaságokban kívánják kifejteni²¹⁶.

A 2000-es évek elején a társaság folytatta brazil együttműködéseinek kiterjesztését. A 2000. júniusi, második brazil olajtenderen a felkínált 23 blokkból 8-at elnyert (köztük a két legnagyobbat), ebből 6-ot más társaságokkal alakított konzorciumban. Partnerei a Chevron, a BG, a Shell, a Petroleos de Portugal, az

²¹⁵ David Townsend: Ringing the changes, in *Petroleum Economist*, 2000. február, pp. 5-8., London, valamint Joshua Dylan Mellars: Petrobras looks at Brazil and beyond, in *Petroleum Economist*, 2000. december, pp. 22-25., London.

²¹⁶ David Townsend: Ringing the changes, in *Petroleum Economist*, 2000. február, pp. 5-8., London.

YPF és az Amerada Hess voltak. Az elnyert nyolc blokkból hétben a Petrobras operátori jogokkal rendelkezett²¹⁷.

A Petrobras nemzetközi tevékenysége nem csak olajmezőtendereken való részvétellel, hanem felvásárlással is bővült. A brazil társaság 2002 augusztusában felvásárlási ajánlatot tett Latin-Amerika legnagyobb független (nem állami) olaj- és gázkitermeléssel, szállítással, finomítással, petrokémiai tevékenységekkel, áramtermeléssel, -elosztással és -szállítással foglalkozó vállalatának, a Perez Companc társaság részvényeinek 58,6%-ára. A sikeres felvásárlás 1 milliárd hordóval bővítette a Petrobras készleteit, s az akkori napi 60-70 ezer hordóról 181 ezer hordó olajegyenértékkel (olaj és gáz) növelte külföldi olajtermelését. A Petrobras ezzel a 2005-re kitűzött napi 300 ezer hordós külföldi olajtermelési céljának három negyedét elérte²¹⁸.

A külföldi olajtársaságok sikerei azonban váratnak magukra. Az általuk működtetett projektek nem eredményeztek kereskedelmi mennyiségű és jövedelmező módon kitermelhető olaj- vagy gáztalálatot. Az 1998 és 2002 között mélyített 214 kutatófúrásból mindössze 9 fúrás eredményezett jövedelmezően kitermelhető készletet. Ez a 4,4%-os ráta messze elmaradt az olajtársaságok által várt 30% körüli értéktől. A kudarc oka azonban több esetben az volt, hogy a társaságok a vártnál jóval rosszabb minőségű, nehezebb olajat találtak: ilyen volt a Shell által feltárt BC-6 blokk (Shell 40%, operátor; Petrobras 40%; ChevronTexaco 20%), melyben a becsült olajvagyon (oil in place) 300-500 millió hordó volt. Az egyetlen jelentős, kitermelhető készletet a Petrobras találta (Jubarte mező, 40 API-fokos olaj) 2001-ben²¹⁹. 2003-ban a külföldi társaságok közül mindössze a Repsol YPF (Carauna mező) és a Shell (Bijupira és Salema mezők) folytatott némi olajtermelést Braziliában, mindketten a Petrobrasszal közös projektben tették ezt²²⁰.

²¹⁷ Tom McBride: Petrobras plays strong home game in licensing round, in *Petroleum Economist*, 2000. augusztus, p. 29., London.

²¹⁸ Argentina/Brazil: Petrobras bids for Perez Companc stake, in *Petroleum Economist*, 2002. augusztus, pp. 36-37., London.

²¹⁹ Brazil, in *Petroleum Economist*, 2003. június, p. 36., London.

²²⁰ Nigel Ash: Pushing the boundaries, in *Petroleum Economist*, 2003. október, pp. 12-14., London.

A kutatási sikertelenségek, a növekvő adóteher és egyéb kötelezettségek miatt a külföldi társaságok egyre kevesebb érdeklődést mutattak a brazil projektek iránt. A 2003-ban tartott ötödik olajmezőtenderen a 908 felkínált (kis) blokkból mindössze 101 kelt el, ebből a Petrobras 88-at nyert el. A 2004. évi hatodik tenderen a meghirdetett 913 blokkból mindössze 154-re érkezett ajánlat²²¹. A brazil társaság optimizmusának volt oka: a társaság egyedül 2003-ban 6,6 milliárd hordó olajegyenérték mennyiségű szénhidrogént (oil and gas in place) talált, ebből kb. 1 milliárd hordó kitermelhető készletre, köztük (Golfoeiro mező) 450 millió hordó 40 API-fokos könnyűolajra tett szert²²².

2004-re a Petrobras nemzetközi tevékenysége is bővült, ám ez kevésbé a számokban mutatkozott meg. Noha a társaság külföldi termelése (olaj, csapadékok és földgáz együttesen) 2000-ben még csak kb. napi 80 ezer hordó olajegyenérték volt, s ez 2004-re 270 ezer olajegyenértékre nőtt, a növekedés legnagyobb része az argentin Perez Companc felvásárlásának volt köszönhető. A számokon túlmutat néhány újfajta együttműködés:

- Nestor Cervero, a társaság nemzetközi igazgatója 2004 márciusában az iráni állami olajtársasággal, a NIOC-cal offshore kutatási szerződést kötött,
- a brazil társaság Pekingben irodát nyitott, a kínai Sinopeckel globális kutatási és termelési (E&P) együttműködésre lépett, a szintén kínai CNOOC-vel pedig kínai offshore mezők közös kutatásáról és kitermeléséről folytat tárgyalásokat,
- a Petrobras Kolumbiában és Peruban offshore kutatást folytat²²³,
- a társaság Uruguay, Chile és Paraguay kivételével az összes dél-amerikai országban folytat tevékenységet, a fenti három országban pedig szintén beruházásokat tervez²²⁴,

²²¹ Robert Olson: Petrobras looks to gas, in *Petroleum Economist*, 2005. július, London.

²²² Tom Nicholls: 2003: a very good year, in *Petroleum Economist*, 2004. július, London.

²²³ Robert Olson: Populism redux, in *Petroleum Economist*, 2004. december, London.

²²⁴ Tom Nicholls: 2003: a very good year, in *Petroleum Economist*, 2004. július, London.

- a korábbi nigériai beruházások beérése, az Agbami és az Akpo mezők termelésének kezdete 2007-re volt várható. A Petrobras 2008-2009-re ezekből a projektekből napi 100 ezer hordó olajtermelésre számított.
- A brazil társaság Líbia állami olajtársaságával írt alá olajipari szerződéseket²²⁵.

A Petrobras nemzetközi terjeszkedése 2006-ban sem hagyott alább. A társaság Tanzániában folytatott kutatásokat, Angolában pedig 4 blokkban szerzett részesedést, ezek közül háromban operátori jogokra tett szert:

- Blokk 6: Petrobras (40%, operátor), Sonangol (20%), Interoil (20%), Falcon (10%), Initial (10%),
- Blokk 15: ENI (35%, operátor), Sonangol-Sinopec (20%), Sonangol (15%), Total (15%), Falcon (5%), Petrobras (5%), Statoil (5%),
- Blokk 18: Petrobras (30%, operátor), Sinopec (40%), Sonangol (20%), Falcon (5%), Gema (5%),
- Blokk 26: Petrobras (80%, operátor), Sonangol (20%)²²⁶.

A 6-os blokkban az állami olajtársaságok részesedése összesen 60%, a 15-ösben 40%, a 18-asban 90%, a 26-osban 100%²²⁷. A társaság külföldi terjeszkedése azonban inkább kutatás-termelési projektek megkezdését jelentette, a külföldi termelés egyelőre nem bővült.

Annál inkább nőtt azonban a társaság hazai, brazil termelése. A Petrobras sorra döntötte meg brazil olajtermelési rekordjait. 2006 áprilisában a társaság brazil olaj- és csapadéktermelése napi 1,795 millió hordóra növekedett²²⁸, s jövőbeli kilátásai is kedvezőek voltak. Ennek alapja az önállóan fejlesztett Jubarte, az Albacore Leste, a Golfinho mezők, a Sergipe-Alagoas medence és az Espirito Santo térségben talált két jelentős olajmező volt. E mezőkre alapozva állította a

²²⁵ Tom Nicholls: NOCs 1 – IOCs 0, in Petroleum Economist, 2005. április, London.

²²⁶ Angola: Big prizes for ENI, Total and Petrobras, in Petroleum Economist, 2006. július, p. 35., London.

²²⁷ Az Interoil norvég, az Initial angolai, az ENI olasz, a Falcon amerikai, a Total francia magántársaságok. A Sonangol az angolai állami olajtársaság.

²²⁸ Forrás: a vállalat honlapja:

http://www.petrobras.com.br/ri/Show.aspx?id_materia=Kh+X9vb4AbnlWJYpldv5qw== . Letöltés: 2011. szeptember 23.

társaság vezérigazgatója Jose Gabrieli 2006-ban, hogy 2010-re a vállalat termelése napi 2,3 millió hordóra nő, s a világpiacon napi 400 ezer hordó nettó exporttal fog megjelenni²²⁹. A jövőbeli reményeket fokozta, hogy a társaság a brazil partok mentén 2006-ban kezdte meg a vastag (mélytengeri) sósóréteg alatti (pre-salt/sub-salt) kőzetek megkutatását²³⁰, s egy a Santos-medencében mélyített, 7000 méternél is mélyebb fúrás olajtálalata igen komoly perspektívákat sejtetett²³¹. A mezőben (BM-S-11) az operátori feladatokat a Petrobras látta el (65%), partnerei a BG (25%) és a portugál Petrogal (később Galp Energia, 10%) voltak.

A Petrobras sikerei mellett messze eltörpültek a Brazíliában tevékenykedő külföldi társaságok sikerei. Miközben a Petrobras termelése 2000 januárja és 2007 júniusa között napi 1,25 millió hordóról 1,83 millió hordóra nőtt²³², addig az 1998. évi piacnyitás után beáramló külföldi olajtársaságok 2007-re nem tudtak jelentős termelést felmutatni, a Petrobras hozta felszínre a brazil olaj 95%-át. A Shell volt az egyetlen olyan társaság, mely jelentős méretű olajmező termeléséért volt felelős: a Salema mezőről napi 40 ezer hordó olajra tett szert. További készülő projექtekkel a Shell, a Chevron (Petrobrasszal közösen), a Hydro, az El Paso, a dél-koreai SK és a Devon rendelkezett. Ezek tervezett indulása viszont a Devon-SK projekt kivételével (60-40%, napi 50 ezer hordó termelés) csak 2009-2010-re volt várható²³³.

A külföldi társaságok számára újabb reménysugarat jelentett, hogy a Petrobras 2007-ben a (BG-vel és Galp Energiával közösen birtokolt) BM-S-11 blokkban (Santos-medence) óriási olajtálalatot ért el: a blokkban felfedezett Tupi mezőn kitermelhető olajmennyiséget a felek 5-8 milliárd hordóra tették²³⁴, sőt az olaj minősége (28°API-os) is jobb volt a brazil átlagnál. A pre-salt formációkba

²²⁹ Robert Cauclanis: Home advantage, in *Petroleum Economist*, 2006. július, p. 16., London.

²³⁰ A kitermelés addig ugyanis szintén a tenger (óceán) alatt, de leginkább a helyenként akár 2 kilométer vastag sósóréteg felett elhelyezkedő kőzetekből származott.

²³¹ Robert Cauclanis: Brazil's sub-salt holds promise, in *Petroleum Economist*, 2006. október, pp. 18-20., London.

²³² A társaság által közzétett adatok:

http://www.petrobras.com.br/ri/Show.aspx?id_materia=Kh+X9vb4AbnlWJYpldv5qw== . Letöltés: 2011. szeptember 23.

²³³ Robert Cauclanis: A positive picture, in *Petroleum Economist*, 2007. július, London.

²³⁴ Brazília kitermelhető olajkészletei ekkor 14 milliárd hordóra rúgtak.

vetett hitet tovább növelte, hogy a Petrobras ugyanebben az évben a Pirambu mezőn és a Caxareu mező közelében (Campos-medence) is olajtalálatot ért el²³⁵.

A sórég alatti olajtalálatok és a kiváló perspektíva láttán a Petrobras tőkekiadásainak eloszlása egyre inkább eltolódott a brazil befektetések felé. A 2008-2012-es üzleti terv azt irányozta elő, hogy a társaság a 112,4 milliárd dolláros capex 87%-át Braziliában költi el²³⁶. Az óriási olajtalálatok a hatóságok figyelmét sem kerülték el: egyre inkább felvetődött az olajügyi fiskális rendszer átalakításának gondolata. Sőt, a Tupi mezőn elért találatot követően az olajtenderekért felelős ANP a következő meghirdetésre szánt blokkokból azonnal törölt 41 olyan mezőt, melyek a Tupihoz hasonló geológiai adottságokkal rendelkeztek²³⁷.

A hatalmas Tupi olajtalálatot 2008-ban egy valamivel kisebb, de szintén óriásinak minősíthető találat, a 3-4 milliárd hordó kitermelhető könnyűolajkészlettel rendelkező Iara követte. A mező a Tupihoz hasonlóan a BM-S-11-es blokkban található, a találat ezért a Petrobras (65%), a BG (25%) és a Galp Energia (10%) készleteit (és részvényárfolyamait) növelte²³⁸. A fenti két találatot 2008-2009 folyamán újabb sikerek követték. A Santos medencében talált Carioca, Guara, Jubarte, Jupiter, Parati, Bem-te-vi és a Caramba mezők közül a Guara (Petrobras: operátor, 45%, BG: 30%, Repsol: 25%) és a Jubarte kitermelhető készleteit a társaság 1,1-2 milliárd hordóra becsülte²³⁹. A Petrobras önbizalmát tovább növelte, hogy a Santos medencében mélyített 11 fúrásából mindegyikkel olajtalálatot ért el. A Guarani mezőben operátori jogokkal rendelkező ExxonMobil által végzett kutatófúrás (sub-salt) azonban száraz maradt²⁴⁰.

A társaság sikereivel párhuzamosan elkészült a brazil olajügyi fiskális rendszer alapos átalakítását célzó törvénycsomag is. A kormánynak viszont

²³⁵ Tom Nicholls: The Tupi of the iceberg, in *Petroleum Economist*, 2007. december, London.

²³⁶ A vállalat üzleti tervére hivatkozik: Petrobras increases spending plans, in *Petroleum Economist*, 2007. szeptember, London.

²³⁷ Tom Nicholls: The Tupi of the iceberg, in *Petroleum Economist*, 2007. december, London.

²³⁸ Robert Cauclanis: Brazil: Increased state control could deter investment, in *Petroleum Economist*, 2008. október, p. 17., London.

