

czwartek, 5 grudnia 2013 | aktualizacja raportu

MOL: kupuj (podtrzymana)

MOL PW; MOLB.WA | Paliwa, Węgry

Czas na lepsze informacje

Kurs MOL-a spadł w tym roku o 20% na fali zamieszania wokół INA, spadającego wydobycia i obniżanych cen gazu na Węgrzech. W naszej opinii zbliżamy się już jednak do lokalnego minimum jeśli chodzi o wolumeny produkcji, a w 2014 roku powinny pojawić się pierwsze przeszacowania zasobów 2P. Jeśli chodzi o INA to paradoksalnie sprzedaż pakietu mogłaby być pozytywnym katalizatorem dla wyceny. Zwracamy uwagę, że obecnie MOL jest wyceniany z około 20% dyskontem do szerokiej grupy porównawczej. Mocną stroną Spółki jest też wysoki FCF i silny bilans. Potencjalnym ryzykiem, związanym z zacieśnianiem polityki FED, może być ewentualna presja na rentowności węgierskich obligacji (historyczna korelacja), aczkolwiek w tym roku notowania MOL-a wyraźnie odstają od papierów skarbowych, co stanowi niejaką bufor bezpieczeństwa. Podtrzymujemy naszą rekomendację kupuj (podniesioną w ostatnim raporcie miesięcznym) i podnosimy cenę docelową z 17 466 HUF do 17 976 HUF.

Przeszacowanie zasobów coraz bliżej

Pozytywne wyniki kolejnego odwiertu na Akri-Bijeel wskazujące zarówno na wysoki przepływ ropy jak i jej jakość (40°API), skłoniły Spółkę do przyspieszenia procesu eksploatacji. Pozwala to na formułowanie bardziej optymistycznych oczekiwań co do tempa przeszacowywania zasobów perspektywicznych na rezerwy. Spółce sprzyja również konsensus polityczny osiągnięty przez Kurdów zarówno z Turcją jak i Irakiem, co minimalizuje ryzyka logistyki surowca. Przypominamy, że obecne zasoby wydobywalne Grupy to 605 mln boe, a perspektywiczne zasoby w Kurdystanie to 725 mln boe.

Zamieszanie wokół INA zdyskontowane

INA stanowi obciążenie dla kursu MOL-a z uwagi na pojawiające się spekulacje o konieczności sprzedaży pakietu czy utraty kontroli operacyjnej. Na tym etapie trudno jednoznacznie ocenić, jakie będą efekty negocjacji czy arbitrażu z chorwackim rządem, ale według naszych szacunków rynek w wycenie MOL-a przykłada już 20% dyskonto do pierwotnej ceny zakupu INA, co ogranicza ryzyko rozczarowania. Zwracamy też uwagę, że choć obecnie INA generuje około 25% CCS EBITDA Grupy to ma bardzo niewielki udział w oczekiwanej poprawie wyników w przyszłości i brakuje tam perspektywicznych projektów wydobywczych (7% udziału w zasobach perspektywicznych).

Makro w rafinerii powinno się poprawić

Negatywne czynniki, które obniżały rentowność w tym roku, a więc mniejsza skala przestojów remontowych, geopolitycznie napędzane wzrosty cen ropy (marże na HSFO, zużycia własne) czy zaburzenia w dostawach ropy ciężkiej, nie powinny się już powtórzyć w 2014. Oczekujemy, że w 2014 roku korzystne tendencje na popycie i zrównoważony bilans mocy pozwolą na realizację wyższych marż (+1 USD/Bbl). W przypadku dyferencjału sytuacja już wróciła do normy po powrocie ropy Rebco na Bałtyk i eliminacji problemów na rurociągu Ceyhan. Dodatkowo korzystnie na dyskonto w ciężkich mieszankach wpływa poprawa atmosfery politycznej wokół Iranu i Kurdystanu.

(mld HUF)	2012	2013P	2014P	2015P	2016P
Przychody	5 521,3	5 472,6	5 609,9	5 823,1	5 863,5
EBITDA	539,2	532,9	570,1	671,2	725,2
marża EBITDA	9,8%	9,7%	10,2%	11,5%	12,4%
EBIT	219,6	68,6	230,0	319,7	380,1
Zysk netto	151,4	49,7	141,2	210,6	262,4
DPS	383,42	411,98	411,98	580,65	881,45
P/E	8,7	26,6	9,4	6,3	5,0
P/CE	2,8	2,6	2,7	2,4	2,2
P/BV	0,8	0,8	0,7	0,7	0,6
EV/EBITDA	4,9	4,3	4,0	3,2	2,8
DYield	2,7%	2,9%	2,9%	4,1%	6,3%

Cena bieżąca	14 025 HUF
Cena docelowa	17 976 HUF*
Kapitalizacja	1 323 mld HUF
Free float	423 mld HUF
Średni dzienny obrót (3 m-ce)	1,316 mld HUF

*równowartość 250 PLN/akcję

Struktura akcjonariatu

Rząd węgierski (MNV, PR&DRF)	24,6%
Akcje własne (w tym opcje)	24,4%
CEZ	7,3%
Oman Oil	7,0%
Dana Gas i Crescent Petroleum	4,4%
Pozostali	32,2%

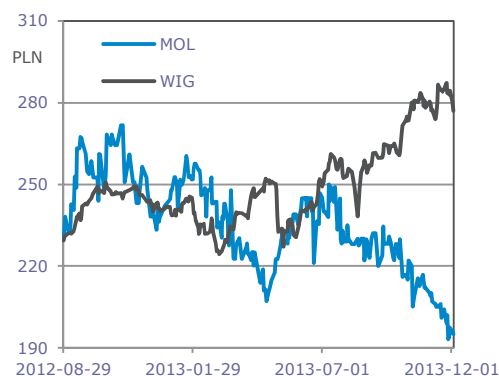
Strategia dotycząca sektora

Ceny ropy utrzymują się na stabilnym poziomie, co sprzyja generowaniu wysokich marż w obszarze wydobywczym. W segmencie rafineryjnym marże po dobrym 2012 roku ponownie spadły do mało satysfakcjonujących poziomów, a dodatkowym problemem był niski dyferencjał Ural/Brent. Oczekujemy jednak, że parametry te poprawią się w przyszłym roku, szczególnie że pojawiają się oznaki wzrostu popytu na paliwa.

Profil spółki

Grupa MOL to zintegrowany koncern paliwowy prowadzący międzynarodową działalność wydobywczą (potwierdzone rezerwy 2P na koniec 2012 szacowane są na 647 mln boe), rafineryjną (łącznie moce przerobowe 23,5 mln ton) i detaliczną (ponad 1600 stacji benzynowych w regionie CEE). Spółka jest również właścicielem gazowej infrastruktury przesyłowej na Węgrzech.

Kurs akcji MOL na tle WIG



2012-08-29 2013-01-29 2013-07-01 2013-12-01

Analitik:

Kamil Kliszcz
+48 22 697 47 06
kamil.kliszcz@mdm.pl

Wyniki za 3Q i perspektywy na rok 2014

Wyniki MOL-a za 3Q'2013 po oczyszczeniu o zdarzenia jednorazowe okazały się lepsze od rynkowych oczekiwań (skorygowana EBITDA LIFO 138 mld HUF vs. konsensus na poziomie 120 mld HUF). Zaskoczenie pojawiło się głównie w segmencie rafineryjnym, gdzie mimo znacznie gorszego otoczenia makro udało się utrzymać oczyszczone wyniki na zbliżonym poziomie r/r. W dużym stopniu jest to zasługa wzrostu wolumenów (wyższa o 3% r/r sprzedaż diesla na rynku węgierskim), poprawy sytuacji w petrochemii (+1,3 mld HUF q/q i +10,3 mld HUF r/r), braku przestojów w kluczowych rafineriach i poprawy wyniku sieci detalicznej. Zarząd wskazuje również na sukcesywną realizację programu optymalizacji kosztów operacyjnych (przypominamy, że plan zakładał redukcję wydatków w całym 2013 roku na kwotę do 150 mln USD, czyli ponad 33 mld HUF, ale w odniesieniu do bazy z roku 2011). Dodatkowo skonsolidowany EBIT był wsparty nieco lepszym wynikiem na segmencie gazowym (13,1 mld HUF vs. zakładane 11,1 mld HUF) oraz niższymi kosztami ogólnymi i wyłączeniami konsolidacyjnymi (-14 mld HUF vs. zakładane -26 mld HUF i -26,7 mld HUF w 2Q'13). Po trzech kwartałach wykonanie prognoz rynkowych na poziomie CCS EBITDA sięga 72%.

Skonsolidowane wyniki kwartalne MOL wg segmentów

(mln HUF)	Q3 2012	Q2 2013	Q3 2013
EBIT	103 010	16 816	-50 765
Upstream	71 684	40 704	42 413
Rafineria	44 004	-5 767	-91 964
w tym efekt LIFO	23 500	-27 106	19 888
różnice kursowe	15 092	7 339	657
podatek kryzysowy	-7 076	0	0
petrochemia	-9 000	-900	2 300
zdarzenia jednorazowe	-3 112	0	-128 009
CCS EBIT Rafineria	24 600	14 900	13 200
Gaz	12 607	8 532	13 085
Pozostałe i korekty kons.	-25 285	-26 653	-14 299
EBITDA	171 216	95 111	163 886
Działalność finansowa	3 553	-17 619	-25 711
Zysk brutto	106 563	-803	-76 476
Zysk netto	67 627	17 205	-28 507

Źródło: MOL

Saldo na działalności finansowej za pierwsze 9 miesięcy tego roku sięgnęło -47 mld HUF vs. -28 mld HUF rok wcześniej. Pogorszenie na tym poziomie to z efektu odpisu projektu Nabucco (5,4 mld HUF), ujemnego wpływu ewaluacji opcji Magnolia/CEZ (-5,2 mld HUF) oraz gorszego wyniku na różnicach kursowych (około -10 mld HUF r/r). Obniżyły się również zyski z jednostek konsolidowanych metodą praw własności (-16 mld HUF r/r), co było przede wszystkim pochodną spadku wyników na handlu gazem w spółce MET (w 2014 r. na tym poziomie należy oczekiwać zbliżonych rezultatów r/r). Obciążenie podatkowe za trzy kwartały było ujemne (efekt jednorazowych odpisów), stąd nie można jeszcze ocenić realnego wpływu wzrostu nominalnej stopy podatku Robin Hooda z 8% do 31% (oczekujemy, że będzie to widoczne dopiero w przyszłym roku).

Segment wydobywczy

W pierwszych trzech kwartałach wynik operacyjny segmentu wydobywczego spadł r/r o 46,5 mld HUF (-23%), a po oczyszczeniu o zdarzenia jednorazowe (10 mld HUF zysków z dezinvestycji zaksięgowane w 2013 i ponad 21 mld HUF rezerw zawiązanych w roku ubiegłym) spadek sięgnął aż 81 mld HUF (-37%). Jednym z kluczowych powodów pogorszenia rentowności był spadek wydobycia (-12% r/r), które obok ubytku wolumenów w Syrii oraz sprzedaży projektu ZMB w Rosji było związane z naturalnym wyczerpywaniem się zasobów na dojrzałych polach w Chorwacji, na Węgrzech i w Rosji. Sytuacja pod tym względem będzie w 2014 roku podobna, gdyż Zarząd oczekuje obniżenia średniej produkcji do 95-100 tys. boe/dzień ze 105 tys. boe/dzień szacowanych na ten rok. Oczekiwane pierwsze wolumeny ze złóż w Kurdystanie (blok Shaikan na poziomie 3-5 tys. baryłek) nie będą bowiem w stanie skompensować zjawiska obniżania wydobycia na starych złożach i ubytku sprzedanego projektu ZMB (około 6,5 tys. boe/dzień). Zwiększenia wydobycia oczekujemy dopiero w roku 2015 (zakładamy poziom 112 tys. boe/dzień), co będzie możliwe dzięki wzrostom produkcji w Iraku, Rosji i Pakistanie oraz uruchomieniu projektu kazachskiego.

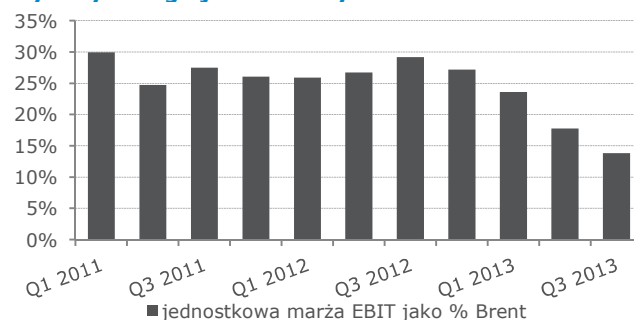
Produkcja węglowodorów w Grupie MOL w tys. boe/dzień



Źródło: MOL

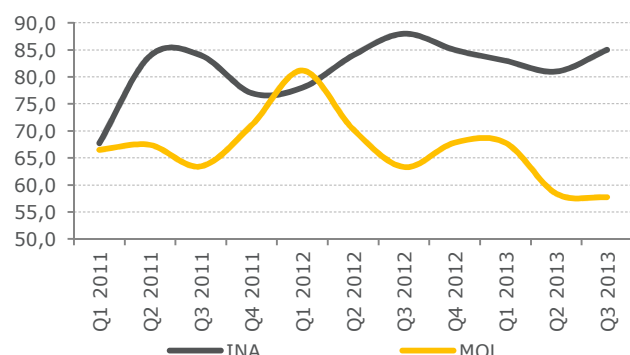
Wraz ze spadkiem wolumenów obniżyła się w tym roku jednostkowa marża EBIT liczona w relacji do cen ropy, co jest naturalne mając na uwadze efekty skali i niski udział kosztów zmiennych. Dodatkowo sytuację pogorszyły jednak słabsze wyniki chorwackiej spółki serwisowej oraz wyższe koszty nieudanych odwiertów uwzględniane w amortyzacji, która zwiększyła się r/r o 33 mld HUF. W pierwszych trzech kwartałach odpisano już 8 odwiertów (9 w całym 2012), a 17 czeka jeszcze na ocenę. Nie bez znaczenia była również dokonana w 4Q'12 księgowa korekta amortyzacji pól wydobywczych, związana ze skróceniem prognozowanego okresu eksploatacji

Jednostkowa skorygowana marża EBIT segmentu wydobywczego jako % ceny Brent



Źródło: MOL

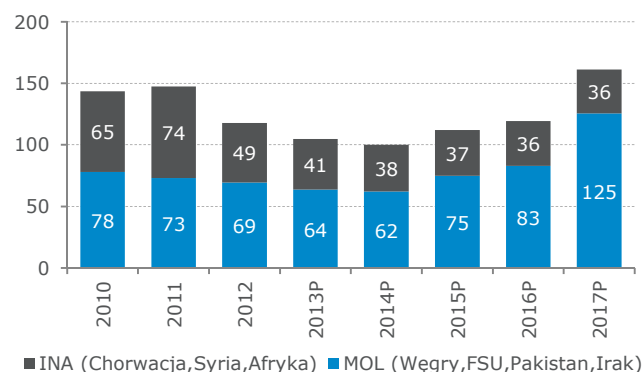
Realizowana cena sprzedaży węglowodorów w Grupie INA i MOL (bez INA)



Źródło: MOL, szacunki Domu Maklerskiego mBanku

Obciążeniem tegorocznych wyników jest również spadek średniej ceny sprzedaży węglowodorów, która po 9M'2013 wyniosła 69,8 USD/boe vs. 76,1 USD/boe (-8,4%) r/r. Notowania ropy (średnio -5% r/r) tylko częściowo tłumaczą obniżenie się tego parametru. Odchylenie od benchmarku to efekt mocnego obniżenia cen gazu na Węgrzech, gdzie około 60% wydobywanego surowca (tzw. stare złoża uruchomione przed 1998 rokiem) podlega administracyjnej taryfikacji (strategia rządu do obniżania cen energii o 20%). Potwierdza to powyższy wykres, gdzie widać wyraźne oderwanie się jednostkowych przychodów Grupy MOL bez INA od średnich osiąganych przez samą chorwacką spółkę. Polityczna presja na obniżki cen dla węgierskich klientów zapewne się utrzyma, ale skala w 2014 roku nie powinna być już tak znaczna z uwagi na pozostały niewielki bufor rentowności dla części lokalnych złóż. Stąd większego zagrożenia dla realizowanych przychodów upatrujemy w spadku globalnych notowań, szczególnie gazu, co może być konsekwencją kolejnej tury postępowań arbitrażowych z Gazpromem.

Prognozy produkcji węglowodorów w Grupie MOL w tys. boe/dzień



■ INA (Chorwacja, Syria, Afryka) ■ MOL (Węgry, FSU, Pakistan, Irak)

Źródło: MOL, szacunki Dom Maklerski mBanku

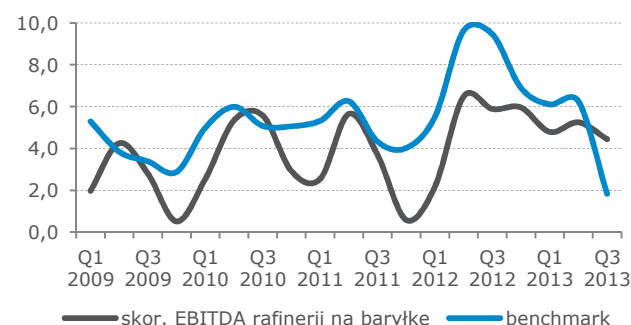
Jeśli chodzi o prognozy na kolejne lata to zakładamy jednak stabilizację cen węglowodorów, poprawy wyników segmentu spodziewamy się dopiero wraz z uruchamianiem nowych złóż, co powinno być już widoczne w roku 2015 (skokowy przyrost zapewni dopiero uruchomienie wydobywania na Akri Bijeel). W naszym modelu w przeciwieństwie do poprzednich raportów nie uwzględniamy powrotu wolumenów z Syrii, gdzie polityczna sytuacja na tyle się skomplikowała, że szanse na odzyskanie kontroli operacyjnej na projekcie przez INA wydają się praktycznie zerowe. Wartość NPV wszystkich projektów realizowanych przez segment wydobywczy Grupy MOL szacujemy na 980 mld HUF, co implikuje wskaźnik EV/2P (bez Syrii) na poziomie około 8,8 USD/boe

i EV/EBITDA na rok 2014 na poziomie 3,7x. Wskaźniki te dla spółek porównywalnych wynoszą odpowiednio 11,4 USD/boe i 3,9x. Wycena segmentu zaprezentowana jest szczegółowo w dalszej części raportu.

Segment rafineryjny

Wyniki sektora rafineryjnego znajdują się w tym roku pod presją z uwagi na niskie marże przerobowe i okresowe bardzo niekorzystne relacje cenowe ropy Ural. Grupa MOL, po oczyszczeniu o odpis aktywów we Włoszech na kwotę 123 mld HUF, poprawiła jednak w pierwszych trzech kwartałach CCS EBIT o 28,4 mld HUF (w tym zmniejszenie straty INA o 6 mld HUF) do 40 mld HUF. Było to możliwe dzięki wzrostowi wolumenów zarówno w obszarze hurtowym (efekt braku tak dotkliwych jak przed rokiem przestojów remontowych w kluczowych rafineriach), jak i detalicznym (+3%) przy jednoczesnej poprawie marż dystrybucyjnych (w 3Q'12 były bardzo niskie, co neutralizowało rekordowy benchmark) oraz widocznej szczególnie w 3Q wyższej rentowności stacji benzynowych (kilka mld HUF dodatkowego EBIT). Do lepszych rezultatów przyczyniła się także redukcja kosztów zaplanowana w 3-letnim programie oszczędności, aczkolwiek założonych na ten rok celów raczej nie uda się osiągnąć (Zarząd planował redukcję wydatków aż o około 40 mld HUF).

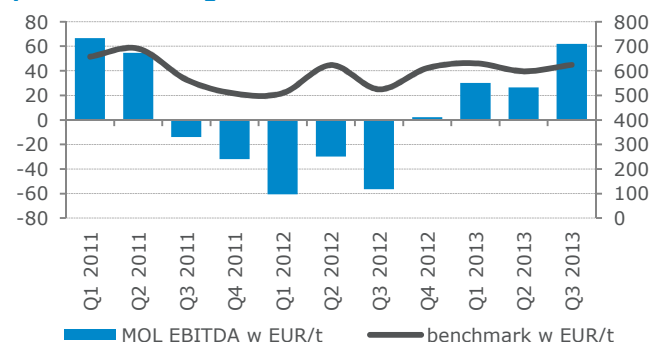
Skorygowana EBITDA jednostkowa segmentu rafineryjnego MOL w USD/bbl na tle benchmarku (marża + dyferencjał Ural/Brent)



Źródło: MOL, Reuters, szacunki Domu Maklerskiego mBanku

Źródłem pozytywnego odchylenia wyników segmentu od benchmarku była również znacznie lepsza rentowność sprzedaży petrochemicznej. EBITDA w tym obszarze poprawiła się bowiem r/r aż o ponad 24 mld HUF, czemu sprzyjało przede wszystkim korzystniejsze otoczenie na rynku poliolefin oraz wyższe o 7% wolumeny. Na razie wysokie marże na tych produktach się utrzymują i zakładamy, że takie warunki pozwolą na powtórzenie w 2014 roku zbliżonych rezultatów r/r.