²³⁹ Tom Nicholls: Pre-salt laws put Petrobras centre stage, in *Petroleum Economist*, 2009. október, London.

²⁴⁰ Made in Brazil, in *Petroleum Economist*, 2009. október, London.

sikerült elkerülni azt a csábító lehetőséget, hogy a már szerződésben rögzített kutatási és kitermelési jogokról szóló megállapodásokat újratárgyaltassa. A 2009-ben beterjesztett és 2010-ben elfogadott törvénycsomag értelmében a törvény életbe lépését követően kiosztott pre-salt mezőkön és további stratégiai mezőkön az ország megszüntette a koncessziós rendszert, s a termelésmegosztási szerződéses rendszerre tért át. Az olajtendereken az a társaság nyeri el a mezők kutatási és termelési jogát, amelyik a legnagyobb részesedést ajánlja az államnak.

A Petrobras továbbá számos pre-salt mező teljes tulajdonjogát megkapja (5 milliárd hordó kitermelhető készlettel), s a Brazíliában a törvény életbe lépését követően kiosztott összes pre-salt mezőn legalább 30%-os tulajdonjogot kap és az operátori jogokat is gyakorolja. A kapott 5 milliárd hordónyi kitermelhető készletért cserébe az állam tulajdonjoga a 2009-es 38%-ról esetlegesen 50% fölé nő²⁴¹.

A kutatási és termelési jogokat korábban elnyerő társaságok (ExxonMobil, Hess, Shell, Galp Energia, Partex) a korábban kialakult feltételek szerint folytathatják tevékenységüket. 2010-ig a brazil pre-salt mezők kb. 30%-át osztották ki, s feltételezhető volt, hogy a fennmaradó több ezer négyzetkilométernyi mezőből a legjobbakat az állam a Petrobrasnak ajánlja fel²⁴².

A törvénymódosításokat követően a Petrobras kutatásai azt sejtették, hogy a Santos és Campos medencék geológiai formációihoz hasonló formációk az említett medencéktől észak-keletre is találhatóak. Úgy vélték, hogy a medencék kiterjedése nagyobb, mint korábban feltételezték. Az ez irányú kutatófúrások során talált a Petrobras két újabb óriásmezőt, a Francot és a Librát. Az ANP 100%-os tulajdonában lévő Franco mező kitermelhető készleteit 3-4 milliárd hordóra, a Librát ennél is nagyobbra becsülték. Még tovább észak-keletre, a Sergipe-Alagoas medencében (BM-SEAL-100 blokk) a Petrobras kutatófúrása újabb jelentős szénhidrogénkészletet talált. Az addig a Petrobras 100%-os tulajdonában álló

²⁴¹ ibid. valamint New laws place Brazil's oil and gas firmly under state control, in *Petroleum Economist*, 2010. július, London.

²⁴² Petrobras targeting supermajor status, in *Petroleum Economist*, 2010. március, London.

medence egyes blokkjaiba a kutatási kockázatok csökkentése érdekében meghívták a kínai Sinopec társaságot is²⁴³.

Nyilvánvaló volt, hogy a 2007-től kezdve sorra felfedezett mélytengeri mezők üzembe állítása és kitermelése időigényes és óriási költségekkel jár, ezért a Petrobras nem hanyagolta és az ún. post-salt mezők (sóréteg feletti tengeri mezők) termelésbe állítását sem. A társaság folyamatosan frissülő 5 éves üzleti terve ezt jelezte is. A 2010-14-es üzleti terv capex előirányzata 224 milliárd dollár elköltésével számolt, ebből 108 milliárd dollárt a brazil upstream tevékenységekre kívántak elkölteni. A pre-salt találatok költségeinek fedezésére 33 milliárd dollárt irányoztak elő, a hagyományos (nem pre-salt) projektekre pedig 75,2 milliárd dollárt szánt a társaság. A várt termelés is figyelembe vette a pre-salt formációk üzembe állításának időigényét. A 2011-14-es időszakban a hagyományos olajmezőkből napi 1 millió hordó termelésnövekedésre számítottak, míg a pre-salt formációk termelését a társaság 2020-ra is napi 1,1 millió hordó alá várta²⁴⁴.

A 2010-14-es üzleti tervben a Petrobras a külföldi upstream projektekre 11,5 milliárd dollárt szánt, s az egy évvel korábbi üzleti tervhez képest ez az érték csökkenést jelentett.

4.1 Értékelés

A Petrobras 2010. évi átlagos olaj- és csapadéktermelése Brazíliában napi 2 millió hordó volt. Arról nem találtunk információt, hogy a Brazíliában működő külföldi olajtársaságok mekkora termelést folytattak, ezért a BP statisztikai kiadványához fordultunk²⁴⁵. E szerint Brazília olaj- és csapadéktermelése 2010-ben átlagosan napi 2,137 millió hordó volt. Ez azt jelenti, hogy a brazil olajtermelést 2010-ben is a Petrobras dominálta, a külföldi olajtársaságok csak alig tudták kiaknázni a 2000-es évek elején szerzett kitermelési jogait. Részletes információink arról sincsenek, hogy a Petrobras brazil termeléséből mekkora

²⁴³ New laws place Brazil's oil and gas firmly under state control, in *Petroleum Economist*, 2010. július, London.

²⁴⁴ Robert Olson: Brazil tightens its grip on Petrobras, in *Petroleum Economist*, 2010. október, London.

²⁴⁵ BP: BP Statistical review of world energy 2011, 2011, London.

részt termelt vegyesvállalati formában. Az azonban a fenti elemzésből látható, hogy a tengeri fúrások leginkább olyan mezőkön érték el kereskedelmi mennyiségű találatot, ahol a Petrobras volt az operátor²⁴⁶. Ez azt jelenti, hogy a társaság technológiai képességei és szakértelme nem tette szükségessé, hogy olajprojektjeibe feltétlenül bevonjon külföldi társaságokat. Ha külföldi társaságok részt is vettek ilyen együttműködésben, akkor részesedésük igen alacsony volt. Erre az utal, hogy a brazil termelés nagy része a Petrobrasra jutott.

A brazil olajtársaság teljes szénhidrogén-termelése (bel- és külföldön, kőolaj, csapadék és földgáz együttesen) 2010-ben napi 2,58 millió hordó olajegyenérték volt.

A társaság külföldi olajtermelése napi 151 ezer hordó, külföldi gáztermelése napi 99 ezer hordó olajegyenérték volt. A vállalat teljes külföldi szénhidrogén-termelése 2010-ben napi 250 ezer hordó olajegyenérték volt. Mivel a külföldi együttműködésekről nincsenek pontos adatok, nem dönthető el, ebből mekkora rész kitermelése milyen olajtársaságokkal közösen valósult meg. Mindössze a társaság külföldi projektjeinek gyakorlata alapján feltételezzük (!), hogy ezt a termelést a vállalat más társaságokkal közösen valósította meg. Nem tudni azonban, hogy partnerei állami vagy magántársaságok voltak. Az angolai projektek részesedései, az iráni, a líbiai, a venezuelai, általában latin-amerikai²⁴⁷ és kínai kapcsolatait azt jelzik, hogy partnerei gyakran állami olajtársaságok voltak. A Petrobras külföldi projektjei a 2007-es időszak után háttérbe szorultak, nem meglepő, hogy a külföldi kitermelések előrehaladása nem számottevő, így a külföldi együttműködések intenzitását is alacsonynak tekintjük.

A Petrobras jövőben várható termelésnövekedésének jó része a fentiek alapján leginkább Brazíliában fog megvalósulni. A brazil termelést növelő projektek két részre bonthatók, az egyik a hagyományos tengeri projektek (post-salt), a másik a pre-salt mezők termelésbe állítása. A hagyományos tengeri mezők

²⁴⁶ A Petrobras braziliai olajtermelésének 90%-a tengeri mezőkről származik. Lásd a vállalat által közzétett adatokat: http://www.petrobras.com.br/ri/Show.aspx?id_materia=Kh+X9vb4AbnlWJYpldv5qw== . Letöltés: 2011. szeptember 23.

²⁴⁷ A latin-amerikai olajtársaságok legtöbbje állami olajtársaság.

termelése jórészt a társaság önálló tevékenységéből fog származni és/vagy olyan projektekből, amelyben a társaság operátori jogokkal rendelkezik. Erre az alábbiak engednek következtetni:

- a hagyományos tengeri projektek kutatási és kitermelési jogait a társaság az első olajmezőtenderekben szerezte meg. E tenderek domináns szereplője a Petrobras volt, ezt néhány olajtenderen elért sikereivel alá is támasztottuk,
- a legtöbb olyan mezőn, amelyre a Petrobras konzorciumban pályázott és nyert, operátori jogokat is szerzett. Ebből nagy valószínűséggel feltételezhető, hogy a projektekben birtokolt részesedése jelentős,
- a tengeri fúrásokban (post-salt) a külföldi olajtársaságok operátorként csak ritkán találtak jövedelmezően kitermelhető szénhidrogénkészletet. Ezt a 2010-re elért termelésük alacsony szintje is bizonyítja.

A pre-salt mezők várható termelésnövekedése szintén jórészt vagy a Petrobras önálló tevékenységéből, vagy olyan külföldi olajtársaságokkal folytatott együttműködésből fog származni, amelyben a Petrobras az operátor. Ezt a következők támasztják alá:

- a Petrobras az államtól olyan projekteket kap (5 milliárd hordó kitermelhető készlet), amelyekben 100%-os tulajdonjogot élvez,
- a már kiosztott és olajtalálatot elérő projektekben a Petrobras operátor és számottevő részesedéssel rendelkezik (lásd Tupi és Iara),
- a tengeri fúrásokban (pre-salt) a külföldi olajtársaságok operátorként alig találtak jövedelmezően kitermelhető szénhidrogénkészletet.

Mindebből arra következtetünk, hogy a Petrobras jövőbeli kitermelésében a vállalati együttműködések szerepe továbbra sem lesz meghatározó. Ez a társaság 2000. évi tevékenységéhez képest nem jelent változást. A 2000. évi együttműködéseihez képest sem az állami, sem a magántársaságok előretörése nem figyelhető meg. A Petrobras képes önállóan, külföldi társaságok segítségével nélkül működni. Upstream vállalati együttműködésre mindössze a kutatási kockázatok megosztása ösztönzi.

VI. A vizsgált vállalatok downstream együttműködései

1. National Iranian Oil Company

A downstream szektor az upstream szektornál sokkal lassabban változó szektor. Egy finomító akár 100 évig is képes működni. Kutatási időszakunk elején az Iránban működő finomítók tulajdonosa a NIOC leányvállalata, a National Iranian Oil Refining and Distribution Company, a NIORDC, finomítói kapacitása napi 1,474 millió hordó volt²⁴⁸.

Kutatási időszakunk elején az iráni NIOC számos társasággal folytatott együttműködést. 2002-ben a kínai Dalian és dél-koreai Hyundai társaságoktól 750 millió dollár értékben vásárolt öt, egyenként 300 ezer tonna kapacitású olajszállító hajót, ezzel megduplázta szállítási kapacitását²⁴⁹. 95-ös oktánszámú benzinimportjának jó részét az indiai Reliancetől szerezte be. 2002-ben a NIOC GTL-technológia beszerzéséről tárgyalt a norvég Statoillal és a dél-afrikai Mossgasszal²⁵⁰. 2003-ban a dél-afrikai Sasol és a Shell is GTL-projekt megvalósíthatóságáról tárgyalt a NIOC petrokémiai leányvállalatával, a projektek végül nem valósultak meg²⁵¹.

Az iráni finomítói kapacitások alacsony léte ellenére a NIOC külföldön is tárgyalt finomító építéséről: Indonéziában az indonéz Pertamina-val közösen Jáva keleti részére terveztek egy 1 milliárd dollárból megépítendő, 150 ezer hordó feldolgozó kapacitású finomítót²⁵². A 2006-ban erről aláírt szándéknyilatkozat már egy napi 300 ezer hordós és 5 milliárd dolláros beruházásról szólt, a termelés kezdetét 2010-re várták²⁵³. A megállapodás szerint a finomító kapacitásának harmada iráni olajat dolgoz majd fel. 2008-ban a felek (a Pertamina, a NIOC és egy meg nem nevezett malajziai társaság) már 150 ezer hordó iráni és 150 ezer hordó líbiai olaj fogadásával és feldolgozásával számolt.

²⁴⁸ OPEC Annual Statistical Bulletin 2003, 2003., p. 17. Bécs.

²⁴⁹ Petroleum Economist, 2002. február, London.

²⁵⁰ Petroleum Economist, 2002. május, London.

²⁵¹ Petroleum Economist, 2003. május, London.

²⁵² Petroleum Economist, 2004. február, London.

²⁵³ Petroleum Economist, 2006. június, London.

A NIOC másik ilyen külföldi finomítóépítési aktivitása Szíriához és állami olajtársaságokhoz kapcsolódik. 2008-ban a venezuelai PDVSA (33%), a malajziai Al-Bukhari Group (26%) és a NIOC (26%) egy szíriai, Homs melletti, napi 140 ezer hordó kapacitású finomító építéséről írt alá megállapodást a szíriai olajtársasággal²⁵⁴. 2009 elején a NIOC újabb külföldi finomító kapacitásbővítéséhez „állt közel”. A Sri Lanka-i Sapugaskanda finomító napi 100 ezer hordós kapacitása szerepelt a tervek közt. A Ceylon Petroleum által működtetett üzem bővítéséhez Irán tervezett 1 milliárd dollár kölcsönt nyújtani, a fennmaradó 500 millió dollárt a Sri Lanka-i kormány állta volna²⁵⁵. Sri Lanka kőolajimportjának 100%-át Irán fedezi, feltehetőleg a pótlólagos kapacitást is iráni olaj fogadására tervezték. Az indonéz, szíriai és Sri Lanka-i finomítók építésének előrehaladásáról nem tudunk.

Iránban építeni tervezett finomítókról is tudunk: 2007-ben a NIOC az olasz Saipemmel (az ENI leányvállalata) tárgyalt egy napi 360 ezer hordó kapacitású finomító építéséről Bandar Abbasban. A finomító építésére kiírt tendert korábban egy kínai konzorcium nyerte, de az árakról nem sikerült a NIOC-cal egyezsége jutnia²⁵⁶. 2010 januárjában kiderült, a finomítót mégiscsak egy kínai konzorcium építi (építteti), sőt a kínai Sinopec további 6,2 millárd dollárnak az iráni finomítói szektorba történő befektetéséről írt alá megállapodást az iráni NIORDC társasággal (NIOC leányvállalat)²⁵⁷.