Skorygowana EBITDA jednostkowa segmentu petrochemicznego MOL na tle benchmarku



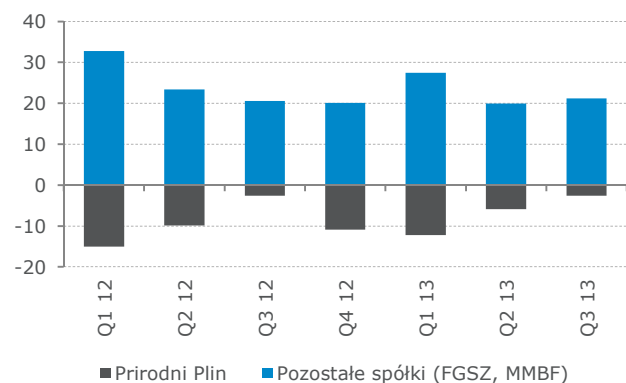
Źródło: MOL, Bloomberg, szacunki Domu Maklerskiego mBanku

W 2014 roku oczekujemy lepszych wyników na działalności rafineryjnej, co będzie pochodną nieco korzystniejszego otoczenia: wyższego o 0,4 USD prognozowanego dyferencjału Ural/Brent i wyższej o 0,8 USD marży rafineryjnej (argumenty za tymi założeniami w dalszej części raportu), a także kolejnej puli oszczędności kosztowych, których wartość Zarząd szacuje na ponad 22 mld HUF. Spodziewamy się także dalszego wzrostu wolumenów sprzedaży i utrzymania wysokich marż detalicznych obserwowanych w 2H'13. W efekcie oczyszczony EBIT CCS segmentu (bez uwzględnienia petrochemii) powinien zwiększyć się r/r o niecałe 40 mld HUF.

Segment gazowy

Segment gazowy w pierwszych 3 kwartałach tego roku wygenerował zbliżony zysk operacyjny r/r (-5%), mimo że tym razem negatywny wpływ Prirodni Plin (spółka zajmująca się regulowanym handlem gazem w Chorwacji) był o 7 mld HUF mniejszy niż przed rokiem (efekt niższego importu). Obciążeniem była tym razem działalność dystrybucyjna spółki FGSZ na Węgrzech, gdzie z jednej strony obniżono stawki za przesył, a z drugiej mocno spadły wolumeny tranzytowe (-24%). W przyszłym roku rezultat gazowej dywizji ponownie się pogorszy, co będzie jednak pochodną braku konsolidacji magazynowej spółki MMBF sprzedanej w tym roku rządowi węgierskiemu (roczny EBIT tego podmiotu to około 15 mld HUF). Częściowo będzie to jednak w naszej opinii skompensowane oczekiwanym większym obciążeniem gaziogłów tranzytowych.

EBITDA segmentu gazowego w rozbiciu na Prirodni Plin i pozostałe spółki



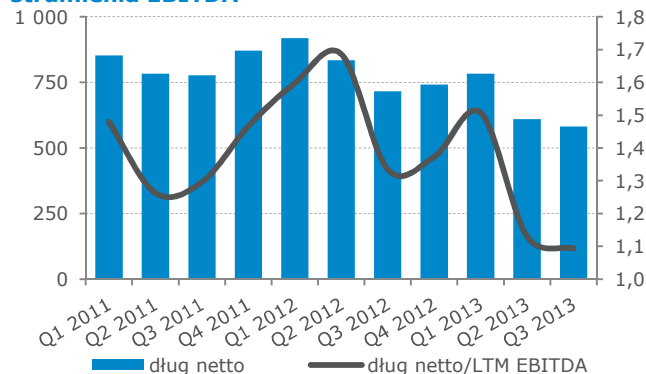
Źródło: MOL, szacunki Domu Maklerskiego mBanku

Sytuacja bilansowa i prognozy capex

Na koniec 3Q'2013 dług netto Grupy MOL sięgał 582 mld HUF, co stanowiło 1,1x krotność strumienia EBITDA z ostatnich 12 miesięcy. W stosunku do końca 2012 roku zadłużenie spadło więc o 160 mld HUF mimo niekorzystnych zmian na rynkach walutowych (wzrost kursu EUR/HUF o 2% przy udziale kredytów denominowanych w EUR na poziomie 70% długu brutto). Bilans udało się wzmocnić wysokimi przepływami z działalności operacyjnej, które sięgnęły w trzech kwartałach tego roku 364 mld HUF vs. 356 mld HUF rok wcześniej. Częściowo było to neutralizowane przez wypłatą dywidendy (-39 mld HUF), przepływy dla akcjonariuszy mniejszościowych w spółkach zależnych (-17 mld HUF) oraz zapłacone odsetki (-38 mld HUF). W 3Q pojawił się ponadto dodatkowy zastrzyk gotówki wynikający ze sprzedaży spółki ZMB (+33 mld HUF). W 4Q z kolei koncern sfinalizuje transakcję sprzedaży udziałów w

węgierskich magazynach (MMBF), która według naszych szacunków może przynieść wpływ rzędu 136 mld HUF (nie podano parametrów transakcji).

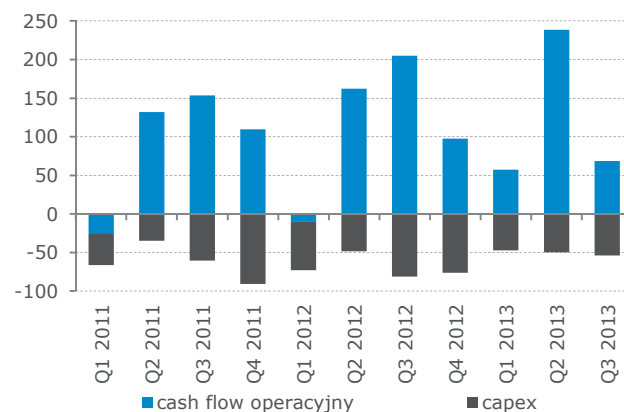
Dług netto (mld HUF) w relacji do 12-miesięcznego strumienia EBITDA



Źródło: MOL, szacunki Domu Maklerskiego mBanku

Jeśli chodzi o jakość wspomnianych przepływów operacyjnych to należy zwrócić uwagę, że wpływ zmian w kapitale obrotowym był ujemny (-32 mld HUF) i stąd nie oczekujemy jakichś istotnych korekt w rachunku cash flow w 4Q'13. Zadłużenie netto na koniec roku może jednak wzrosnąć z uwagi na oczekiwaną sezonową kumulację wydatków inwestycyjnych w końcówce roku. Nie zakładamy co prawda wykonania zapowiadanych rok temu wydatków na poziomie 1,5 mld USD (równowartość 337 mld HUF), ale spodziewamy się rocznego capex na poziomie 280 mld HUF (po trzech kwartałach inwestycje sięgnęły 151 mld HUF).

Przepływy z działalności operacyjnej na tle wydatków inwestycyjnych w mld HUF

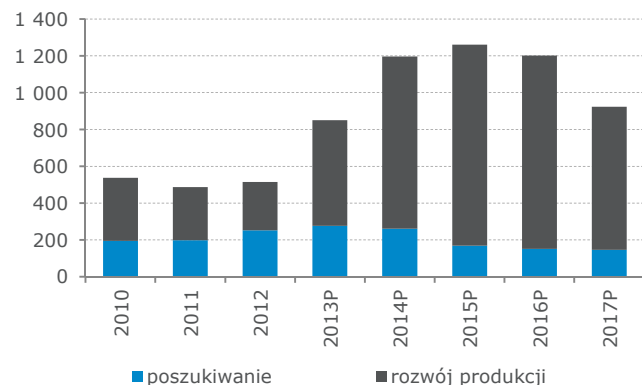


Źródło: MOL

Niższe nakłady inwestycyjne zrealizowane w roku 2013 nie oznaczają rezygnacji z części projektów, a tylko ich przesunięcie w czasie, stąd w kolejnych latach prognozujemy znaczny wzrost wydatków. W 2014 roku największego przyrostu należy oczekiwać oczywiście w segmencie wydobywczym, gdzie przyspieszeniu powinny ulec prace poszukiwawcze związane z dokumentowaniem i przygotowywaniem do produkcji bloków naftowych w Kurdystanie (około 40% capex segmentu). Na pewno intensyfikacja wydatków na poszukiwania i wydobycie nastąpi również w Rosji, Kazachstanie i Pakistanie. Jeśli chodzi o pozostałe obszary działalności to można zakładać zwiększone wydatki w petrochemii (instalacja butadienu na Węgrzech i polietylenu w fabryce słowackiej) oraz dodatkowe koszty inwestycyjne dużego cyklicznego przestoju rafinerii Slovnaft. Nadal pod znakiem zapytania

stoi natomiast projekt budowy instalacji do koksovania ciężkich pozostałości w rafinerii Rijeka, co oczywiście ma związek z konfliktem MOL-a z rządem chorwackim i problemami z zatwierdzeniem tej inwestycji.

Prognozy nakładów inwestycyjnych w segmencie wydobywczym MOL w mln USD



Źródło: MOL, szacunki Domu Maklerskiego mBanku

Co dalej z INA?

Obecnie jednym z największych obciążeń dla kursu akcji MOL jest zamieszanie wokół chorwackiego koncernu INA (m.in. ostatnie doniesienia o możliwości sprzedaży akcji przez fundusz norweski zobligowany do przestrzegania restrykcyjnego kodeksu etycznego). Napięta atmosfera polityczna (zarzuty korupcyjne wokół prywatyzacji, wniosek o aresztowanie CEO węgierskiej Spółki, rozpoczęcie procedury arbitrażowej z lokalnym rządem) nie tylko utrudnia prowadzenie bieżącej działalności operacyjnej (problemy z decyzjami administracyjnymi dotyczącymi inwestycji w Rijece czy blokowanie zamknięcia rafinerii Sisak), ale również generuje spekulacje na temat możliwych rozstrzygnięć co do przyszłości INA (wymuszona sprzedaż, kwestionowanie kontroli operacyjnej). W naszej opinii rynek zbyt sceptycznie podchodzi jednak do tej kwestii, a ewentualna sprzedaż chorwackiej Spółki mogłaby być nawet pozytywnym katalizatorem dla kursu.