A downstream szektorba soroljuk még az LNG-szektor is, ez ugyanis a légnemű földgáz feldolgozását és szállítását foglalja magába. Az iráni LNG-tervek a 2000-es évek elejére datálódnak. A NIOC ekkoriban kezdte kiosztani a világ legnagyobb gázmezőjének, a South Pars gázmező kitermelési jogait. Az LNG-tervek erre a mezőre épültek. A NIOC által önállóan megépíteni tervezett NIOC LNG-tervek megjelenését követően, 2000 novemberében Irán már a második LNG-üzem építéséről tárgyalt nemzetközi olajtársaságokkal²⁵⁸. 2001 júliusában e

²⁵⁴ Petroleum Economist, 2008. október, London.

²⁵⁵ Petroleum Economist, 2009. február, London.

²⁵⁶ Petroleum Economist, 2007. március, London.

²⁵⁷ Petroleum Economist, 2010. január, London.

²⁵⁸ Petroleum Economist, 2000. november, London.

tárgyalások eredményeképp született meg a NIOC, a Shell és a spanyol Repsol YPF által az iráni Persian LNG-projekt építéséről szóló szándéknyilatkozat (memorandum of understanding). 2003 elejére több ilyen megállapodás is elkészült: a NIOC a BP-vel és az indiai Relianceszel az Iran LNG, a TotalFinaElffel és a Petronasszal a Pars LNG építésére vonatkozó szándékról írt alá megállapodást. 2003 nyarára az első LNG-tervek, a NIOC LNG tervei a tervezési, beszerzési és kivitelezési munkálatok pályáztatásáig jutottak²⁵⁹. 2004 áprilisára az évi 2x5 millió tonna kapacitásra tervezett PARS LNG előrébb lépett: a Total (30%) és a Petronas (20%) a NIOC-cal (50%) 2 milliárd dolláros szerződést írt alá a projekt kivitelezéséről²⁶⁰.

Ugyanekkorra az is világossá vált, hogy az Iran LNG tervei kútba estek. A Shell és a Repsol YPF NIOC-cal való együttműködése azonban haladt előre: a 2004 októberében kötött keretszerződés értelmében a Shell és a Repsol YPF 25-25%-os részesedést vállalt az évi 7-8 millió tonna kapacitásra tervezett projektben, a fennmaradó rész a NIOC tulajdonában maradt.

A munkálatok azonban egyik LNG-projektben sem kezdődtek meg. A Petronas 2006 nyarán jelentette be, hogy őszig átgondolja, megkezd-e az Pars LNG építését²⁶¹, ezt megelőzően azonban részesedését 20-ról 10%-ra csökkentette: a vevő az indiai ONGC volt. Az első, LNG-projekthez kapcsolódó megbízási szerződést 2007 májusában kötötték: a dél-koreai Daelim Industrial az iráni Ghorb Noohhal társulva LNG tartályok építését vállalta²⁶².

2007 végére jól látható volt, hogy az egyetlen olyan LNG-projekt, mely eljuthat a végső beruházási döntés fázisáig a Total, a Petronas és a NIOC közös Pars LNG nevű projektje volt. 2008 augusztusára az is világossá volt, hogy minden iráni LNG-terv megghiúsul: a Total jelezte, hogy a túlságosan nagy iráni politikai kockázatok miatt felfüggeszti a Pars LNG-ben vállalt szerepét. A Shell és a Repsol májusban döntöttek hasonlóan, a BP és a Reliance által tervezett Iran LNG pedig már régen zátonyra futott.

²⁵⁹ Petroleum Economist, 2003. június, London.

²⁶⁰ Petroleum Economist, 2004. április, London.

²⁶¹ Petroleum Economist, 2006. július, London.

²⁶² Petroleum Economist, 2007. május, London.

Az időközben NIOC LNG-ről Iran LNG-re átnevezett projekt részesei a NIOC leányvállalata (National Iranian Gas Export Company, NIGEC, 49%) és a szintén iráni Pension Fund Organisation (50%) és Pension Fund Organisation Investment (1%) voltak. Az építés nem haladt előre, mindössze a munkák 3%-a készült el, s ez sem az LNG-technológia igazán bonyolult része volt²⁶³.

A downstream szektor, mint mondtuk, sokkal lassabban változó szektor, az iráni finomítói kapacitás 11 év alatt napi 1,474 millió hordóról mindössze 1,741-re nőtt, s a változás teljes egészében 2010-ben következett be. A 267 ezer hordós kapacitásbővülés harmada a kínaiak által fejlesztett Hormoz finomítóban valósult meg, Bandar Abbasban²⁶⁴.

1.1 Értékelés

A fentiek alapján a NIOC downstream szektorban folytatott együttműködéséről a következők mondhatók el.

- A finomítói szektorban kutatási időszakunk elején a NIOC (ill. leányvállalata) több nemzetközi társasággal, így a Statoillal, a Shell-el is tárgyalt, megvalósult GTL-beruházásról azonban nem tudunk.
- A kutatási időszak végén kínai állami olajtársaságok Iránban finomítóépítési tevékenységet folytattak és további jelentős megrendeléseket is kaptak.
- A NIOC külföldi finomítók építésére vonatkozó szerződései (Szíria, Sri Lanka, Indonézia) mind állami társaságokkal és a kutatási időszak második felében kötöttek, építésükről azonban nem tudunk.
- Az iráni LNG-szektorból a kutatási időszak elején részt vállaló, ill. részt vállalni szándékozó társaságok mindegyike, így a Shell, a BP, a Repsol YPF, a Petronas, a Total és a Reliance a kutatási időszak végére kivonult. A kivonuló társaságok zöme az IOC-k közé tartozik, de a van közöttük NOC

²⁶³ Petroleum Economist, 2008. augusztus, London.

²⁶⁴ OPEC (2011): OPEC Annual Statistical Bulletin 2010/11 Edition, 2011, p. 36., Bécs.

is (Petronas). Kutatási időszakunk végére az iráni LNG-tervek tulajdonképpen kilátástalanná váltak, így az együttműködések is elhaltak.

Ezek alapján elmondható, hogy a NIOC a downstream szektorbeli együttműködéseiben az állami olajtársaságok felé fordult. Az együttműködések eredményei azonban mérsékeltek.

2. Saudi Aramco

Kutatási időszakunk elején a Saudi Aramco Szaúd-Arábiában és külföldön is rendelkezett finomítói eszközökkel²⁶⁵. Anyaországában 5 finomítóban 100%-os részesedéssel rendelkezett, további két finomítóban 50%-os tulajdonrésze volt. Ezeket mutatja be a következő táblázat.

6. táblázat: A Saudi Aramco szaúd-arábiai finomítói

	Aramco tulajdonrésze (rá eső kapacitás)	Partnerek
Rabigh	100%; napi 325 ezer hordó	
Ras Tanura	100%; napi 310 ezer hordó	
Riyadh	100%; napi 120 ezer hordó	
Yanbu	100%; napi 235 ezer hordó	
Jeddah	100%; napi 88 ezer hordó	
Sasref (Jubail)	50%; napi 160 ezer hordó	Royal Dutch Shell
Samref (Yanbu)	50%; napi 200 ezer hordó	ExxonMobil
Összesen	napi 1438 ezer hordó	

Forrás: saját gyűjtés, lásd az alábbi kifejtést.

Kutatásunk során a 2000. évi finomítói adatok beszerzése igencsak nehézkesnek bizonyult. A legfőbb nehézséget az jelentette, hogy a Saudi Aramco éves jelentései a 2006-ot megelőző évekre nem érhető el a társaság honlapján, s azokat más elektronikus források között sem találtuk. Egy 2007-ben készült tanulmány²⁶⁶ a Saudi Aramco 2005. évi éves jelentésére hivatkozva jelentősen eltérő adatokat közöl: a Rabigh finomító kapacitása e szerint napi 400 ezer hordó, a Riyadhé napi 210 ezer hordó, a Ras Tanuraé napi 550 ezer hordó. Egy, a fenti

²⁶⁵ A társaság finomítóinak történetéről olvashatunk a következő anyag függelékében: Amy Myers Jaffe – Jareer Elass: Saudi Aramco: national flagship with global responsibilities, The James A. Baker III Institute for Public Policy and Japan Petroleum Energy Center, Rice University, 2007. március. A szerzők azonban csak kutatási időszakunk feléig, 2006-ig végezték a kutatást.

²⁶⁶ Yoshikazu Kobayashi (2007): Corporate strategies of Saudi Aramco, The James A. Baker III Institute for Public Policy and Japan Petroleum Energy Center, Rice University, p. 16.

tanulmánnyal azonos projektben készült tanulmány²⁶⁷ viszont leírja, hogy a Ras Tanura finomító egy jelentős része 1990-ben leégett, s ezzel a korábbi 530 ezres kapacitás felére csökkent. A korabeli iparági hírek szerint²⁶⁸ ugyanakkor Ras Tanura finomító kapacitása 2001-ben napi 310 ezer hordó volt, s ezt más, későbbi hírek is megerősítik. Táblázatunkban ezért a 310 ezer hordós értéket tüntettük fel.

A másik kérdéses pont a Riyadh finomító kapacitása: az Aramco 2005-ös éves jelentésére hivatkozó forrás napi 210 ezer hordós kapacitást jelez. A vállalat későbbi éves jelentései azonban a fenti finomító kapacitását mindig 120 ezer hordónak írják le. Azt, hogy ez az érték a realisabb a 2000-es évek elejére is, a korabeli finomítói kapacitások összegzése is valószínűsíti: ezek szerint a Saudi Aramco belföldi önálló finomítói kapacitása napi 1,1 millió hordó körül alakult. Ez az érték csak úgy jöhet ki, ha a Riyadh finomító kapacitása napi 120 ezer, s nem 210 ezer hordó. Ugyanezen okból fogadtuk el az iparági hírt is, miszerint a Rabigh finomító kapacitása az Aramco 2005-ös éves jelentésében olvasható 400 ezer hordóval ellentétben 2000-ben mindössze 325 ezer hordó volt²⁶⁹.

A társaság 2000. évi külföldi finomítói részesedéseire is csak aprólékos kutatás ad választ (lásd a hivatkozásokat az egyes vegyes vállalatoknál).

²⁶⁷ Amy Myers Jaffe – Jareer Ellass: Saudi Aramco: national flagship with global responsibilities, The James A. Baker III Institute for Public Policy and Japan Petroleum Energy Center, Rice University, 2007. március.

²⁶⁸ David Townsend: The balance of power, in Petroleum Economist, 2001. november, pp. 21-29., London.

²⁶⁹ ibid.

7. táblázat: A Saudi Aramco külföldi finomítóiban birt részesedései

	Aramco tulajdonrésze (rá- eső kapacitás)	A vegyesvállalat teljes finomítói kapacitása 2000- ben	Partnerek
Motiva ²⁷⁰ (USA)	32,5%; napi 235 ezer hordó	napi 725 ezer hordó	Shell (35%), Texaco (32,5%)
Petron ²⁷¹ (Fülöp- szigetek)	40%; napi 72 ezer hordó	napi 180 ezer hordó	Petron (60%)
Ssangyong Oil ²⁷² (Dél-Korea), később S-Oil néven	35%; napi 155 ezer hordó	napi 443 ezer hordó	Ssangyong Cement, különböző bankok
Motor Oil (Hellas) ²⁷³ (Görögország)	50%; napi 50 ezer hordó	napi 100 ezer hordó	Motor Oil (Hellas)
Összesen	napi 512 ezer hordó	napi 1448 ezer hordó	

Forrás: saját gyűjtés, lásd a táblázatban az egyes társaságoknál.

Összességében tehát a Saudi Aramco 2000-ben napi 1,950 millió hordós finomítói kapacitással rendelkezett, ennek 26,2%-a külföldi finomítóiban meglévő részesedésben öltött testet. A teljes kapacitásból napi 872 ezer hordónyi (44,7%) vállalatközi együttműködésben működött. E társaságokban partnerei kizárólag magánvállalatok voltak, állami olajtársaságokkal a Saudi Aramco a finomítói szektorban nem működött együtt. A társaság 2000-ben petrokémiai tevékenységet nem folytatott.

²⁷⁰ Petroleum Economist, 1999. szeptember, London.

²⁷¹ Petroleum Economist, 2003. április, London.

²⁷² Petroleum Economist, 1999. szeptember, London.

²⁷³ A Motor Oil (Hellas) honlapja, elérés: 2012. március 2., valamint Petroleum Economist, 2001. augusztus, London.

Az adatok láttán szembeötlő, hogy míg a vállalat olajtermelése 2000-ben napi 8 millió hordó körül alakult (ez a világtermelés kb. 12%-a), addig finomítói kapacitása a globális finomító kapacitás mindössze 2,4%-a volt²⁷⁴.

Amint a Saudi Aramco upstream együttműködéseinek vizsgálatánál már leírtuk, a 2000-es évek elején kiosztott gázprojektek (Saudi Gas Initiative, lásd fent) petrokémiai üzemek építését is tartalmazták. Noha egyrészt a Saudi Aramco ezekben a projektekben nem vett részt, másrészt a projektek időközben elhaltak, jelzik, hogy az ország vezetősége (mely egyben a Saudi Aramco stratégiai céljait is meghatározza) a petrokémiai iparág fejlesztését elő kívánta mozdítani. A szaúdi olajügyi miniszter, Al-Naimi oroszországi látogatását követően (2003-ban) az is világos volt, hogy a külföldiek előtt a finomításban is nyílnak szaúdi lehetőségek²⁷⁵. Az ország vezetőinek célja az volt, hogy Szaúd-Arábia minél nagyobb hozzáadott értékű olajtermékeket értékesítsen a nemzetközi piacokon, s ne csak nyersolajjal lássa el a világ olajfogyasztóit.

Külföldi projektek

A 2000-es évek elején némi átrendeződés történt a Saudi Aramco külföldi finomítói kapacitásának eloszlásában. A társaság a legnagyobb fogyasztói piacokon szeretne volna olaj- és olajtermék-értékesítését biztosítani. Ennek egyik jele volt, hogy 2001 novemberében a Shell, a Texaco és a Saudi Aramco megegyezett, hogy a Texaco kiszáll a **Motiva** társaságból, s ezt követően a Motivában a Shell és az Aramco fele-fele arányú tulajdonjoggal bír. Az Aramco finomítói kapacitása így az Egyesült Államokban napi 362,5 ezer hordóra nőtt²⁷⁶.