Dane finansowe i operacyjne INA na tle Grupy MOL*

(mld HUF)	2010	2011	2012	9M'13
CCS EBITDA	165,9	242,3	187,4	121,5
udział w Grupie MOL	29%	39%	33%	31%
Upstream	208	305	214	154
udział w Grupie MOL	52%	63%	51%	57%
Rafineria	-18	-45	-12	1
udział w Grupie MOL	-	-	-	1%
Pozostałe	-24	-17	-15	-34
udział w Grupie MOL	54%	40%	26%	58%
Dług netto	375,6	342,1	256,4	224,0
udział w Grupie MOL	42%	39%	33%	28%
Produkcja mboe/dzień	65,5	74,4	48,6	40,8
udział w Grupie MOL	46%	50%	41%	39%
Zasoby 2P Mmboe**	304,6	278,4	266,2	
udział w Grupie MOL	49%	41%	41%	
Zasoby perspektyw. Mmboe**	62	100	110	-
udział w Grupie MOL	12%	8%	7%	-

*dane finansowe INA wynikają z przeliczenia danych ze sprawozdań INA po średnim kursie HRK/HUF i nie pokrywają się dokładnie z wynikami uwzględnianymi w skonsolidowanym sprawozdaniu MOL

**dane uwzględniają rezerwy INA w Syrii

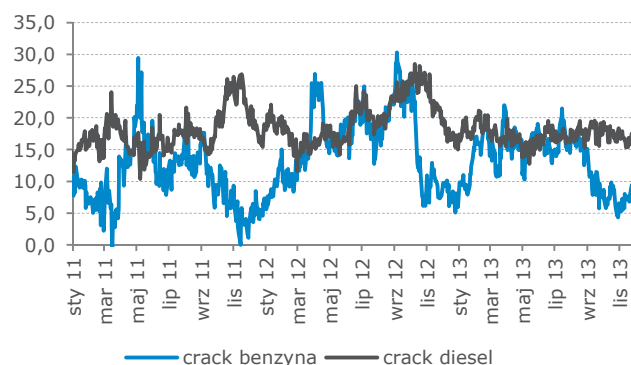
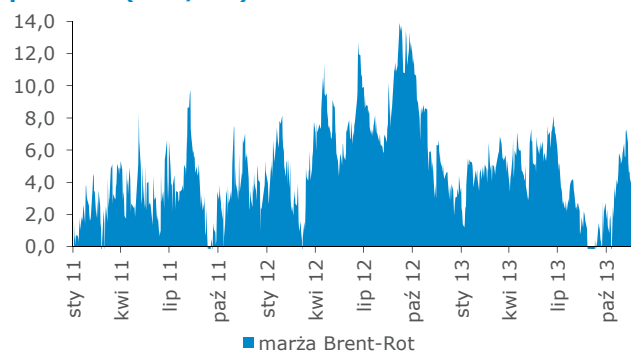
Źródło: INA, MOL, szacunki Domu Maklerskiego mBanku

Przypominamy, że obecnie MOL jest właścicielem 49,1% akcji INA, które zakupił za łączną kwotę 1,4 mld EUR (implikowana przez udziały mniejszości wartość INA w skonsolidowanych księgach to około 1,5 mld EUR). Obecnie wycena giełdowa tego pakietu wynosi co prawda 2,35 mld EUR, ale kapitalizacja ma ograniczoną wartość informacyjną ze względu na niski free float (chorwacki rząd posiada 44,8% akcji). Punktem odniesienia dla ewentualnej ceny sprzedaży będzie więc raczej wspomniane 1,4 mld EUR, które stanowiłoby obecnie około 31% kapitalizacji Grupy MOL. Udział INA w wynikach Grupy na poziomie CCS EBITDA przy prostym przeliczeniu sprawozdania prezentowanego w HRK wynosi około 30% (podobnie wygląda proporcja w zakresie długu netto). Ze względu na specyfikę konsolidacji, wykazywane przez MOL zyski chorwackiej spółki stanowią efektywnie około 25% wyniku Grupy. Można więc obronić tezę, że aktualnie rynek przykłada już około 20% dyskonta do pierwotnej ceny zakupu INA, co tworzy bufor bezpieczeństwa dla warunków potencjalnej transakcji sprzedaży. Zwracamy ponadto uwagę, że większość czynników wzrostu wartości w ramach koncernu MOL koncentruje się w aktywach poza INA, zarówno jeśli chodzi o wydobycie (Irak, Kazachstan, Rosja, Pakistan) jak i przetwórstwo ropy (inwestycje w instalacje petrochemiczne na Węgrzech i Słowacji). W ramach chorwackiej spółki nie dostrzegamy obecnie żadnych perspektyw na zwiększenie produkcji węglowodorów ani istotne przeszacowania zasobów wydobywalnych (tylko 7% udział w zasobach perspektywicznych Grupy MOL), szczególnie że ostatnie wydarzenia w Syrii praktycznie eliminują szanse na odzyskanie kontroli nad tamtejszym projektem. Ewentualna sprzedaż INA zbilansowałaby dodatkowo strumień zysków MOL-a pomiędzy segmentem wydobywczym i rafineryjnym, co mogłoby wpłynąć na podwyższenie mnożników wyceny porównawczej. Na razie oczywiście jest za wcześnie na przedstawienie docelowego scenariusza rozwoju sytuacji w Chorwacji (sprzedaż wciąż nie jest przesądzona, brak ewidentnych zainteresowanych takim przejęciem), ale mając na uwadze aktualny sentyment wokół tego tematu widzimy większe szanse na pozytywne niż negatywne zaskoczenia.

Marże rafineryjne – gorzej od oczekiwania, ale...

W naszych poprzednich raportach analitycznych postawiliśmy tezę, że sektor rafineryjny po okresie długotrwałej dekonjunkury wraz z dynamicznym odbiciem marż w roku 2012 wszedł w fazę ożywienia. Nie zakładaliśmy co prawda utrzymania tych rekordowych rentowności w kolejnych latach (dostrzegając też czynniki jednorazowe, jakie za nimi stały), ale oczekiwaliśmy stabilizacji marż na poziomach zdecydowanie wyższych od tych z lat 2009-11. Głównymi argumentami popierającymi takie twierdzenie były m.in. poprawiające się momentum po stronie popytowej, niskie zapasy paliw gotowych, wyłączenia mocy wytwórczych, naturalna cykliczność charakterystyczna dla sektora oraz ograniczenia dla wzrostów cen ropy. Pierwsze miesiące tego roku zdawały się potwierdzać słuszność naszego podejścia, ale kluczowy dla wyników sezon transportowy mocno rozczarował. W 3Q marże były niższe nie tylko w ujęciu r/r (zrozumiały efekt bazy), ale również q/q co obok ujemnego dyferencjału Ural/Brent zaważyło na konieczności rewizji naszych prognoz dla sektora dla roku 2013. Analiza poszczególnych czynników determinujących poziom rentowności rafinerii oraz przyczyn aktualnej słabości marż skłania nas jednak ku utrzymaniu optymistycznego podejścia do prognozowania na kolejne lata.

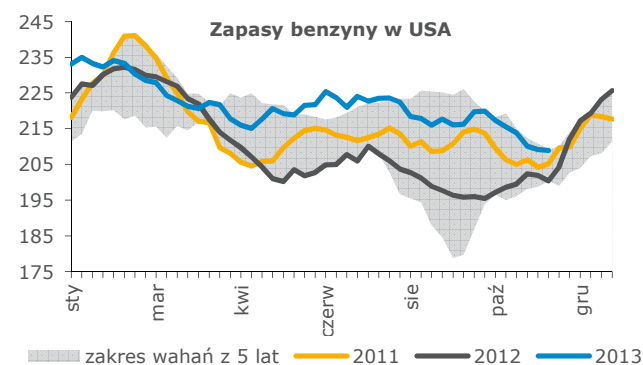
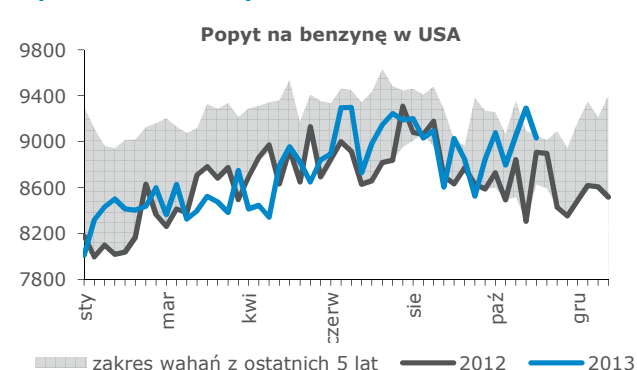
Benchmarkowa marża rafineryjna i cracki na paliwach (USD/Bbl)



Źródło: Reuters, Bloomberg, szacunki Domu Maklerskiego mBanku

Aktualna słabość marż na przerobie nie rozkłada się równomiernie na poszczególne produkty. Wyraźnym obciążeniem jest obecnie crack benzynowy, który zaczął dość dynamicznie spadać na początku września. Powodów takich tendencji upatrujemy głównie w rozczarowujących odczytach z rynku amerykańskiego, gdzie dynamika konsumpcji paliwa w ujęciu r/r powróciła w tym czasie w negatywne terytoria, co automatycznie przełożyło się na przyrost zapasów, które zbliżyły się do górnego ograniczenia 5-letniego przedziału wahań. Obecnie odczyty z USA przynoszą już jednak bardziej optymistyczne informacje, gdyż w listopadzie dynamika popytu w ujęciu r/r sięga 4,3%, a zapasy benzyny spadają od kilku tygodni. Pozwoliło to na wyraźne odbicie cracków na tym paliwie w ostatnich tygodniach.