A szaúdi társaság a fő piacokra való koncentrációra hivatkozva adta el a görögországi finomítóban lévő részesedését is 2005-ben. Épp ez a koncentráció eredményezte, hogy a Saudi Aramco 2004-ben 10%-os részesedést vásárolt Japán negyedik legnagyobb finomító társaságában, a **Showa Shellben**, melyben a Shell

²⁷⁴ Saját számítások, a globális adatok forrása: Opec (2003): Opec Annual Statistical Bulletin 2003, p. 14. és 18., Bécs.

²⁷⁵ Petroleum Economist, 2003. május, London.

²⁷⁶ Petroleum Economist, 2001. november, London.

40%-os részesedéssel bírt. A szaúdi társaság egy évvel később további részesedést vásárolt, így a napi 515 ezer hordós finomító kapacitással rendelkező társaság 14,96%-át (napi 77 ezer hordó) tudhatta magáénak. Sőt, a megállapodások értelmében a Saudi Aramco napi 300 ezer hordó nyersolajjal láthatta el a japán finomítót²⁷⁷.

A társaság külföldi finomítói terjeszkedésében nem hagyta figyelmen kívül az óriási fogyasztói potenciállal kecsegtető Kínát sem. A vállalat 2000-ben az ExxonMobillal közösen javaslatot nyújtott be a kínai kormánynak egy, a **Fucsien** (angolul Fujian) tartományban, Quangangban működő, napi 80 ezer hordó feldolgozó kapacitású finomító napi 240 ezer hordósra bővítésére, valamint ehhez integrálva egy évi 600 ezer tonna etilént, 450 ezer tonna polietilént, 300 ezer tonna polipropilént és számos más terméket gyártó petrokémiai komplexum létesítésére²⁷⁸. 2000 októberében a kínai kormány a javaslatot elfogadta, ezzel a kínai partner Sinopec, az Aramco és az ExxonMobil, valamint Fucsien tartomány képviselői közötti tárgyalások 2001-ben megkezdődhettek. A projekt 50%-át a kínai felek, 25-25%-át az Aramco és az ExxonMobil tudhatta magáénak²⁷⁹. A szaúdi savanyú és nehéz olajat feldolgozni tervező üzemről szóló tárgyalások az évek során hullámoztak, de az építkezés megindult. A üzem 2009-ben kezdte meg működését²⁸⁰. A tulajdonosok 2010-ben már a létesítmény bővítéséről kezdtek tárgyalásokat²⁸¹.

A Saudi Aramco egy további kínai finomító építésének tervét a kuvaiti KPC-vel közösen nyújtotta be a Sinopecnek 2003-ban. A javaslat úgy szólt, hogy a társaságok **Qingdaoban** építenek egy napi 200 ezer hordós kapacitású finomítót. A Saudi Aramco ebben a projektben is 25%-os részesedéssel rendelkezett.

²⁷⁷ Japan: Aramco makes play for market share with refinery stake, in *Petroleum Economist*, 2004. július., London.

²⁷⁸ *Petroleum Economist*, 2000. október, London.

²⁷⁹ *Petroleum Economist*, 2001. augusztus és december, London.

²⁸⁰ Saudi Aramco: Annual review 2010, p. 92.

²⁸¹ Oil markets, in *Petroleum Economist*, 2010. május, London.

2005-ben a Saudi Aramcot többször egy új **bangladesi** finomító építésével is összekapcsolták²⁸². Ennek a projektnek az előrehaladásáról azonban később nem érkeztek hírek.

2005 januárjában Al-Naimi olajügyi miniszter **Indiában** is látogatást tett, s jelezte: országa állami olajtársasága szívesen vásárol részesedést egy indiai finomítóban, cserébe India is részesedést vállalhat egy Szaúd-Arábiában épülő exportcélú finomítóban²⁸³. Áprilisban már a Saudi Aramco képviselői tárgyaltak az indiai olajügyi minisztériummal az indiai Paradip városa közelében épülő, napi 180 ezer hordós kapacitású finomító építéséről, valamint a napi 150 ezer hordós Visakhapatnam finomítóban való részesedésszerzésről.

Szaúdi projektek

A szaúdi Rabigh finomító kapacitása a 2000-es évek elején napi 400 ezer hordóra nőtt, s a Ras Tanura finomító (tűz utáni) újjáépítése is megindult. 2003 őszére a finomító kapacitása napi 550 ezer hordóra növekedett, s az értékesebb fehérárúk termelése is emelkedett²⁸⁴.

Időközben (2004-re) az ExxonMobil a Yanbuban lévő közös (Aramco-ExxonMobil) finomítót bővítette etilén-, polietilén- és etilénlikol-gyártó berendezésekkel. A Saudi Aramco Yanbuban és Riyadhban lévő finomítóiban is munkálatok folytak: alacsony kéntartalmú gázolaj gyártásához szükséges berendezéseket építettek be, ezek voltak az első ilyen berendezések a közel-keleti országban²⁸⁵.

2004-re a Saudi Aramco stratégiájának egyik oszlopává vált a finomítói kapacitás növelése és a finomítók petrokémiai üzemekkel való bővítése. Az egyik legfontosabb projektet, a napi 400 ezer hordó kapacitású **Rabigh** finomító

²⁸² Opec expanding horizons, in Petroleum Economist, 2005. május, London.

²⁸³ Refining and marketing, in Petroleum Economist, 2005. február, London.

²⁸⁴ Amy Myers Jaffe – Jareer Ellass: Saudi Aramco: national flagship with global responsibilities, The James A. Baker III Institute for Public Policy and Japan Petroleum Energy Center, Rice University, 2007. március, p. 95.

²⁸⁵ Petroleum Economist, 2004. november, London.

átalakítását és petrokémiai feldolgozóegységekkel való kiépítését a társaság 2004 elején hirdette meg. 2004 júniusában erre a feladatra a japán Sumimoto Chemicallal írt alá egy 4,3 milliárd dolláros szerződést. A japán társaság feladata a finomító egy évi 2,4 millió tonna gyártókapacitású olefinüzemmel való bővítése, valamint a benzin és egyéb finomított termékek termelésének bővítése volt²⁸⁶. 2005 januárjában a japán JGC társaság kapta meg a Rabigh finomító olefinüzemének (etánkrakkoló és katalitikus krakkoló) (tervezési feladatokat jelentő) Feed-szerződését²⁸⁷.

A másik nagy projekt a **Ras Tanura** finomító továbbfejlesztése volt: a szaúdi olajtársaság xilol-, kumén- és isobutángyártó egységek hozzáépítését tervezte²⁸⁸. Ehhez a bővítéshez a Rabigh finomító fejlesztéséből nyert tapasztalatokat kívánták felhasználni. A bővítés tervei 2004-ben még gyerekcipőben jártak, s 2008-ban is még csak a projekt (folyamatosan változó) költségvetését ismerhettük meg²⁸⁹.

A downstream szektor erősítéséről szőtt korábbi tervek további lépéseket eredményeztek Szaúd-Arábiában: 2005-ben hirdették meg, hogy a Saudi Aramco **Yanbuban egy napi 400 ezer hordós kapacitású, nehézolajat feldolgozó,** exportra termelő finomító építését tervezi. (A Saudi Aramco az indiai Hindustan Petroleumnek cserébe ebben ajánlott részesedést²⁹⁰.) A Yanbu finomítót úgy tervezeték, hogy jó minőségű benzint exportálhasson az USA-ba, alacsony kéntartalmú gázolajat Európába, számos más terméket pedig az ázsiai piacokra szántak²⁹¹. Az Aramco külföldi partnereket keresett a projektbe, a jelentkezők között a következő társaságok voltak: BP, Chevron, ENI, ExxonMobil, Indian Oil Corporation, Royal Dutch Shell, Total, Nippon Oil²⁹².

²⁸⁶ Petroleum Economist, 2004. június, London.

²⁸⁷ Petroleum Economist, 2005. január, London.

²⁸⁸ James Gavin: Giant's next steps, in Petroleum Economist, 2004. január, p. 20., London.

²⁸⁹ Corporate, in Petroleum Economist, 2008. február, London.

²⁹⁰ Petroleum Economist, 2005. május, London.

²⁹¹ Opec expanding horizons, in Petroleum Economist, 2005. május, London.

²⁹² James Gavin: Refined appetite, in Petroleum Economist, 2005. június, London.

2005-re az olajipari berendezések és szolgáltatások ára igen jelentős mértékben megemelkedett. A Saudi Aramco erre válaszul jelezte: mind a Rabigh finomító, mind a tervezett új Yanbu finomító 25%-át hajlandó elsődleges részvénykibocsátás keretében a szaúdi lakosság számára megvásárlásra felajánlani²⁹³.

Az áremelkedés nem tántorította el a Saudi Aramcot újabb projektek életre hívásától. 2006-ban az új Yanbu finomító mellett még egy exportfinomító tervét is bejelentették: e szerint a társaság **Jubailben egy napi 400 ezer hordó nehézolajat feldolgozni képes finomítót** tervez építeni²⁹⁴. A tervekben az is szerepelt, hogy a finomítót petrokémiai üzemekkel integrálják: évi 700 ezer tonna paraxilol, 140 ezer tonna benzol és 200 ezer tonna propilén gyártását vették tervbe²⁹⁵.

Sőt, a tervek között szereplő projekteket fel is gyorsították: az új Yanbu/Jubail finomítóba partnernek választott vállalatok megnevezését is, s a Rabigh finomító fejlesztésének kivitelezői szerződését is 2006 második felére várták (a termelés kezdetét 2008 végére). A Saudi Aramco a költségek csökkentése érdekében a fenti két újonnan megépíteni tervezett finomítójának 25%-át a szaúdi tőzsdén értékesíteni kívánta. A partnerek kiválasztására nem is kellett sokáig várni: a Saudi Aramco az új Yanbu finomítóról a ConocoPhillipsszel, a Jubailról a Totallal írt alá együttműködési megállapodást²⁹⁶. Az üzemeket legfőképpen a majdani Manifa projektből származó nehézolajjal kívánták ellátni, termelésük kezdetét 2012-re várták.

A finomítóépítési és bővítési projektek költségvetése 2008 végére az egekbe szökött. A Jubail finomító költségét annak 2007. évi tervezésekor 6 milliárd dollárra tették, 2008 végére ez 10-12 milliárd dollárra nőtt. A Yanbu finomító költségvetési terve hasonlóan változott: 2 év alatt 6,5 milliárd dollárról 13 milliárd dollárra nőtt. Mindez arra készítette a részes társaságokat, hogy a mérnöki,

²⁹³ Refining and marketig, in Petroleum Economist, 2005. augusztus, p. 40., London.

²⁹⁴ Refining and marketig, in Petroleum Economist, 2006. május, London.

²⁹⁵ James Gavin: Refining capacity-expansion plans feel the heat, in Petroleum Economist, 2008. szeptember, pp. 8-10., London.

²⁹⁶ James Gavin: Aramco rolls out the barrels, in Petroleum Economist, 2006. szeptember, p. 24., London.

beszerzési és kivitelezési (EPC) szerződésekre vonatkozó ajánlatok benyújtásának határidejét 2008 végéről 2009. március-áprilisra tolják²⁹⁷. A Ras Tanura finomító óriási, 25 milliárd dolláros bővítését (petrolkémiai üzemekkel való integrálását) inkább annak komplexitása miatt halasztották későbbre²⁹⁸.

A Rabigh finomító részvényeinek egy részét az érintett társaságok végül tőzsdére bocsátották²⁹⁹. A Saudi Aramco 2008-as éves jelentése a Rabigh finomítóban birtokolt részesedésekről új adatokat közölt: a Saudi Aramco részesedése 37,5%-ra, a Sumimoto Chemicals részesedése 37,5%-ra változott, az egyes társaságok így fejenként napi 150 ezer hordó kapacitást könyvelhettek el³⁰⁰. Az új társtulajdonosok (25%) szaúdi állampolgárok lettek. 2009-re a Petro Rabigh finomító átépítése befejeződött, az üzemeltető társaságok (Saudi Aramco-Sumimoto Chemical) már a bővítés második ütemét kezdték tervezni, ennek üzembe állását 2014-re várták.

Az új Jubail finomító számára a felek (Aramco-Total 62,5%-37,5%) 2010-ben viszonylag kedvező finanszírozási forrásokat is találtak³⁰¹, s a finomító építése megkezdődött, befejezése 2013-ban várható. A Yanbu finomító projektje kissé elakadt akkor, amikor a ConocoPhillips 2010 áprilisában kivonult a projektből. Egy új partner keresését követő sikertelen időszak elteltével a Saudi Aramco úgy döntött, egyedül építi meg a komplexumot³⁰². Ennek építése 2010 végéig nem indult meg, üzembe állása 2014-re várható.

A bővítési tervek nem értek véget: 2008 júliusában a kormány azon terveit ismertette, hogy pályázatot ír ki egy Jizan régióba tervezett, napi 250-400 ezer hordó kapacitású finomító építésére. Mivel a Jizan finomító építésére megfelelő

²⁹⁷ James Gavin: Saudi Arabia rethinks expansion plans, in *Petroleum Economist*, 2008. december, p. 12., Londn.

²⁹⁸ James Gavin: Saudi Aramco grinds down its costs, in *Petroleum Economist*, 2009. június, London.

²⁹⁹ Corporate, in *Petroleum Economist*, 2008. február, London.

³⁰⁰ Saudi Aramco: Annual review 2008, p. 48.

³⁰¹ Miles Lang: Aramco, Total sign Jubail refinery financing, in *Petroleum Economist*, 2010. augusztus, London.

³⁰² *Petroleum Economist*, 2010. szeptember, London.

ajánlat nem érkezett, 2010 elején a Saudi Aramco úgy döntött, önmaga építi meg az akkor már napi 400 ezer hordós kapacitásúra tervezett üzemet³⁰³.

Kutatási időszakunk végére (2010. december) a Saudi Aramco a következő finomítókban rendelkezett részesedéssel.

8. táblázat: A Saudi Aramco finomítói 2010-ben

	Saudi Aramco részesedése és a rá eső kapacitás (bpd)	A finomító teljes kapacitása (bpd)	Partnerek
<i>Szaúd-Arábiában</i>			
Ras Tanura	100%; 550 ezer	550 ezer	
Riyadh	100%; 122 ezer	122 ezer	
Yanbu	100%; 235 ezer	235 ezer	
Jeddah	100%; 88 ezer	88 ezer	
Rabigh	37,5%; 150 ezer	400 ezer	Sumimoto Chemical
Sasref (Jubail)	50%; 152,5 ezer	305 ezer	Royal Dutch Shell
Samref (Yanbu)	50%; 200 ezer	400 ezer	ExxonMobil
Belföldön összesen	1497,5 ezer		
<i>Külföldön</i>			
Motiva (USA)	50%; 370 ezer	740 ezer	Royal Dutch Shell
S-Oil (Dél-Korea)	35%; 198 ezer	565 ezer	S-Oil
Petron (Fülöp-szigetek)	40%; 72 ezer	180 ezer	Petron
Fucsien (Kína)	25%; 60 ezer	240 ezer	ExxonMobil, Sinopec
Showa Shell (Japán)	14,96%; 77 ezer	515 ezer	Royal Dutch Shell
Külföldön összesen	777 ezer		

Forrás: Saudi Aramco: Annual review 2010, p. 92, valamint a fenti elemzés.

³⁰³ Corporate, in Petroleum Economist, 2010. március, London.

A fentiek alapján elmondható, hogy 2010 végén a Saudi Aramco teljes finomítói kapacitása napi 2274,5 ezer hordó volt (2000: 1950 ezer hordó), s ennek 34,2%-a működött külföldön (2000: 26,2%). A teljes kapacitásból napi 1279,5 ezer hordó (2000: 872 ezer hordó), azaz a kapacitás 56,3%-a vállalatközi együttműködés részét képezte (2000: 44,7%).

Míg partnerei között 2000-ben kizárólag magántársaságokat találtunk, addig 2010-ben a kínai Sinopeckel közös vállalatban napi 60 ezer hordós kapacitással bírt.

2000-ben a Saudi Aramco petrokémiai tevékenységet nem folytatott, 2010-re ez megváltozott. A Petro Rabigh finomító évi 2,4 millió tonnás kapacitásának 37,5%-a őt illette, míg a kínai Fucsienben lévő üzem évi 1,35 millió tonnás kapacitásának 25%-át tudhatta magáénak.

2010 végén további finomítók építése vagy folyamatban volt, vagy erről tárgyalások folytak.

9. táblázat: A Saudi Aramco tervezett finomítói 2010-ben

	Saudi Aramco részesedése és a rá eső kapacitás (bpd)	A finomító teljes kapacitása (bpd)	Partnerek	Állapot
Jubail	62,5%; 250 ezer	400 ezer	Total (32,5%)	építése folyamatban
Yanbu	100%; 400 ezer	400 ezer	(ConocoPhillips, 2010-ben kilépett)	előrehaladott tervezés
Jizan	100%; 400 ezer	400 ezer		tervezési szakasz
Rabigh 2. szakasz	nincs adat	nincs adat	Sumimoto Chemical (37,5%)	kezdeti tárgyalások
Quingdao (Kína)	25%; 50 ezer	200 ezer	Sinopec, KPC	tárgyalás
Összesen	1100 ezer			

Forrás: fenti elemzés, saját gyűjtés

A fenti táblázatból 2010 végén a Jubail finomító megépítése volt a legvalószínűbb, mivel ennek építése már megindult. A Yanbu finomító projektje már kiforrott, megépülése a végső beruházói döntés kérdése. A Jizan és a Rabigh 2. szakasza a legfiatalabb, még éretlen projektek. A kínai Quingdao projektről az érintett felek már régen tárgyalásokat folytatnak, előrehaladásáról nincsenek információink.

2.1 Értékelés

Mindezek alapján a Saudi Aramco downstream együttműködéséről azt mondhatjuk el, hogy a megvalósított projektek vagy a Saudi Aramco önálló munkája eredményeként (Ras Tanura bővítése), vagy továbbra is jórészt magántársaságokkal való együttműködések keretei közt valósultak meg. A Saudi Aramco partnerei között új elem az állami olajtársaságnak számító kínai Sinopec megjelenése. Az is megállapítható, hogy a szaúdi társaság finomítói tevékenységében egyre inkább vállalati együttműködésekre támaszkodik, s nem 100%-ban saját tulajdonú finomítókat működtet. 2000-ben a Saudi Aramco 872 ezer hordónyi kapacitása magántársaságokkal kialakított vegyes vállalatokban működött, ez az érték 2010-re 1219,5 ezer hordóra nőtt, ez jelentős változás. Míg 2000-ben ugyanakkor az együttműködések 100%-a magántársaságokkal állt fenn, addig 2010-re ez a Sinopec-együttműködés miatt 95,3%-ra csökkent. Ennek ellenére elmondható, hogy a Saudi Aramco downstream együttműködéseiben továbbra is magántársaságok (IOC-k) a legfőbb partnerek.

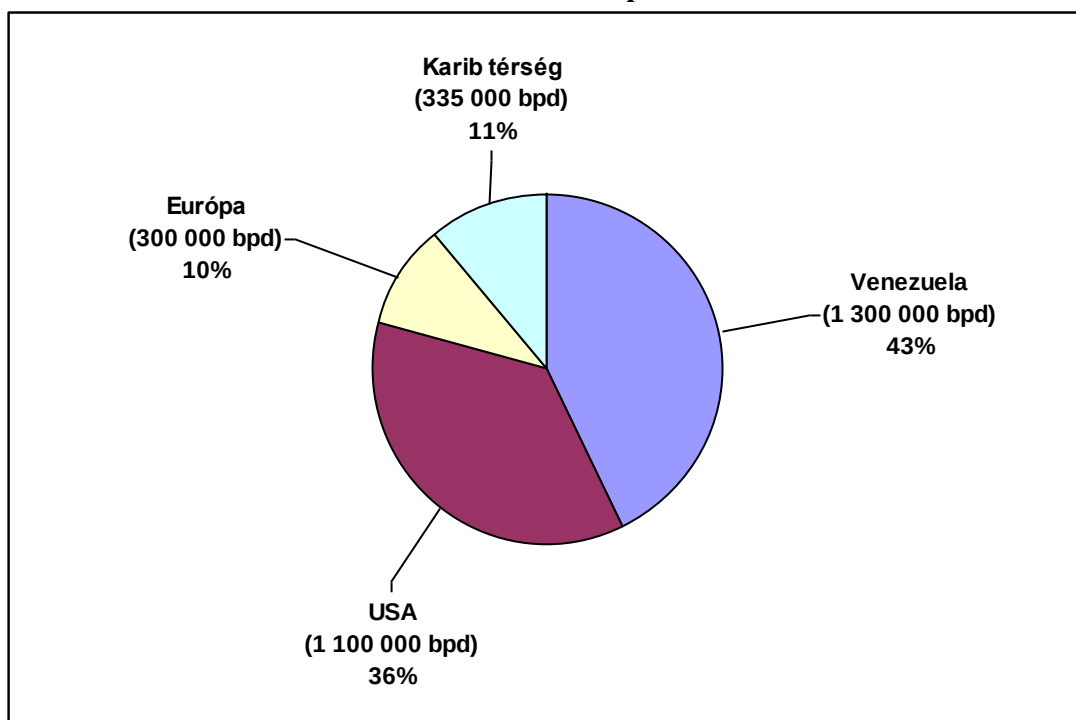
A szaúdi társaság petrokémiai tevékenységét más vállalatokkal, magán- és állami társaságokkal együttműködve kezdte meg.

A tervezés/tárgyalások témáját képező finomítók alapján a fentiekhez hasonlóak mondhatók el. A korábbi tendenciáktól érdemben különböző események csak annyiban láthatók, hogy a jövőben épülő finomítók legnagyobb része várhatóan Szaúd-Arábiában, s nem külföldön épül majd.

3. Petróleos de Venezuela S.A.

2000-ben a PDVSA finomítói Venezuelában (kb. napi 1,3 millió hordó), az USA-ban (Citgo leányvállalat, kb. napi 1,1 millió hordó), Európában (kb. napi 0,3 millió hordó) és a Curacao-szigeten (Holland Antillák, napi 0,335 millió hordó) voltak megtalálhatók, finomítói kapacitása napi 3 millió hordó körül lehetett (pontos adatok nem állnak rendelkezésre).

4. ábra: A PDVSA finomítói kapacitása 2000-ben



Forrás: Petroleum Economist adatok, saját szerkesztés, az adatok kissé bizonytalanok és becsléseken alapulnak.

A 2001-2006-os beruházási terv felülvizsgálata 2002-ben néhány új downstream tervet vetített előre:

- 1) a downstream üzletág optimalizációja: az USA-ban és Venezuelában működő finomítók felújítása a célból, hogy a gyártott termékek megfeleljenek a szigorodó környezetvédelmi előírásoknak,
- 2) az észak-amerikai jelenlét konszolidációja,

- 3) töltőállomások hálózatának kiépítése a latin-amerikai és karib térségben, üzemanyagok és kenőanyagok értékesítése PDV és Citgo márkanameveken; a legfőbb célpontok Argentína és Brazília voltak,
- 4) a társaság belép a közép-amerikai downstream szektorba (Costa Rica, Guatemala, Puerto Rico),

A latin-amerikai társaságokkal való együttműködés szándéka nem különösebben új: 1999 decemberében a PDVSA a kubai Cupettel közös vállalatot hozott létre venezuelai olaj kubai feldolgozására és finomított termékek értékesítésére, 1999 nyarán pedig felmerült már a PDVSA és a Petrobras számos tevékenységének, sőt akár a két vállalat összeolvasztásának ötlete is (Chavez, venezuelai elnök részéről). E körül 2000 elejére inkább a kérdőjelek sokasodtak, a két társaság közötti együttműködés azonban egyes területeken valósággá vált: a PDVSA és a Petrobras 2000 júliusában abban állapodott meg, hogy Brazília észak-keleti részén közösen működtet majd 600 üzemanyagtöltő állomást³⁰⁴. Ez a brazil piac 10%-a volt.

A PDVSA nyilatkozataiból az volt kiolvasható, hogy kolumbiai, ecuadori és argentinai befektetések iránt is érdeklődik. A kolumbiai Ecopetrollal például a finomított termékek közös kolumbiai elosztásáról születtek tervek³⁰⁵, ennek megvalósulásáról azonban később nem érkeztek hírek. A 2001-2006-os latin-amerikai terjeszkedési céloknak felelt meg az is, hogy a PDVSA amerikai leányvállalata megállapodott az amerikai Sunshine-nal, hogy 103 Puerto Rico-i üzemanyagtöltő állomásra napi 4000 hordónyi benzint szállít.

Az évek során a brazíliai downstream együttműködés valósággá vált. Az egyesült államokbeli gyakorlattól eltérően a PDVSA Brazíliában saját márkanéven kezdett 2002 végén feldolgozott termékek értékesítésébe. A töltőállomások tulajdonosa nem a PDVSA lett³⁰⁶, a társaság csak a márkanévet (PdV), a

³⁰⁴ Petroleum Economist, Vol. 67., Iss. 8., 2000. augusztus.

³⁰⁵ Petroleum Economist, Vol. 69., Iss. 2., 2002. február.

³⁰⁶ Ez megfelel a korábbi PDVSA gyakorlatnak. Az USA-ban a PDVSA leányvállalata, a Citgo 14000 üzemanyagtöltő állomást lát el termékekkel, s egyikben sincs tulajdonjoga.

felszerelést és a termékeket adta. Független kiskereskedőkkel lépett kapcsolatba, s ezeken keresztül értékesítette termékeit Brazília északi, észak-keleti részén (e térség esett a venezuelai finomítók ellátási körzetébe)³⁰⁷. A Petrobrasszal kötött megállapodás ekkor úgy szólt, hogy a PDVSA 1200 töltőállomást nyit a térségben³⁰⁸.

2003 végén az észak-brazíliai tervek finomítóépítéssel bővültek: a hírek arról a megállapodásról szóltak, amely szerint a PDVSA és Petrobras Pernambuco államban (Brazília) egy napi 200 000 hordó kapacitású finomítót épít³⁰⁹.

A downstream szektorban nem csak a külföldi terjeszkedés valósult meg (amit az is jelez, hogy PDVSA 50 töltőállomást vásárolt Argentínában), hanem a határokon belüli fejlesztések is folytak. A 2002 végi PDVSA tervek szerint a venezuelai Cardon finomító (napi 305 000 hordó) nehézolaj-feldolgozó és benzintermelő kapacitását növelik. E szerint 2004-re a katalitikus reformer kapacitása napi 45 000 hordóról 57 000 hordóra, a koksoló kapacitása napi 60 000 hordóra, a katalitikus krakkoló kapacitása 77 000 hordóra nő³¹⁰. 2003 júliusában pedig ismertté vált, hogy a PDVSA és az ExxonMobil közös olefinvállalatot tervez létrehozni (Venezuelában), s azt is megtudtuk, hogy a tárgyalások is jól haladnak. A várható termelés: évi 1 millió tonna etilén, 0,78 millió tonna polietilén és 400 000 tonna glikol volt³¹¹.

A globális együttműködési háló kibővítésére való venezuelai törekvés nem csak a PDVSA upstream tevékenységét jellemezte. Ezt jelzik az alábbi 2004-2005-ös események³¹²:

³⁰⁷ Brazil: PdV breaks into downstream, in *Petroleum Economist*, Vol. 69., Iss. 10., 2002. október, pp. 40.

³⁰⁸ A latin-amerikai terjeszkedési törekvéseknek csak kis mértékben mond ellent, hogy a 2002-2003. év fordulóján tomboló venezuelai olajipari sztrájk után bejelentették: megszüntetik a CILA-t (Citgo International Latin-America), melynek 5 éves tervei között az szerepelt, hogy Latin-Amerika és a karib térség 19 országában 1500-2000 töltőállomáson napi 90 000-120 000 hordó feldolgozott terméket fog értékesíteni. A társaság akkoriban csak Puerto Rico-ban működtetett 103 töltőállomást.

³⁰⁹ *Petroleum Economist*, Vol. 70., Iss. 10., 2003. október.

³¹⁰ *Petroleum Economist*, Vol. 69., Iss. 12., 2002. december.

³¹¹ *Petroleum Economist*, Vol. 70., Iss. 7., 2003. július.

³¹² *Petroleum Economist*, Vol. 72., Iss. 3-5., 2005. március-május.

- 1) A PDVSA és argentin downstream partnere, az Enarsa szerint hosszú távú céljuk, hogy az argentin üzemanyagpiacon 12%-os részesedést érjenek el. Közös töltőállomásaikat Enarsa/PDV márkanéven fogják üzemeltetni.
- 2) A jamaicai olajtársaság (Petroleum Corporation of Jamaica, PCJ) és a PDVSA szándéknyilatkozatot írtak alá a jamaicai nehézolaj-finomító kapacitásának bővítéséről (napi 36 000 hordóról 60 000 hordóra). A beruházás értéke 0,5 milliárd dollár, a PCJ meghívta a projektbe a Petrobrast is.