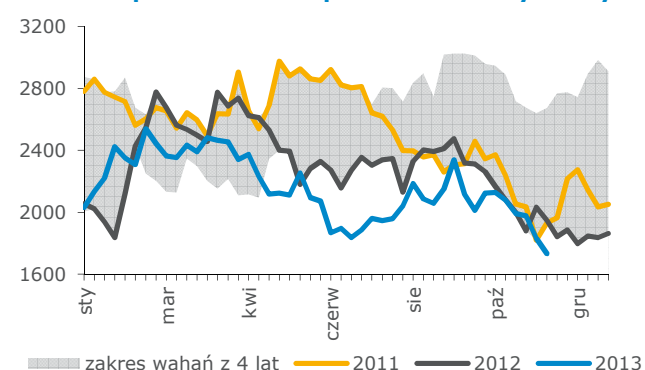
Popyt na benzynę w USA w tys. baryłek/dzień na tle zapasów w mln baryłek



Źródło: Bloomberg, szacunki Domu Maklerskiego mBanku

Nie bez znaczenia dla notowań benzyny były także oczekiwania co do ograniczeń w polityce pieniężnej FED, które przełożyły się na osłabienie walut azjatyckich gospodarek wschodzących (Indie, Indonezja), obniżając w ten sposób siłę zakupową tamtejszych konsumentów na rynku paliwowym. Obciążeniem dla marż były również relatywnie wysokie ceny ropy, podrażające koszty zużycia własnych i zwiększające straty na produkcji ciężkiego oleju opałowego. Głównym wsparciem rentowności pozostają natomiast średnie destylaty, których zapasy zarówno w USA jak i w Europie znajdują się na historycznie niskich poziomach.

Poziom zapasów diesla w portach ARA w tys. baryłek

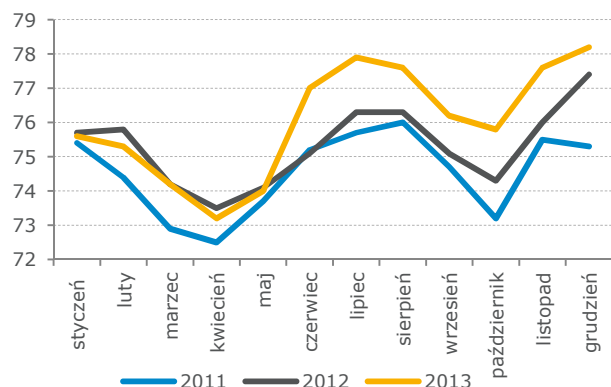


Źródło: Reuters

Jeśli chodzi o perspektywy na kolejne miesiące to oczekujemy utrzymania pozytywnych tendencji na rynku diesla (korelacja z indeksem produkcji przemysłowej) i poprawy na rynku benzynowym, co będzie pochodną wyższej dynamiki globalnego PKB i dalszego odbudowywania się nastrojów konsumentów. Ważna jest także decyzja amerykańskiej agencji EPA w sprawie kwot biopaliwowych na rok 2014 (im mniejszy obowiązek tym

więcej miejsca na rynku dla klasycznej benzyny) oraz kursy walut dużych krajów rozwijających się (Brazylia, Filipiny, Indie, Indonezja), które będą wyznaczać tamtejsze ceny detaliczne paliw (elastyczność popytu i możliwość utrzymania rządowych subsydiów).

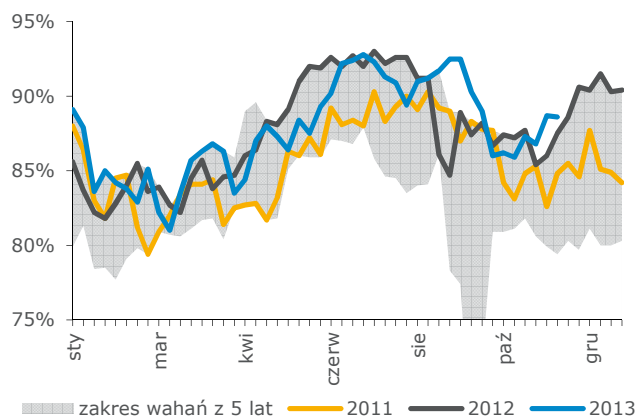
Globalny przerób w rafineriach w mln baryłek/dzień



Źródło: IEA

W naszej opinii większe znaczenie dla kształtowania się marż rafineryjnych w ostatnich miesiącach miała jednak nie strona popytowa, ale podażowa. Dużym zaskoczeniem było przede wszystkim zachowanie standardowego sezonowego wzorca okresów remontowych. Według danych kolekcjonowanych przez Bloomberg przez cały rok odnotowywaliśmy mniejszą skalę wyłączeń mocy. Wysoki poziom utylizacji mocy przerobowych jest widoczny także w tygodniowych danych z USA, gdzie we wrześniu wskaźnik ten wyraźnie przebił górne ograniczenie wahań z ostatnich 5 lat. Amerykańskie rafinerie mimo sezonowego osłabienia popytu zdecydowały się utrzymać produkcję i wykorzystując chłonność globalnego rynku diesla, zwiększyły we wrześniu eksport tego paliwa aż o 17% r/r (w poprzednich miesiącach eksport wykazywał ujemne dynamiki r/r).

Wskaźnik wykorzystania mocy rafineryjnych w USA

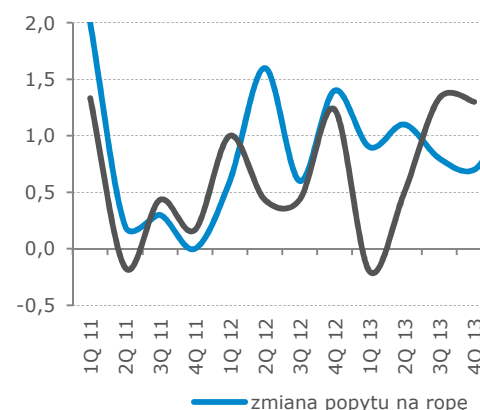
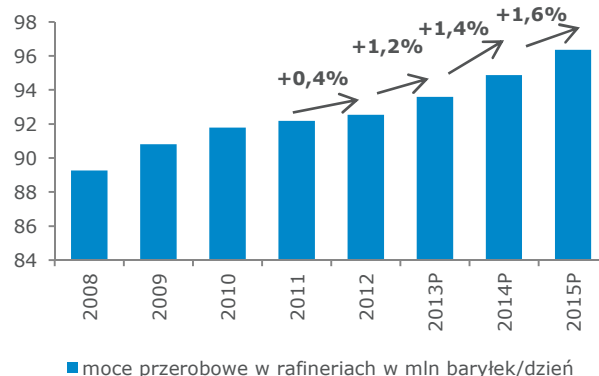


Źródło: EIA, opracowanie Domu Maklerskiego mBanku

Naszym zdaniem to właśnie te niestandardowe zjawisko odpowiada w dużej mierze za jesienne załamanie marż rafineryjnych, a nie samo zwiększenie globalnej produkcji rafineryjnej obserwowane praktycznie przez cały rok (powyższy wykres). Potwierdzeniem tej tezy może być fakt, że w sezonie wakacyjnym, kiedy globalny przerób notował największe wzrosty r/r (w lipcu wzrost produkcji sięgał 2 mln baryłek) marże utrzymywały się na satysfakcjonującym poziomie 4,4 USD/Bbl. Stąd nasze oczekiwanie, że wraz z powrotem sektora do tradycyjnych

wzorców remontowych powinna odbudowywać się rentowność przerobu.

Przyrost mocy wytwórczych netto i zmiana globalnego przerobu w rafineriach na tle tempa wzrostu popytu na ropę w mln baryłek



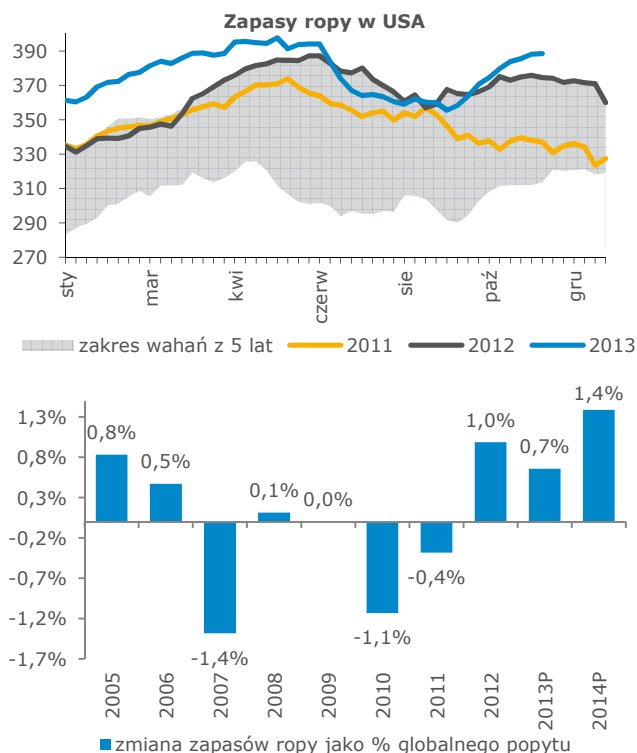
Źródło: Bloomberg, szacunki Domu Maklerskiego mBanku

Część obserwatorów przyczyn osłabienia marż rafineryjnych upatruje także w oddawanych systematycznie do użytku nowych projektach, których skala według danych IEA powinna w tym roku sięgnąć 1 mln baryłek/dzień. Naszym zdaniem jednak te nowe moce są w dużym stopniu utylizowane przez zwiększający się popyt, szczególnie że te instalacje budowane są przede wszystkim z zamiarem obsługiwanego aktualnych centrów rosnącego popytu, a więc głównie rynków azjatyckich. Dodatkowo zwracamy uwagę, że ze względu na administracyjne obostrzenia dotyczące eksportu paliw w Chinach, tamtejszy sektor rafineryjny mimo przyrostu potencjału przerobowego musi pracować na niższych obciążeniach i w takich okolicznościach nie widzimy zagrożenia „eksportem netto” ze strony tego kraju. Prognozy IEA dotyczące zapotrzebowania na ropę w roku 2014 (wzrost o 1,1 mln baryłek/dzień) wskazują naszym zdaniem, że oczekiwana dodatkowa podaż paliw z tytułu nowych mocy wytwórczych nie zachwieje globalnym bilansem.

Dodatkowym problemem dla sektora był fakt, że notowania ropy nie były w tym roku sprzymierzeńcem, mimo że nasza analiza danych fundamentalnych z rynku surowca przeprowadzona kilka miesięcy temu wskazywała, że powinno być inaczej. Drugi rok z rzędu odnotowujemy przecież nadpodaż surowca na globalnym rynku, co obok niższej dynamiki popytu związanej ze spowolnieniem gospodarki chińskiej, wynika przede wszystkim z istotnego zwiększenia podaży. Rosnąca produkcja to efekt szybkiego rozwoju wydobywania ze złóż niekonwencjonalnych w Kanadzie i USA (YTD dynamika przekracza 20%),

inwestycji w zagospodarowanie pól naftowych w Iraku (+5% r/r) oraz organicznego wzrostu w Rosji (+1% r/r). Niestety w tym roku pojawiły się nieoczekiwane zakłócenia dostaw z innych kierunków, przede wszystkim z Libii, gdzie z uwagi na strajki pracowników sektora wydobywczego i zamieszki w kraju we wrześniu produkcja została praktycznie wstrzymana (problem pojawił się w lipcu), co dla rynku oznacza ubytek aż 1 mln baryłek/dzień. Wcześniej notowania Brent wspierały nieplanowane przestoje remontowe na Morzu Północnym ograniczające dostępność tej mieszanki dla rafinerii.

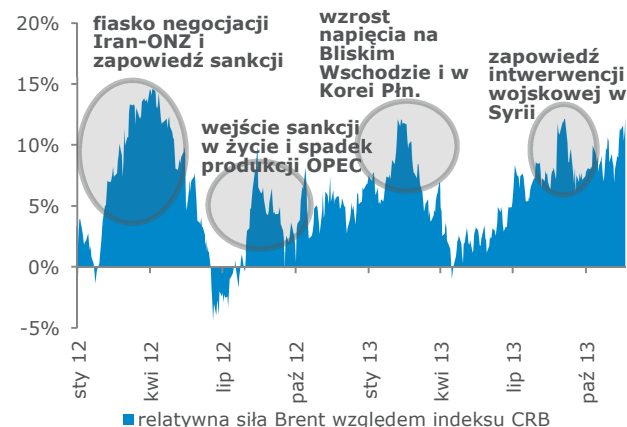
Zapasy ropy w USA w tys. baryłek i prognozy zmian globalnych zapasów jako % konsumpcji



Źródło: Bloomberg, EIA, opracowanie Domu Maklerskiego mBanku

Okresowo nadbudowała się również premia geopolityczna w związku z napięciem wokół Syrii, gdyż ryzyko interwencji wojskowej w tym kraju rodziło spekulacje na temat destabilizacji innych kluczowych dla rynku ropy krajów, w tym Iraku. W ostatnich tygodniach sytuacja zaczęła się jednak stabilizować, zminimalizowane zostało ryzyko ataku na cele w Syrii, w Libii rząd opanował częściowo sytuację (przywrócono pracę większości terminali eksportowych i produkcja wzrosła z 0,15 mln baryłek/dzień do 0,8 mln baryłek/dzień. Dodatkowo wbrew oczekiwaniom poprawiła się atmosfera wokół Iranu, a konferencja w Genewie przyniosła częściowe zniesienie sankcji i rynki zaczęły dyskontować przyszłe zwiększenie podaży. Te czynniki pozwalają nam utrzymać nasze oczekiwania, że cena ropy co najmniej nie powinna stanowić obciążenia dla marżowości rafinerii, a jest duża szansa że będzie ją wspierać (rosnące zapasy będą wywierać presję na notowania). Oczywiście jednocześnie takie otoczenie makro może negatywnie wpływać na segment wydobywczy MOL-a.

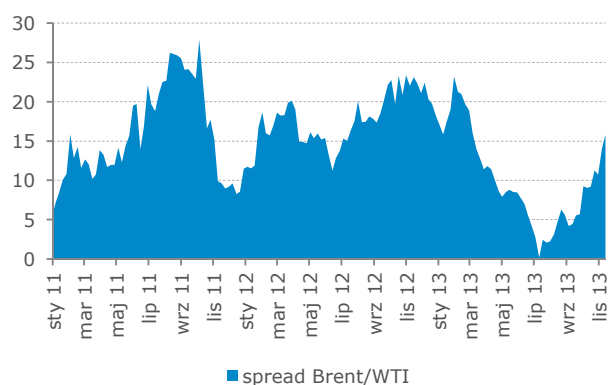
Ceny ropy na tle indeksu surowcowego CRB



Źródło: Bloomberg, opracowanie Domu Maklerskiego mBanku

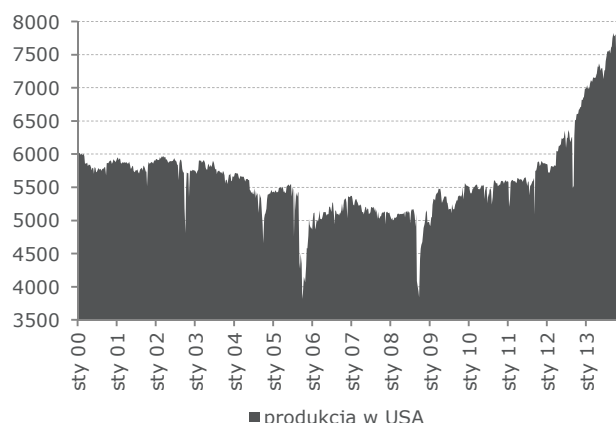
Obok samej ceny nominalnej surowca, ważna z punktu widzenia europejskich rafinerii jest także relacja pomiędzy notowaniami Brent i WTI. Bardzo wysokie dyskonto w cenie amerykańskiego benchmarku, jakie ukształtowało się w ostatnich latach (pochodna dynamicznego wzrostu produkcji ze złóż niekonwencjonalnych w USA i Kanadzie oraz wąskich gardeł w logistyce tej mieszanki) osłabiało bowiem wyraźnie pozycję konkurencyjną rafinerii nie mających dostępu do tańszego surowca. W tym roku sytuacja przetwórców z Europy zaczęła się wyraźnie poprawiać wraz z uruchomieniem nowych rurociągów i linii kolejowych rozładujących nadpodaż surowca WTI wewnątrz kontynentu. Ostatnie miesiące ponownie przyniosły dość dynamiczny wzrost dyskonta w cenie mieszanki WTI, co wynikało z przyrostu jej zapasów i kolejnych rekordów wydobycia w USA i Kanadzie. Planowane na końcówkę roku uruchomienie południowej nitki rurociągu Keystone powinno jednak w naszej opinii nieco podbić cenę ropy w USA, co poprawi konkurencyjność rafinerii z Europy. Dostępność tańszej ropy WTI w Houston będzie również, mimo zakazu eksportu, wywierać presję na ceny surowca importowanego do USA, który będzie musiał konkurować o klienta (oczekiwany wzrost produkcji ropy w Ameryce Północnej w 2014 roku znacząco przewyższy bowiem dynamikę popytu).

Spread Brent/WTI w USD/Bbl



Źródło: Bloomberg

Wydobycie ropy w USA w tys. baryłek/dzień



■ produkcja w USA

Źródło: EIA, opracowanie Domu Maklerskiego mBanku

Dyferencjał Ural/Brent – powrót do normalności

Dyferencjał Ural/Brent praktycznie przez większość lata utrzymywał się w terytoriach ujemnych, co było dużym zaskoczeniem, nawet mając na uwadze sezonowe wzorce, które były wyraźnie widoczne również w roku ubiegłym. W związku z tym pojawiły się tezy wskazujące na strukturalne i trwałe przyczyny spadku dyskonta w cenie ropy rosyjskiej, które zainfekują wyniki regionalnych rafinerii w średnim terminie. Wielowymiarowa analiza relacji notowań mieszanek Brent i Ural skłania nas jednak do zakwestionowania tych opinii i utrzymania długoterminowych prognoz dyferencjału w przedziale 1,5-2,0 USD/bbl średniorocznie. Wskazują na to zarówno aspekty ekonomiczne rafinacji surowca, jego dostępność jak i otoczenie geopolityczne wpływające aktualnie na rynek. Aktualnie notujemy już wyraźne odbicie tego kluczowego parametru i odczyty 2013 przestały wyznaczać dolne ograniczenie przedziału wahań z ostatnich 5 lat, a wręcz oscylują wokół historycznie maksymalnych odczytów. Faktem jest natomiast zwiększenie amplitudy między lokalnymi ekstremami w ciągu roku, co obok zdarzeń „jednorazowych” (embargo na ropę irańską, załamanie produkcji w Libii, terrorystyczne ataki na rurociąg Kirkuk-Ceyhan) jest konsekwencją zwiększonych mocy przerobowych w rosyjskich rafineriach i sezonowych wahań stopnia ich wykorzystania.

Dyferencjał Ural/Brent na tle 5-letniego przedziału wahań



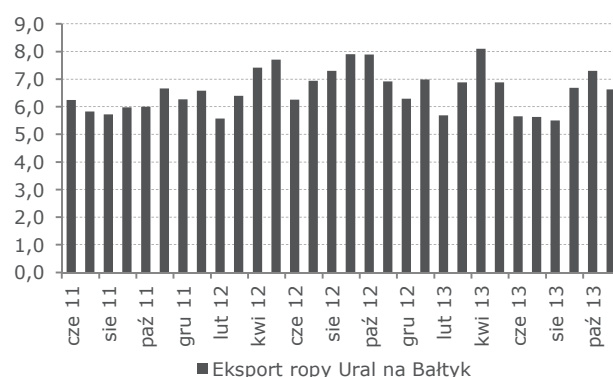
■ 5-letni przedział wahań ■ 2012 ■ 2013

Źródło: Bloomberg, opracowanie Domu Maklerskiego mBanku

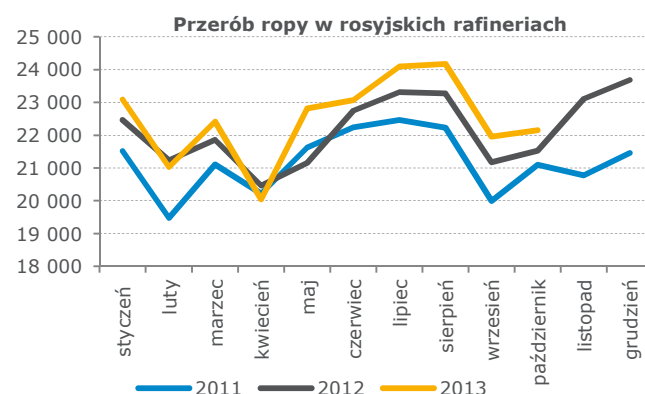
Głównym czynnikiem, który naszym zdaniem zdeteterminował konwersję dyskonta na premię w cenie ropy rosyjskiej począwszy od maja było skokowe ograniczenie

eksportu przez porty bałtyckie. Takie zjawisko pojawia się co roku (standardowa sezonowość aktywności rosyjskich rafinerii), ale tym razem skala była znacznie większa z uwagi na wcześniejsze zakończenie przestojów remontowych w maju i inwestycje zwiększające moce wytwórcze. W efekcie podaż ropy Ural z portów w Primorsku i Ust-Łudze zmniejszyła się w miesiącach maj-sierpień średnio o ponad 1 mln ton w ujęciu r/r.