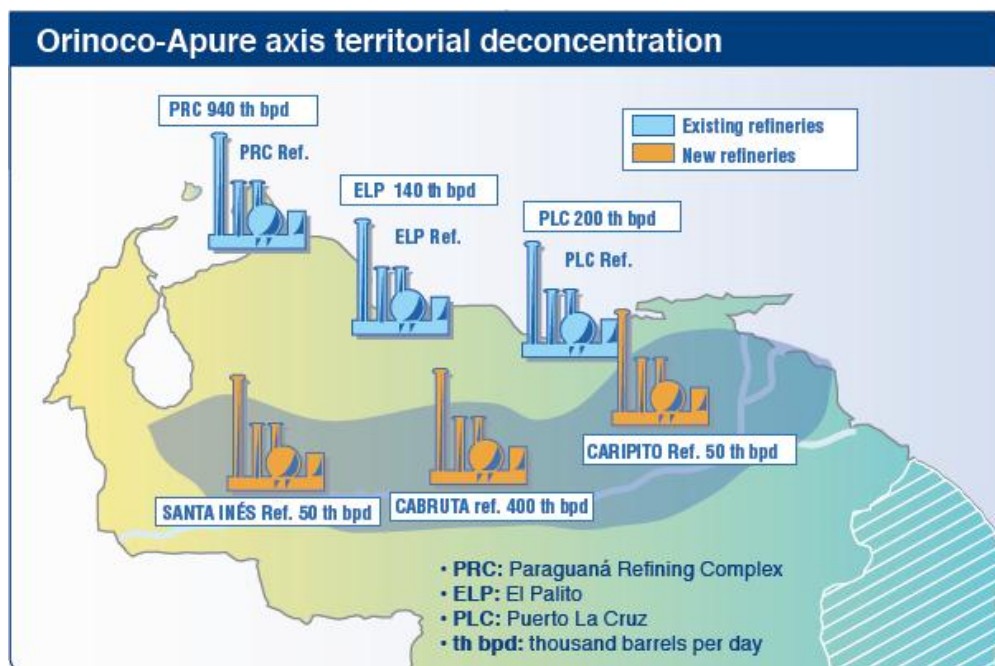
A latin-amerikai downstream üzlet azonban nem mindig szolgálta a venezuelai olajtársaság érdekeit. 2005-ben a társaság abban az Argentinában nyitott töltőállomásokat, amelyben az ott piacvezető Repsol YPF a kötött üzemanyagárak miatt 2004 negyedik negyedévében veszteséges volt. A PDVSA igazgatósági tagja, Ivan Orellana azonban azt nyilatkozta: a társaság hajlandó veszteségeket elfogadni a „stratégiai politikai nyereségekért” cserébe³¹³.

A stratégia azonban nem volt konzisztens: egyes külföldi finomítók eladásának tervét Chavez elnök több alkalommal is megemlítette – jelentős értékesítésről azonban nem tudunk. 2005 áprilisában inkább új venezuelai finomítók építése körvonalazódott. A tervek szerint a társaság 3 új finomítót is épít Venezuelában (Caripito, Cabruta, Santa Inés, lásd az alábbi ábrát), ezzel napi 0,5 millió hordóval, napi 3,9 millió hordóra nő a vállalat finomítói kapacitása. A tervek szerint a 3 finomító az Orinoco-öv közelében épül fel, nehézolajat fog feldolgozni, s 2010-re készülhetnek el. (A PDVSA akkori finomítói kapacitásából napi 1,12 millió hordó az USA-ban volt (Citgo), napi 0,252 millió hordó Európában működött)³¹⁴. A PDVSA bejelentette továbbá: 2,3 milliárd dollárt költ az El Palito (1,1 milliárd dollár) és Puerto La Cruz (1,2 milliárd dollár) finomítók technológiai színvonalának fejlesztésére.

³¹³ Capex plunges, in *Petroleum Economist*, Vol. 72., Iss. 4., 2005. április, pp. 1.

³¹⁴ *Petroleum Economist*, Vol. 72., Iss. 5., 2005. május, valamint PDVSA (2005): *The new PDVSA contact*, A newsletter about Venezuela's oil industry, Caracas, 2005. október, pp. 13.

5. ábra: A 2005-ben működő és tervezett finomítók Venezuelában (ezer bpd)



Forrás: PDVSA (2005): The new PDVSA contact, A newsletter about Venezuela's oil industry, Caracas, 2005. október, pp. 13. Megj.: a tervezett finomítók az olajipar regionális koncentrációját is hivatottak lettek volna csökkenteni.

A PDVSA nemzetközi terjeszkedési terve 2007-2008-ban sem hagyott alább, ezt a társaság kutatási igazgatójának nyilatkozata („a vállalat külföldi upstream projekteket keres”), valamint az alább felsorolt külföldi tervek és tevékenységek támasztják alá³¹⁵:

- 4) A szíriai olajügyi minisztérium 2007 elején egy (Szíriában építendő, napi 150 000 hordó kapacitású) finomító építéséről tárgyalt az iráni NIOC-cal és a PDVSA-val. Az olaj forrása az akkori tervek szerint Irak lehetne. 2008 szeptemberében a döntés is megszületett: a szíriai olajügyi minisztérium szerződést írt alá egy napi 140 000 hordó kapacitású, Szíria északi részében létesítendő finomítóról. Részesedések: PDVSA: 33,33%, iráni National Iranian Oil Refining and Distribution: 26%, malajziai Al-Bukhari Group: 26%, fennmaradó rész: Homs Refinery (maga az építendő üzem).
- 5) 2007. június: a PDVSA egyezsége jutott a jamaikai kormányhoz arról, hogy a venezuelai társaság 63,7 millió dollárért megvásárolja a Petrojam

³¹⁵ Ezekről lásd a Petroleum Economist 2007-2008-as számait.

nevű finomító 49%-át. A két fél a következő 3 évben 0,5 milliárd dollárt költ a finomító bővítésére és egy további szomszédos üzem építésére.

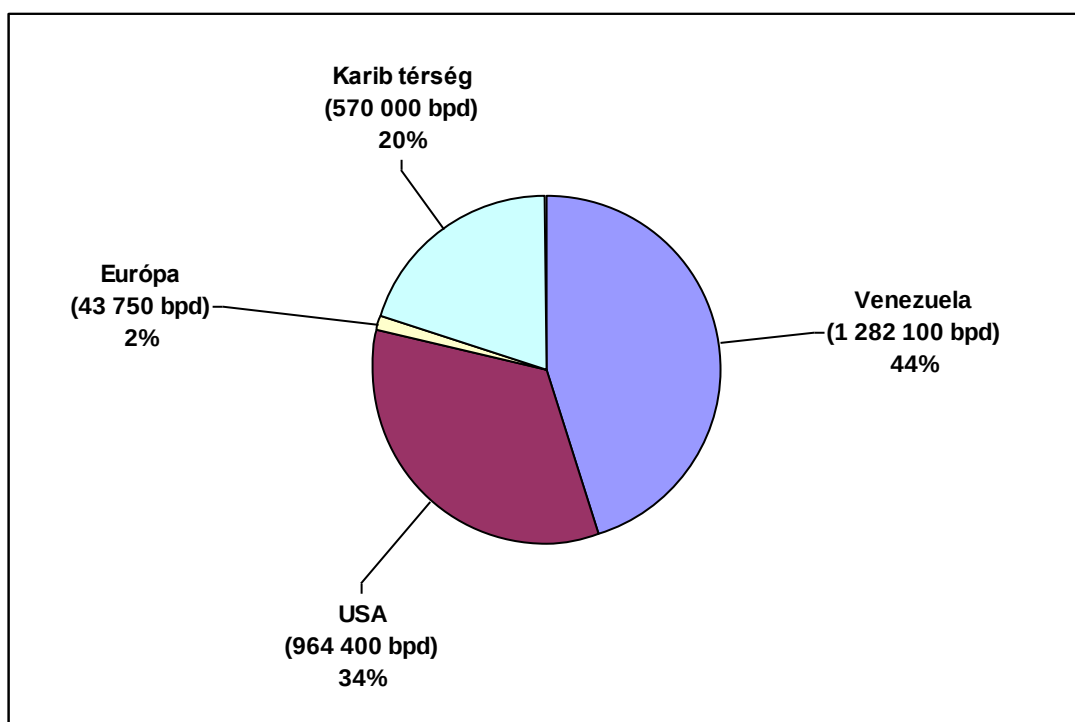
- 6) 2007. december: a nicaraguai olajtársaság, a Petronic hírül adta, hogy a PDVSA egy olajfinomítónak, egy petrokkémiai üzemnek és háznak a Csendes-óceán partján (Nicaraguában) történő építésére 250 millió dollárt ad.
- 7) 2008. április: a PetroVietnam az ország (Vietnám) déli részében (is) kíván finomítót építeni, s reméli, hogy ebben a PDVSA-val tud majd együttműködni.
- 8) 2008. május: a benini kormány előrehaladott tárgyalásokat folytat a PDVSA-val, melynek tárgya egy napi 0,5 millió hordó kapacitású finomító építése Beninben. Költsége: 10 milliárd dollár, célpiacok: Benin, Elefántcsontpart, Burkina Faso, s más nyugat-afrikai országok.
- 9) 2008. augusztus: a PDVSA azt tervezi, hogy egy napi 150 000 hordós nehézolaj-finomítót épít Matanzasban (Kuba) 2015-re, költsége 4,3 milliárd dollár.³¹⁶ A PDVSA további terve, hogy 0,86 milliárd dollár beruházással háromszorosára, napi 65 000 hordóra növeli a kubai Hermanos Diaz finomító kapacitását. A kubai kapcsolatot erősítette, hogy Venezuela 2008-ban is támogatott áron szállított olajat Kubának.
- 10) 2008. szeptember: az ecuadori állami olajtársaság, a PetroEcuador a PDVSA-val közösen épít majd Ecuadorban egy napi 300 000 hordó kapacitású, 6 milliárd dollár költségű finomítót, melynek építési költségét várhatóan Kína biztosítja majd.
- 11) 2008. október: a Japan Bank for International Cooperation (JBIC) 1,2 milliárd dolláros kölcsön adására vállalt kötelezettséget, amellyel a PDVSA felújítja az El Palito és Puerto La Cruz finomítókat (Venezuelában). Az ezt megelőző években japán bankok számos alkalommal adtak nagy hiteleket a venezuelai kormánynak, ezzel biztosítandó az olajszállításokat.

Mindezen tervek megvalósulásáról azonban később nem érkeztek hírek. 2010 végén az is felmerült, hogy a Sinopec részt vesz egy napi 200 000 hordó

³¹⁶ A PDVSA korábban 166 millió dollárt költött egy másik kubai, napi 65 000 hordó kapacitású finomító felújítására, s ezt is napi 150 000 hordós kapacitására szeretné bővíteni.

kapacitású venezuelai finomító építésében is (Cabruta finomító)³¹⁷. Mivel ez kutatási időszakunk végén merült fel, megvalósulásáról nem tudunk. Ismert viszont az, hogy 2010 októberében egy PDVSA-NOC üzlet született: a PDVSA 1,6 milliárd dollárért eladta a németországi Ruhr Oil finomítóiban meglévő részesedését az orosz Rosznyeftynek (társtulajdonos a BP volt). Ezzel a venezuelai társaság európai finomítói kapacitása napi 239 950 hordóval csökkent, s finomítóinak földrajzi eloszlása érezhetően megváltozott.

6. ábra: A PDVSA finomítói kapacitása 2010 végén



Forrás: EIA: Venezuela, Country analysis briefs, 2010. február, valamint Petroleum Economist adatok.

³¹⁷ Chinese companies are increasing investments, in Venezuela oil and gas, 2010. december 2., <http://af.reuters.com/article/energyOilNews/idAFN0223219920101202>, letöltés 2010. december 30.

3.1 Értékelés

A finomítási szektorról közzétett OPEC adatok az ismert és működő finomítók adataival nem egyeztethetők össze. A nyilvános hírek és EIA adatok szerint a PDVSA finomítói kapacitásai érdemben nem változtak (nap 3,0 millió hordó körül lehetnek). A finomítók földrajzi eloszlása változást mutat: az európai jelenlét csökkent (napi 239 950 hordóval), a karib térségbeni nőtt (napi 235 000 hordóval), az észak-amerikai és venezuelai alig változott. A PDVSA európai finomítói kapacitásának súlya a teljes kapacitáson belül 2000 és 2010 között 10%-ról 2%-ra csökkent, a Karib-térség súlya 11-ről 20%-ra nőtt. A társaság venezuelai finomítók építését tervezi. Szó esett távol-keleti finomítók építéséről is, ezek megvalósulásáról nem tudunk, s többször felmerült egy finomító építése Brazília észak-keleti részén (egyelőre ez sem épült fel).

A PDVSA downstream együttműködésében konkrét, igazán jelentős változást mindössze az európai finomítói részesedések értékesítése jelent. A tervezett, de meg nem valósított, esetleg még tárgyalások alapját képező finomítók ugyanakkor egyértelműen állami olajtársaságokkal közös projekteket jelentenek (ld. Szíria, Nicaragua, Kuba, Jamaica, Benin, Sinopec-projekt). Ez azt jelenti, hogy a PDVSA egyértelmű célja, hogy finomítókat állami olajtársaságokkal, s nem magánvállalatokkal közösen kíván megvalósítani. Ezen finomítók megvalósulása ugyanakkor még várat magára.

4. Petrobras

Mivel a brazil állami olajtársaság 1998-ig a kőolajfinomítás terén is monopoljogot élvezett, ez a társaság határozta meg Brazília olajfinomítóinak működését. A 2000-ben Braziliában fellelhető finomítói kapacitások mértéke forrásonként eltérő. Az OPEC statisztikája szerint Braziliában 2000-ben napi 1,92 millió hordó kapacitás működött³¹⁸. A BP statisztikája napi 1,85 millió hordót jelez³¹⁹. Ezek az adatok ugyanakkor nem egyeztetetők össze más forrásaikkal, s a társaság későbbi közleményeivel sem. Egy 2002-es cikk azt állítja, hogy Braziliában két magánkézben lévő finomító működött, ezek együttes kapacitása napi 26 ezer hordó volt (mindkettő bővítése folyamatban volt), s hogy a Petrobras rendelkezett a brazil finomítói kapacitások 98 százalékával³²⁰. Ez alapján a brazil finomítók kapacitása 2002-ben napi 1,3 millió hordó volt, s ebből a Petrobras 1,274 millió kapacitás fölött rendelkezett. Ez az adat már összeegyeztethető a társaság 2000. évi terveivel (és későbbi közléseivel), miszerint tervezett beruházásainak köszönhetően finomítói kapacitása 2003-ra napi 1,5 millió hordóra, 2005-re pedig napi 1,8 millió hordóra nő³²¹.