Wolumen eksportu ropy rosyjskiej na Bałtyku i przerób w rafineriach rosyjskich w mln ton



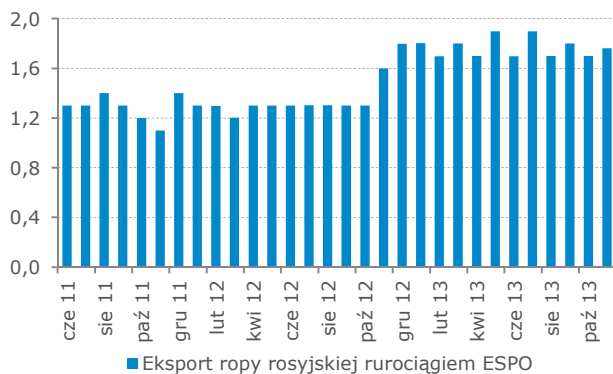
■ Eksport ropy Ural na Bałtyk



Źródło: Reuters, Bloomberg, prognozy CDU-TEK, szacunki Domu Maklerskiego mBanku

Zwracamy uwagę, że wbrew pojawiającym się opiniom nie było to spowodowane przekierowaniem wolumenów na Chiny (eksport rurociągiem ESPO rzeczywiście wzrósł, ale miało to miejsce już pod koniec 2012 roku i w maju nie odnotowaliśmy istotnych zmian w tym zakresie), co jest nie do końca wykonalne z technicznego punktu widzenia (zasilenie rurociągu ESPO to złoża wschodniej Syberii) jak i niezbyt uzasadnione ekonomicznie (średnie ceny uzyskiwane na wschodniej nitce są niższe niż w Europie). Zestawienie danych CDU-TEK, wskazujących na wrześniowe zwiększenie natężenia przestojów remontowych (+2,3 mln ton w porównaniu do sierpnia), z odczytami dyferencjału potwierdza tezę iż to właśnie fluktuacje w wysokości przerobu w rosyjskich rafineriach były kluczowe dla kształtowania się dyskonta w cenie mieszanek Ural w tym roku.

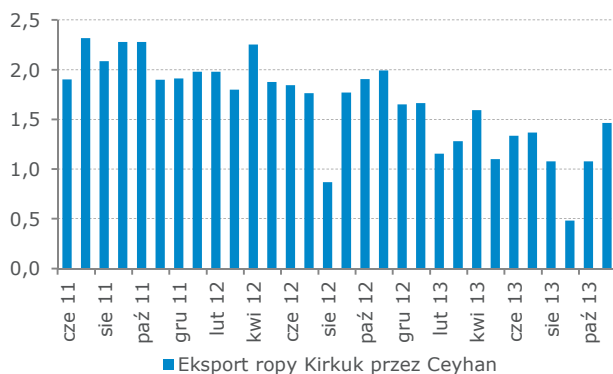
Obciążenie wolumenowe rurociągu ESPO w mln ton



Źródło: Bloomberg

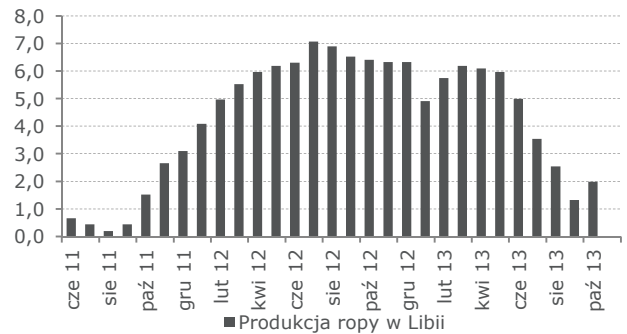
Dodatkowym czynnikiem, który podbił cenę Ural-a w ostatnich miesiącach była ograniczona dostępność alternatywnych mieszanek, a przede wszystkim irackiej ropy Kirkuk. Jej miesięczna podaż w tureckim porcie Ceyhan w tym roku jest niższa r/r średnio o 0,6 mln ton, a we wrześniu odchylenie przekroczyło 1,3 mln ton r/r, co wynikało bezpośrednio z utrzymującego się zakazu użytkowania rurociągu przez producentów z Kurdystanu, a także z szeregu ataków terrorystycznych na infrastrukturę przesyłową, ograniczających jej wykorzystanie. Jest to o tyle istotne, że rosnąca produkcja iracka miała kompensować ubytek objętych embargiem wolumenów z Iranu (-3 mln ton/miesiąc). Tymczasem zwiększyła się więc konkurencja o ciężką ropę rosyjską na Morzu Śródziemnym. Sytuacja pod tym względem może ulegać jednak poprawie w związku z podejmowanymi przez rząd iracki wzmocnionymi środkami bezpieczeństwa na trasie rurociągu oraz możliwym postępowaniem rozmów z autonomią kurdyjską (dane za październik i listopad wskazują już na odbicie wolumenów, ale nadal podaż jest niższa o około 0,5 mln ton r/r). Ostatnio pojawiły się także pozytywne sygnały ze strony nowego prezydenta Iranu (urzęduje od sierpnia), który zasignalizował chęć współpracy ze społecznością międzynarodową w kwestii programu atomowego. Zaowocowało to porozumieniem o częściowym zniesieniu sankcji, które choć nie zwiększa bezpośrednio kwot eksportowych, to zapewne w kolejnych miesiącach przyczyni się do zwiększenia podaży ropy irańskiej kierowanej do dotychczasowych odbiorców (efekt braku kosztów dodatkowego ubezpieczania dostaw). Powinno to wywierać presję na notowaniach innych ciężkich mieszanek surowca.

Wolumen eksportu ropy irackiej przez port Ceyhan w mln ton



Źródło: Bloomberg

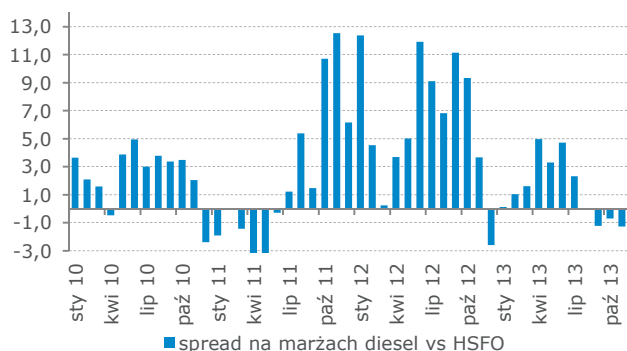
Wydobycie ropy w Libii w mln ton



Źródło: Bloomberg

Czynniki geopolityczne oddziałują jednak na dyferencjał dwukierunkowo, co pokazują chociażby ostatnie tygodnie. Pojawiło się bowiem wsparcie dla notowań mieszanki Brent w postaci szybko spadających wolumenów eksportowych z Libii, która zmaga się z ogólnokrajowymi strajkami pracowników branży naftowej oraz społecznymi zamieszkami. Ubytek lekkiej libijskiej ropy w skali 1,5-2,5 mln ton miesięcznie widoczny od lipca bez wątpienia miał wpływ na odrobienie części relatywnych strat benchmarku europejskiego wobec mieszanki Ural. Dodatkowo inwestorzy zaczęli dyskontować wrześniową intensyfikację przestojów remontowych na Morzu Północnym, która zmniejszyła krótkoterminowo dostępność surowca o 0,2-0,3 mln ton (obecnie podaż Brent już jednak wróciła do wyższych poziomów). Nie bez znaczenia dla poprawy dyferencjału było także zwiększenie napięcia wokół Syrii, gdyż premia za ryzyko zamieszania na Bliskim Wschodzie w większym stopniu odłożyła się w cenach mieszanki Brent.

Relacja marż przerobowych diesel vs. HSFO (USD/Bbl)



Źródło: Bloomberg, szacunki DI BRE

Jeśli chodzi o aspekty ekonomiczne przerobu różnych gatunków surowca to oczywiście są one związane z relacjami marż na poszczególnych produktach w związku z odmienną strukturą uzysków. W okresie kwiecień-czerwiec notowaliśmy relatywnie korzystny spread pomiędzy marżami na dieselu i ciężkim olejem opałowym, co mogło zwiększać skłonność rafinerii do akceptowania wyższej ceny za ciężkie mieszanki ropy. Powyższy wykres wskazuje jednak, że nie były to jakieś ekstremalne poziomy, które tłumaczyłyby obniżenie dyferencjału poniżej zera, szczególnie że od początku roku do sierpnia notowaliśmy wysokie rentowności na produkcji benzyny, co premiuje lżejsze gatunki surowca. Potwierdzeniem tezy, że ekonomika przerobu nie uzasadniała ostatnich spadków dyferencjału są również decyzje poszczególnych koncernów o zmianie struktury dostaw ropy (przykładowo Lotos w 3Q wykorzystywał w rafinerii nawet do 25% ropy innej niż Ural).

Wycena

Wartość Spółki MOL szacujemy na podstawie modelu DCF (uzupełnionego oddzielną wyceną segmentu wydobywczego nieobjętego DCF) i wyceny porównawczej. Cenę docelową akcji MOL szacujemy w perspektywie 9-mcy na poziomie 17 976 HUF.

(HUF)	waga	cena
Wycena porównawcza	50%	17 537
Wycena DCF	50%	15 687
cena wynikowa		16 612
cena docelowa za 9 m-cy		17 976

Wycena DCF

Założenia modelu DCF:

- Przepływy pieniężne dyskontujemy na koniec listopada 2013 r. Przy ustalaniu wartości firmy uwzględniamy dług netto na koniec 2012 roku skorygowany o wypłaconą w tym roku dywidendę oraz wpływ z dezinwestycji spółek ZMB i MMBF (udziałów mniejszości nie uwzględniamy na tym etapie, gdyż dotyczą one przede wszystkim segmentu wydobywczego, w którego wycenie oddzielnie jest to wzięte pod uwagę).
- W modelu uwzględniamy przedstawione wcześniej założenia makroekonomiczne.
- Model zdyskontowanych przepływów nie uwzględnia segmentu wydobywczego, który jest

wyceniony osobno metodą NPV (tabela poniżej). Jego wartość większa EV wyliczoną z modelu DCF.

- Wycenę powiększamy o wartość udziałów w jednostkach konsolidowanych metodą praw własności (104,8 mld HUF), głównie 10% w Pearl Petroleum (projekt wydobywczy w Iraku, którego operatorem jest Dana Gas) oraz 50% w MET (spółka zajmująca się handlem gazem ziemnym w regionie CEE) powiększonych o pożyczkę udzieloną Pearl Petroleum 15,49 mld HUF.

- Liczba akcji jest skorygowana o posiadane akcje własne oraz akcje przekazane OTP w ramach umowy swap.