Az is ismert, hogy a brazil társaság 1999-ben Bolíviában két finomítóban is részesedést vásárolt. A finomítók összkapacitása napi 60 ezer hordó volt. A Petrobras mindkettőben többségi (akár 100%-os, a pontos adat nem ismert) részesedéssel rendelkezett³²². Arról, hogy a brazil társaság más külföldi finomítóban is rendelkezett volna tulajdonrészsel, nem tudunk.

A korábbi monopolpozíció alapján abból indulunk ki, hogy a Petrobras brazil finomítóit 2000-ben feltehetőleg 100%-os tulajdonaként üzemeltette. E finomítók 2000. évi kapacitása feltehetőleg 1,3 millió hordó körül alakult, bolíviai

³¹⁸ OPEC: OPEC annual statistical bulletin 2003, 2004, p. 69., Bécs.

³¹⁹ BP: BP Statistical Review of World Energy June 2011, 2011, p. 16., London.

³²⁰ Tom Nicholls: Major products shortage looms, in Petroleum Economist, 2002. szeptember, pp. 22-23., London.

³²¹ David Townsend: The objectives are ambitious, but clear, in Petroleum Economist, 2000. február, pp. 3-5., London.

³²² Petroleum Economist, 2005. március, London.

finomítói kapacitásának viszont csak a nagyságrendje ismert, napi 30-60 ezer hordó lehetett.

A brazil társaság finomítói kapacitása még 2001-ben megváltozott, ugyanis egy eszközcserében a Repsol YPF javára lemondott egy napi 180 ezer hordó kapacitású brazil finomítójának 30%-áról, valamint üzemanyagtöltő hálózatának egy részéről. Cserébe a Repsol YPF-től átvett 700 Argentínában lévő üzemanyagtöltő állomást és az argentinai Bahia Blanca (más néven Ricardo Elicabe) finomítót (napi 30 ezer hordó) kapta meg³²³. Az argentinai finomító eszközök a Perez Companc 2002. évi felvásárlásával tovább nőttek (napi 50 ezer hordó kapacitás)³²⁴.

A 2004-2010-es stratégiai terv új finomító építését csak a tervezési időszak második felére irányozta elő (2011-es üzembe állással számolva), viszont tervbe vette a már meglévő kapacitások napi 270 ezer hordóval való bővítését és néhány termék minőségének javítását³²⁵. A 2006-2010-es üzleti terv downstream fejezete a működő finomítók továbbfejlesztését, valamint 2 új finomító építését vetítette előre. A társaság az egyik finomító építéséről a venezuelai PDVSA-val tárgyalt (napi 200 ezer hordó kapacitás építése Brazíliában, Pernambuco államban, ez nem épült meg), a másik terv egy (napi 150 ezer hordó kapacitású) dél-brazil finomító építése volt. A társaság ebbe partnernek a szintén brazil Grupo Ultrát vonta be. Ez utóbbi finomító első fázisának építése 2006 nyarán (más hírek szerint csak 2008 márciusában) megindult³²⁶.

A Petrobras idővel nyersolajexportórré kívánt válni, s ehhez piacokat is kívánt szerezni. Így merülhetett fel ázsiai, európai vagy egyesült államokbeli finomítók vásárlásának ötlete. Ennek keretei közé illett, hogy a brazil társaság 2006-ban megvásárolta az egyesült államokbeli Pasadena Texas finomító napi 50

³²³ Joshua Dylan Mellars: Petrobras looks at Brazil and beyond, in *Petroleum Economist*, 2000. december, pp. 22-25., London, valamint Argentina: Green light for Repsol YPS, Petrobras asset swap, in *Petroleum Economist*, 2001. december, pp. 36-37., London.

³²⁴ Argentina/Brazil: Petrobras bids for Perez Companc stake, in *Petroleum Economist*, 2002. augusztus, pp. 36-37., London.

³²⁵ Petrobras: Looking for a gas market, in *Petroleum Economist*, 2004. július, London.

³²⁶ *Petroleum Economist*, 2007. július, London.

ezer hordós kapacitását, melyben partnere a belga Astra lett³²⁷. A Petrobras ugyanebben az évben viszont elveszítette bolíviai finomítóit: ezek a bolíviai államosítások áldozataivá váltak³²⁸.

A társaság külföldi finomítói kapacitásai 2008-ban egy japán finomító 87,5%-ának megvásárlásával bővültek. A napi 100 ezer hordó kapacitású Nishihara (Okinawa) finomító nagy részét az ExxonMobiltól vásárolta meg, az új társaságban partnere a Sumimoto lett³²⁹. 2008-ban a brazil társaság az ExxonMobiltól chilei eszközöket is vásárolt: 230 üzemanyagtöltő állomás tulajdonosává vált, ezzel a chilei üzemanyag-kereskedelmi egységek 16%-át szerezte meg.

A Petrobras további terjeszkedési céljairól is tudunk:

- 2007-ben a Petrobras a szintén brazil Braskemmel Peruban petrolkémiai üzem építését fontolgatta. A tervek szerint a perui állami olajtársasággal, a PetroPeruval közösen vettek volna részt a projektben³³⁰,
- 2008-ban a társaság a kolumbiai Ecopetrollal kötött megállapodást arról, hogy a latin-amerikai térségben finomítói eszközök keresésébe kezdenek³³¹.

Ezek az ügyletek azonban konkrét projekteket nem eredményeztek.

A társaság 2009-2013-as tervében a finomítói szektor bővítése továbbra is nagy hangsúlyt kapott. A vállalat a 2009. évi napi 1,791 millió hordós kapacitását 2013-ra napi 2,27 millióra kívánta bővíteni, s erre a 47,8 milliárd dolláros downstream költségvetés 73%-át kívánta fordítani³³². A 2010-14-es tervben a cél már az volt, hogy 2020-ra a finomítói kapacitás a 2010. évi kapacitás több mint

³²⁷ Robert Cauclanis: Home advantage, in Petroleum Economist, 2006. július, p. 16., London, valamint a társaság honlapja:

http://www.petrobras.com.br/ri/Show.aspx?id_materia=GfDsO5Ob6L+gpXGg7g6+cw==&id_canal=JjrBUhYqLOnEjp8TEG579A==&id_canalpai=BCfjUWXpdumojDWoXjzKag==. Letöltés: 2011. szeptember 26.

³²⁸ Petroleum Economist, 2007. július, London.

³²⁹ Petroleum Economist, 2008. január, London.

³³⁰ Petroleum Economist, 2007. május, London.

³³¹ Petroleum Economist, 2008. november, London.

³³² Tom Nicholls: Petrobras keeps its options open, in Petroleum Economist, 2009. március, London.

50%-ával, napi 3,2 millió hordóra bővüljön³³³. A bővítési tervek ellenére a társaság 2010-ben megvált a korábban a Perez Companc megvásárlásával megszerzett argentin finomítótól³³⁴.

4.1 Értékelés

A vállalat finomítói kapacitása 2010-re körülbelül napi 1,8 millió hordóra bővült, a változások azonban pontosan nem követhetőek nyomon. Tudjuk viszont, hogy a társaság braziliai kapacitásai bővültek, s hogy ezeket a fejlesztéseket önállóan valósította meg. A Grupo Ultrával közös finomító építése megindult, de kutatási időszakunk végéig nem fejeződött be. Kutatási időszakunk során a brazil állami olajtársaság külföldi finomítói részesedésekre tett szert Argentínában (napi 30 ezer hordó), az Egyesült Államokban (napi 50 ezer hordó) és Japánban (napi 87,5 ezer hordó), bolíviai eszközeit viszont elveszítette.

A fentiek alapján elmondható, hogy a Petrobras downstream együttműködései a kutatási időszak elején és végén is elhanyagolhatóak voltak, azonban a kutatási időszak második felére a társaság terjeszkedési törekvései nyilvánvalóvá váltak. A downstream együttműködés reményében a brazil olajtársaság kapcsolatot keresett mind állami, mind magántársaságokkal. Közös vállalatok Japánban és az Egyesült Államokban jöttek létre, ezekben magántársaságok lettek partnerei. Ezek az együttműködések azonban 2010-ben a társaság finomítói kapacitásának csak igen kis részét érintették.

³³³ Robert Olson: Brazil tightens its grip on Petrobras, in Petroleum Economist, 2010. október, London.

³³⁴ Forrás:

<http://www.reuters.com/article/2010/05/05/petrobras-argentina-idUSN0517971020100505>

Letöltés: 2011. szeptember 26.

VII. A kutatás eredményei, a hipotézisek érvényessége

Első hipotézisünk így hangzott: „kutatási időszakunk folyamán a vizsgált állami olajtársaságok upstream együttműködéseiben az NOC-kel folytatott együttműködések szerepe nőtt”.

Kutatási eredményeink a következőket mutatták:

- 1) A National Iranian Oil Company 2000-ben nemzetközi társaságokkal ápolt kapcsolatokat. 2005-től kezdve ez azonban megváltozott. Kutatási időszakunk végére a NIOC egyértelműen az állami társaságok felé fordult.
- 2) A Saudi Aramco upstream együttműködésében a külföldi társaságokkal való együttműködés a kutatási időszak elején és végén is elhanyagolható volt. A társaság sem állami (NOC), sem nemzetközi (IOC) társaságokkal nem folytatott érdemi együttműködést.
- 3) A Petróleos de Venezuela olajipari együttműködésében 2000-ben még gyümölcsöző kapcsolatot ápolt különböző nemzetközi magántársaságokkal. 2010-re ez teljesen megváltozott: új partnerei állami olajtársaságok lettek. Gázipari együttműködéseiben mindössze minimális változás figyelhető meg: míg a kutatási időszak legnagyobb részében nemzetközi olajtársaságok kaptak gázkutatási és -kitermelési jogokat, addig a kutatási időszak végén ezzel már állami olajtársaságok is rendelkeztek. Érdemi együttműködés azonban nem volt.
- 4) A Petrobras együttműködései a kutatási időszak során szerény kézzel fogható eredményeket szültek. A brazil társaság a nemzetközi olajtársaságokkal mindvégig jó kapcsolatokat ápolt, a közös projektek termelése azonban nem volt számottevő. A társaság külföldi projektjeit mind nemzetközi, mind magántársaságokkal együtt valósította meg, ugyanakkor ezek mértéke nem volt jelentős.

Összegző eredményeink alapján az első hipotézist elfogadjuk. A vizsgált négy társaságból kettő (a NIOC és a PDVSA) együttműködéseiben az állami olajtársaságokkal való kapcsolatok szerepe nőtt, a másik két társaság esetében ezen együttműködések jelentősége nem változott.

Második hipotézisünk így szólt: „kutatási időszakunk folyamán a vizsgált állami olajtársaságok downstream együttműködéseiben az NOC-kel folytatott együttműködések szerepe nőtt”.

Kutatási eredményeink a következők:

- 1) Kutatási időszakunk kezdetén a National Iranian Oil Company downstream szektorbeli együttműködései a nemzetközi olajtársaságokkal csak tárgyalási szintig jutottak. A kutatási időszak végére a NIOC az állami olajtársaságok felé fordult. Az együttműködések eredményei viszont mérsékeltek.
- 2) A Saudi Aramco downstream együttműködéseiben mind a kutatási időszak elején, mind a végén a nemzetközi olajtársaságok voltak meghatározók. Sőt, szerepük 2010-re kissé emelkedett is, bár egy kínai új finomító egy állami olajtársasággal közös projektben épült fel, ez ellensúlyozza az eltolódást.
- 3) A Petróleos de Venezuela downstream együttműködéseiben az állami olajtársaságok felé fordult. Az együttműködések termése azonban mérsékelt, egyelőre csak tervekben mutatkozik meg.
- 4) A Petrobras downstream együttműködései a kutatási időszak elején és végén is elhanyagolhatóak voltak. A kutatási időszak során a brazil társaság némi külföldi finomítói kapacitást vásárolt, ebben nemzetközi magántársaságok lettek partnerei.

Összegző eredményeink alapján a második hipotézist elfogadjuk. A vizsgált vállalatok közül kettő, a Saudi Aramco és a Petrobras esetén a downstream

együttműködések az állami és nemzetközi olajtársaságok szerepe alig változott. A National Iranian Oil Company és a Petróleos de Venezuela kapcsolataiban az állami társaságok törtek előre. Ezen együttműködések termése azonban mérsékelt maradt.

VIII. Következtetések

Kutatásunk fő kérdése az volt, amiben a szakirodalom álláspontja megosztott volt. A kérdés így szólt: a feltörekvő állami olajtársaságok kiszorítják-e korábbi helyükről (az NOC-partneri szerepből) a nemzetközi olajtársaságokat. Ezt az állami olajtársaságok kapcsolatainak elemzésével kívántuk megválaszolni. Kutatásunk alapján a következő megállapítások tehetők.

Vállalati szintű vizsgálataink azt mutatják, hogy az NOC-k csoportja megosztott. Léteznek olyan állami olajtársaságok (ilyen a PDVSA és a NIOC), amelyek kutatási időszakunk során a nemzetközi olajtársaságok felől az állami olajtársaságok felé fordultak, s az előbbieket szolgáltatásait az utóbbiakéval szándékoztak kiváltani. Ez mind a kutatás-termelésben, mind a finomítói szektorban megfigyelhető volt. Megfigyelhető azonban az is, hogy ezeknek az együttműködéseknek az eredménye 2010 végéig nem volt számottevő (később ez változhat!). Sem a NIOC, sem a PDVSA nem épített közös finomítót egyetlen állami olajtársasággal sem, s az upstream együttműködések is csak mérsékelt eredményeket hoztak.

A másik két vizsgált vállalatunk (Saudi Aramco és Petrobras) esetén a nemzetközi magántársaságok kiváltása nem volt megfigyelhető.

Mindebből két következtetés vonható le.

Az egyik, hogy az állami vállalatok csoportja nem homogén. A szakirodalomban elterjedt NOC-IOC vagy NOC-NOC kapcsolatok elemzési szintje ezért hibás. A megfelelő elemzési szint ennél lejjebb van: a vizsgálatokat az egyes társaságok szintjén, s nem az egyes csoportok (NOC/IOC) szintjén kell végezni. Fontos megemlíteni, hogy nem csak IOC- és NOC-csoport létezik, az állami olajtársaságok szintén két csoportra oszthatók: az egyik csoportot a feltörekvő országok (Kína, India) állami olajtársaságai, a másikat az olajexportőr országok olajtársaságai alkotják. Sőt, e két alcsoport sem homogén. Míg a PDVSA és a Saudi Aramco egy csoportba, az olajexportőr országok állami olajtársaságai közé tartozik, korántsem mondható el róluk, hogy állami olajtársaságokkal folytatott

kapcsolataik, ezek alakítására való törekvéseik, ill. ezzel kapcsolatos céljaik hasonlóak.

A másik lényeges következtetés az, hogy az állami olajtársaságok általában véve nem képesek a nemzetközi olajtársaságok tevékenységét egy az egyben kiváltani, ezért az állami olajtársaságok (NOC) a nemzetközi olajipari magántársaságok (IOC) létét (legalábbis egyelőre) nem fenyegetik. Mindez azonban nem jelenti azt, hogy nincsenek olyan területek, amelyeken az állami olajtársaságok a nemzetközi olajtársaságok komoly vetélytársai. Ilyen terület például az olaj- és gáztermelési jogokért folyó verseny, a konvencionális technológiák alkalmazása, s a kevésbé komplex projektek megvalósítása. Az egyes állami olajtársaságok egy-egy területen ki is emelkednek. A Petrobras mélytengeri technológiájával tűnik ki a mezőnyből, a Petronas és a Sonatrach LNG-ipari tapasztalataival lett a nemzetközi magánvállalatok vetélytársa.

A nemzetközi olajtársaságok azzal biztosíthatják fennmaradásukat, hogy olyan képességekben emelkednek ki, amit más állami olajtársaságok nem képesek felmutatni. Ilyen mindenekelőtt egyes technológiák alkalmazása (EOR, nem-konvencionális szénhidrogénkészletek kitermelése), valamint a downstream iparágban szerzett tapasztalat. Az IOC-k számára tehát azért is fontos az (upstreamhoz képest alacsonyabb jövedelmezőségű) downstream üzletág fenntartása, mert ez lehet az IOC-NOC kapcsolat központja. Az NOC-k számára fontos a kereslet biztonsága, ezt pedig leginkább egy közös (IOC-NOC) finomító képes nyújtani.

Hipotéziseink elfogadásából harmadik következtetésként az is levonható, hogy az állami olajtársaságok közötti kapcsolatok összességében véve erősödnek (egyes társaságoknál erősödnek, másoknál nem változnak). Ennek eredménye pedig az, hogy a világ olajiparában egyre több végtermék olyan projektekből kerül ki, amelyekben a részes felek nem csak profitszemponthoz követnek. Mivel az állami olajtársaságok anyaszaikuk kormányaival jó kapcsolatokat ápolnak, s a kormányok hatást gyakorolnak az érintett olajtársaságokra, az olajiparban az állami befolyás egyre nő.

Az pedig, hogy nem kizárólag profitszempontra alapján működő társaságok között a kapcsolat erősödik, a nemzetközi olajtársaságok stratégiáira kell, hogy hatással legyen. Az IOC-knek ezt fel kell ismerniük, s stratégiáikat ennek megfelelően kell kialakítaniuk.

Mindezt azonban a nemzetközi olajtársaságok (IOC) anyaországainak is (amennyiben azonosítható) fel kell ismerniük. Az, hogy az olajipari projektek piacán az államközi kapcsolatok szerepe nő, azt jelenti, hogy az olajpiacon sikeresebb lehet egy olyan vállalat, mely a külpolitika megfelelő alakításával kormányzati segítséget kap. Az állam így például energiabiztonságát a hazai olajtársaság érdekeinek megfelelő külpolitika alakításával is növelheti.

Az állami kapcsolatok, mint versenytényező fontosságának erősödése arra kell, hogy ösztönözze a kül- és energiapolitika alakítóit, hogy a gazdaságdiplomáciában a hazai olajtársaság érdekeit egyre jobban szem előtt tartásuk, azokat aktívan képviseljék és támogassák.

IX. Felhasznált irodalom

- 1) Abdelal, Rawi – Khan, Ayesha – Khanna, Tarun (2008): Where oil-rich nations are placing their bets, in Harvard Business Review, 2008. szeptember.
- 2) Al-Moneef, Majed A. (1998): Vertical integration strategies of the national oil companies, in The developing economies, No. XXXVI-2 (1998. június).
- 3) Barclay Capital (2010): Oil services & drilling, Industry overview, The Original E&P Spending Survey, June 2010, <http://www.scribd.com/doc/38382518/E-P-Spending-Survey>, letöltés: 2010. november 11.
- 4) Bhattacharyya, Subhes C. (2011): Energy Economics, Concepts, Issues, Markets and Governments, Springer, London.
- 5) BP (2010): BP Statistical Review of World Energy June 2010, London.
- 6) Brumberg, Daniel – Ahram, Ariel I. (2007): The National Iranian Oil Company in Iranian politics, The James A. Baker III Institute for Public Policy, Rice University és Japan Petroleum Energy Center, 2007. március.
- 7) Chikán, Attila (2001): Vállalatgazdaságtan, Aula Kiadó, Budapest.
- 8) Cuervo, Luis E. (2010): The uncertain fate of Venezuela's black pearl: the petrostate and its ambiguous oil and gas legislation, in Houston Journal of International Law, Vol. 32., Iss. 3.
- 9) Datamonitor (2008): China National Petroleum Corporation (CNPC), Company profile, 2008. július 15.

- 10) Datamonitor (2008): Petrobras (Petroleo Brasileiro S.A.), Company profile, New York.
- 11) Deák, András György (2007): Egy monopólium magánélete. Klánok a Gazpromban, in Külügyi Szemle, 2007. tavasz.
- 12) Deloitte (2008): Seizing opportunities: A new era for national oil companies, Dubai.
- 13) Dobozi, István (1984): Nyersanyagok és energiahordozók a világgazdaságban, Kossuth Tankönyvkiadó, Budapest.
- 14) EIA (2010): Venezuela, Country analysis briefs, 2010. február.
- 15) Ernst&Young (2010): The top 10 risks for oil and gas, The Ernst&Young Business Risk Report 2010.
- 16) Ernst&Young (2009): Investing for the upturn, Oil and gas companies' investment plans, London.
- 17) Ernst&Young (2008): Are national oil companies the new international oil companies?, London.
- 18) Európai Bizottság (2001): A Bizottság közleménye az EK-Szerződés 81. cikkének a horizontális együttműködési megállapodásokra való alkalmazhatóságáról szóló iránymutatás, in Hivatalos Lap C 003, 06/01/2001 o. 0002 – 0030, (2001/C 3/02).
- 19) Espinasa, Ramón (2009): The performance of the Venezuelan oil sector 1997-2008: Official vs. international and estimated figures”, Center for Hemispheric Policy, University of Miami.

- 20) Herberg, Mikkal E. (2007): The rise of Asia's national oil companies, Energy security survey 2007, NBR Special Report No. 14., 2007. december, Washington.
- 21) Hoyos, Carola (2007): The new seven sisters: oil and gas giants that dwarf the west's top producers, 2007. március 12.
- 22) Hults, David (2007): Petróleos de Venezuela, S.A.: The Right-Hand Man of the Government, working paper, No. 70., 2007. november, Program on Energy and Sustainable Development, Stanford University, Stanford.
- 23) Hunyadi – Mundruczó – Vita (2000): Statisztika, 3. kiadás, Aula Kiadó, Budapest.
- 24) Hyne, Norman J. (2001): Nontechnical guide to Petroleum Geology, Exploration, Drilling, and Production, 2nd edition, PennWell Corporation, USA.
- 25) IEA (2010): Key World Energy Statistics 2010, Párizs.
- 26) IFP (2007): Oil and gas exploration and production, Reserves, costs, contracts, in IFP Publications, Centre for Economics and Management, Párizs.
- 27) Jaffe, Amy Myers – Ellass, Jareer (2007): Saudi Aramco: National flagship with global responsibilities, The James A. Baker III Institute for Public Policy, Rice University és Japan Petroleum Energy Center, 2007. március.
- 28) Johnston, Daniel (2003): International Exploration, Economics, Risk, and Contract Analysis, PennWell Corporation, Tulsa, Oklahoma.

- 29) Lakatos, István – Lakatosné, Szabó Julianna: A nem konvencionális szénhidrogének jelentősége a 21. században. Globális kitekintés – hazai perspektívák, in Szentgyörgyi Zsuzsa (szerk., 2008): Tanulmányok a magyarországi energetikáról, Budapest.
- 30) Ledesma, David (2009): The Changing Relationship between NOCs and IOCs in the LNG Chain, Oxford Institute for Energy Studies, July 2009, NG 32., Oxford.
- 31) Lewis, Steven W. (2007): Chinese NOCs and world energy markets: CNPC, Sinopec and CNOOC, The James A. Baker III Institute for Public Policy, Rice University és Japan Petroleum Energy Center, 2007. március.
- 32) Locatelli, Catherine (2008): EU gas liberalization as a driver of Gazprom's strategies?, in *Russie.Nei.Visions*, No. 26, IFRI, Párizs, 2008. február.
- 33) Marcel, Valerie (2006): Oil titans: National oil companies in the Middle East, Brookings Institution Press, Washington.
- 34) Marcel, Valerie (2009): The national oil company investment challenge, KPMG.
- 35) Mares, David R. – Altamirano, Nelson (2007): Venezuela's PDVSA and World Energy Markets, Corporate Strategies and Political Factors Determining its Behavior and Influence, The James A. Baker III Institute for Public Policy és Japan Petroleum Energy Center, Rice University, 2007. március.
- 36) Official Gazette No. 38617: 5200. számú elnöki rendelet (Venezuela), 2007. február 26.

- 37) Oliveira, Alexandre M. – Stark Melissa – Lawrie Claire (2006): The rise of the national oil company, Accenture.
- 38) OPEC: OPEC Annual Statistical Bulletin, 2003-2009. évekre vonatkozó számok, Bécs.
- 39) Orttung, Robert – Perovic, Jeronim – Wenger, Andreas (2009): The changing international energy system and its implications for cooperation in international politics, in Orttung, Robert – Perovic, Jeronim – Wenger, Andreas (2009): Energy and the Transformation of International Relations, Toward a New Producer-Consumer Framework, Oxford University Press, Oxford
- 40) Pascal, Larry B. – Azpurua, Ramon A. (2008): The Venezuelan oil and gas sector – Are there still opportunities in the era of petronationalism?, in Latin American Law&Business Report, Vol. 16., No. 6-7.
- 41) PDVSA (2005): The new PDVSA contact, A newsletter about Venezuela's oil industry, Caracas, 2005. október.
- 42) PennEnergy (2009) : Special Report: Pemex, PDVSA, Petrobras: how strategies, results differ,
http://www.pennenergy.com/index/articles/display/8973023650/articles/oil-gas-journal/volume-107/Issue_29/General_Interest/Special_Report_Pemex_PDVSA_Petrobras_how_strategies_results_differ.html , letöltés: 2011. január 8.
- 43) Petroleum Economist, 1998. augusztus – 2010. december, összes szám.
- 44) Petroleum Intelligence Weekly: World's Top 50 Oil Companies (2010)
http://www.energyintel.com/DocumentDetail.asp?document_id=648479
Letöltés: 2010. december 2.

- 45) Petrostrategies honlapja:
http://www.petrostrategies.org/Learning_Center/oil_and_gas_value_chains.htm,
Letöltés: 2010. november 11.
- 46) Porter, Michael E. (2006): Versenysztratégia, Akadémiai Kiadó, Budapest.
- 47) Porter, Michael E. (2008): On Competition, Harvard Business School Publishing Corporation, Boston.
- 48) Rea, Isobel (2008): Accessing oil and gas reserves: rethinking upstream offers by international oil companies, Accenture.
- 49) Reuters (2010): Chinese companies are increasing investments in Venezuela oil and gas, 2010. december 2.
<http://af.reuters.com/article/energyOilNews/idAFN0223219920101202>,
letöltés: 2010. december 30.
- 50) Rigzone honlapja:
http://www.rigzone.com/news/image_detail.asp?img_id=6380 letöltés: 2011. január 3.
http://www.rigzone.com/news/image_detail.asp?img_id=2522 , letöltés: 2011. január 3.
http://www.rigzone.com/news/image_detail.asp?img_id=1043, letöltés: 2011. január 3.
http://www.rigzone.com/news/image_detail.asp?img_id=2784, letöltés: 2011. január 3.
- 51) Rodriguez, Carlos (2004): Orimulsion is the best way to monetise the Orinoco's bitumen, <http://proveo.org/orimulsion.pdf> , letöltés: 2011. január 2.

- 52) Rosner, Kevin (2006): Gazprom and the Russian state, in Global market briefings, Russian Foreign Energy Policy, Institute for the Analysis of Global Security, GMB Publishing Ltd.
- 53) Simai, Mihály (2008): A világgazdaság a XXI. század forgatagában, Akadémiai Kiadó, Budapest.
- 54) Simai, Mihály (2009): A transznacionális vállalatok stratégiái a globális gazdasági válság kezelésének folyamatában és a konszolidációban, in A globális válság: hatások, gazdaságpolitikai válaszok és kilátások, 2. kötet: Transznacionális vállalati stratégiák és a multilateralizmus, MTA VKI, Budapest.
- 55) Suburban Energy Management Project honlapja: http://www.semp.us/publications/biot_reader.php?BiotID=495, letöltés: 2010. december 15.
- 56) The James A. Baker III Institute for Public Policy of Rice University (2007): The changing role of national oil companies in international energy markets, in Baker Institute Policy Report, No. 35., April 2007, Houston, Texas.
- 57) USA Department of Energy honlapja: <http://www.energy.gov/>.
- 58) Venezuela headlines (2010): China will pump US\$40 billion into Venezuela's Orinoco belt by 2016, 2010. december 3., <http://www.vheadline.com/readnews.asp?id=99293>, letöltés: 2010. december 30.
- 59) Von der Mehden, Fred R. – Al Troner (2007): Petronas: A national company with an international vision, The James A. Baker III Institute for Public Policy, Rice University és Japan Petroleum Energy Center, 2007. március.

- 60) Xu, Xiaojie (2007): Implications of the rising NOCs for IOCs and the industry, A Chinese perspective, National Bureau of Asian Research, http://www.nbr.org/Downloads/pdfs/ETA/ES_Conf07_Xu.pdf, letöltés: 2010. 03. 21.
- 61) Xu, Xiaojie (évszám nélkül): Implications of the rising NOCs for IOCs and the industry, A Chinese perspective.
- 62) Yoshikazu, Kobayashi (2007): Corporate strategies of Saudi Aramco, The James A. Baker III Institute for Public Policy, Rice University és Japan Petroleum Energy Center, 2007. március.
- 63) Yoshikazu, Kobayashi (2008): Chinese NOCs' corporate strategies, 2008. szeptember 17., letöltés: 2010. november 10.