- W modelu uwzględniamy wprowadzenie i utrzymanie w długim terminie podwyższonej stawki podatku „Robin Hooda” na poziomie 31% (nie uwzględniamy tego obciążenia przy wyliczaniu wartości rezydualnej).

- Przy obliczaniu wartości rezydualnej, korygujemy wielkość amortyzacji do 109 mld HUF zrównując tę pozycję do poziomu nakładów inwestycyjnych.

- Po roku 2020 zakładamy wzrost FCF na poziomie 1%. Ponadto przyjmujemy stopę wolną od ryzyka na poziomie 6,0% (rentowność 10-letnich obligacji węgierskich), współczynnik beta na poziomie 1,0. W przypadku wyceny segmentu wydobywczego stopa wolna od ryzyka jest kalkulowana w oparciu o ważone rentowności obligacji poszczególnych krajów, w których MOL prowadzi działalność operacyjną.

Dodatkowe założenia:

(USD/Bbl)	2010	2011	2012	2013P	2014P	2015P	2016P	2017P	2018P	2019P	2020P	2021P
ropa Brent	79,7	111,0	111,9	109,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0
ropa Ural	78,2	109,2	110,6	107,8	108,5	108,5	108,5	108,5	108,5	108,5	108,5	108,5
dyferencjał Ural-Brent	1,4	1,7	1,3	1,1	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
benchmarkowa marża rafineryjna	4,0	3,3	6,9	4,0	4,8	5,0	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9
Przerób ropy w mln ton	21,8	21,8	20,2	21,2	21,5	21,8	21,8	21,8	21,8	21,8	21,8	21,8
Sprzedaż petrochemiczna w tys. ton	1415	1504	1229	1226	1226	1318	1330	1330	1330	1330	1331	1332
Marża petrochemiczna olefiny w USD/t	576	656	613	636	624	624	624	624	624	624	624	624
Marża HDPE w USD/t	1038	1129	1014	1059	1033	1033	1033	1033	1033	1033	1033	1033
Marża PP w USD/t	1121	1173	974	986	960	960	960	960	960	960	960	960

Kursy walutowe	2010	2011	2012	2013P	2014P	2015P	2016P	2017P	2018P	2019P	2020P	2021P
kurs USD/HUF	208,1	200,9	225,4	225,3	225,3	225,3	225,3	225,3	225,3	225,3	225,3	225,3
kurs EUR/HUF	275,4	279,4	289,4	296,7	298,0	294,3	292,0	292,0	292,0	292,0	292,0	292,0

Model DCF (bez aktywów wydobywczych)

(mld HUF)	2013P	2014P	2015P	2016P	2017P	2018P	2019P	2020P	2021P	2022P	2022+
Przychody ze sprzedaży	5 247	5 389	5 575	5 600	5 610	5 619	5 622	5 627	5 632	5 638	5 637
zmiana	-0,1%	2,7%	3,5%	0,4%	0,2%	0,2%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,0%
EBITDA	168,5	210,8	238,6	250,5	252,1	253,4	252,5	251,3	249,0	253,1	253,1
marża EBITDA	3,2%	3,9%	4,3%	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%	4,4%	4,5%	4,5%
Amortyzacja	289,1	168,9	166,0	163,3	161,0	159,8	159,4	159,5	154,5	150,9	98,1
EBIT	-120,6	41,9	72,7	87,2	91,2	93,6	93,1	91,8	94,5	102,2	155,0
marża EBIT	-2,3%	0,8%	1,3%	1,6%	1,6%	1,7%	1,7%	1,6%	1,7%	1,8%	2,8%
Opodatkowanie EBIT	0,3	38,1	47,3	49,9	51,2	52,1	52,0	51,7	52,9	55,0	29,5
NOPLAT	-120,9	3,8	25,4	37,3	39,9	41,5	41,1	40,1	41,6	47,2	125,6
CAPEX	-87,5	-115,5	-91,3	-83,6	-89,9	-90,8	-98,2	-98,1	-98,1	-98,1	-98,1
Kapitał obrotowy	-163,7	-4,1	-6,4	-1,2	-2,5	-1,5	1,2	1,0	0,7	0,8	0,7
FCF	-83,0	53,0	93,7	115,8	108,5	108,9	103,5	102,6	98,8	100,8	126,3
WACC	10,0%	10,1%	10,4%	10,8%	10,3%	10,3%	10,3%	10,3%	10,3%	10,3%	10,3%
współczynnik dyskonta	99,2%	90,1%	81,6%	73,7%	66,8%	60,6%	54,9%	49,8%	45,1%	40,9%	40,9%
PV FCF	-82,4	47,8	76,5	85,3	72,5	66,0	56,8	51,1	44,6	41,3	

WACC	10,0%	10,1%	10,4%	10,8%	10,3%	10,3%	10,3%	10,3%	10,3%	10,3%	10,3%
Koszt długu	7,10%	7,10%	7,10%	7,10%	7,10%	7,10%	7,10%	7,10%	7,10%	7,10%	7,10%
Stopa wolna od ryzyka	6,10%	6,10%	6,10%	6,10%	6,10%	6,10%	6,10%	6,10%	6,10%	6,10%	6,10%
Premia za ryzyko	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%
Efektywna stopa podatkowa	19,0%	19,0%	19,0%	19,0%	19,0%	19,0%	19,0%	19,0%	19,0%	19,0%	19,0%
Dług netto / EV	20,4%	18,4%	13,3%	6,4%	15,0%	15,0%	15,0%	15,0%	15,0%	15,0%	15,0%
Koszt kapitału własnego	11,1%	11,1%	11,1%	11,1%	11,1%	11,1%	11,1%	11,1%	11,1%	11,1%	11,1%
Premia za ryzyko	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%
Beta	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0

Wzrost FCF po okresie prognozy

Wartość rezydualna (TV)

Zdyskontowana wartość rezydualna (PV TV)

Zdyskontowana wartość FCF w okresie prognozy

Dług netto

Udziały w spółkach

Wartość aktywów wydobywczych

Wartość firmy

Liczba akcji skorygowana (mln)

Ostateczna wartość firmy na akcję (tys. HUF)

9-cio miesięczny koszt kapitału własnego

Cena docelowa

EV/EBITDA('14) dla ceny docelowej

P/E('14) dla ceny docelowej

Udział TV w EV*

1,0% **Analiza wrażliwości**

1 359

556

459

649

127

985

1 479

94,3

15,7

8,2%

17,0

4,9

11,3

31%

Wzrost FCF w nieskończoności

	0,0%	1,0%	2,0%	3,0%	4,0%
WACC +1,0 p.p.	15,9	16,4	17,0	17,8	18,8
WACC +0,5 p.p.	16,1	16,7	17,4	18,3	19,4
WACC	16,4	17,0	17,8	18,8	20,2
WACC -0,5 p.p.	16,7	17,4	18,3	19,4	21,0
WACC -1,0 p.p.	17,0	17,8	18,8	20,2	22,0

*udział TV w EV z wyłączeniem aktywów wydobywczych

Wycena NPV segmentu wydobywczego

(mld HUF)	2013F	2014F	2015F	2016F	2017F	2018F	2019P	2020P	2021P	2022P	(...)
Cena ropy Brent	109,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0
USD/HUF	225,3	225,3	225,3	225,3	225,3	225,3	225,3	225,3	225,3	225,3	225,3

MOL bez INA: Węgry, Rosja, Irak, Kazachstan, Pakistan											
Przychody ze sprzedaży	359,9	361,0	436,6	486,9	701,4	827,8	714,6	615,6	545,0	470,3	405,1
Produkcja w mboe/d	63,57	62,05	74,91	82,91	125,4	144,4	130,3	117,2	104,4	90,3	77,42
EBITDA	163,2	170,2	243,1	289,3	425	556	459,6	376,6	332,6	280,2	233,7
marża EBITDA	45,3%	47,2%	55,7%	59,4%	60,6%	67,2%	64,3%	61,2%	61,0%	59,6%	57,7%
Amortyzacja	68,1	70,6	86,3	92,6	152,4	179,9	160,0	156,7	153,6	153,6	138,3
EBIT	95,1	99,7	156,8	196,7	272,5	376,2	299,6	219,9	179,0	126,5	95,4
marża EBIT	26,4%	27,6%	35,9%	40,4%	38,9%	45,4%	41,9%	35,7%	32,8%	26,9%	23,6%
Opodatkowanie EBIT	31,3	30,8	40,2	45,1	55,0	63,7	53,1	40,6	32,4	23,0	17,3
CAPEX	134,6	215,5	233,3	223,1	160,2	151,1	77,8	78,6	78,8	78,8	70,9

FCF	-2,78	-76	-30,4	21,13	209,7	341,2	328,8	257,4	221,4	178,4	145,5
WACC	10,8%	11,5%	13,1%	14,2%	14,4%	15,2%	15,1%	14,9%	15,1%	15,2%	15,2%
współczynnik dyskonta	99,2%	88,9%	78,6%	68,8%	60,1%	52,2%	45,3%	39,5%	34,3%	29,8%	25,8%
PV FCF	-2,8	-67,6	-23,9	14,5	126,1	178,1	149,1	101,6	75,9	53,1	37,6

INA: Chorwacja, Syria, Angola, Egipt											
Przychody ze sprzedaży	399,9	404,2	408,1	403,6	399,3	395,2	391,4	387,7	384,3	381,0	193,8
Produkcja w mboe/d	41,23	37,9	37,09	36,37	35,68	34,49	33,35	31,78	29,46	27,52	25,31
EBITDA	201,2	189,1	189,4	185,4	181,6	175,2	169,2	161	149,2	139,2	127,9
marża EBITDA	50,3%	46,8%	46,4%	45,9%	45,5%	44,3%	43,2%	41,5%	38,8%	36,5%	66,0%
Amortyzacja	107,1	100,6	99,1	89,2	87,0	83,9	80,9	77,9	75,1	75,1	67,6
EBIT	94,1	88,4	90,3	96,2	94,5	91,3	88,3	83,1	74,0	64,1	60,3
marża EBIT	23,5%	21,9%	22,1%	23,8%	23,7%	23,1%	22,6%	21,4%	19,3%	16,8%	31,1%
Opodatkowanie EBIT	19,3	18,2	18,5	19,7	19,4	18,8	18,2	17,1	15,3	13,3	12,5
CAPEX	56,9	54,2	50,8	47,6	47,6	47,6	47,6	47,6	47,6	47,6	42,9

FCF	125	116,7	120,1	118	114,5	108,8	103,4	96,28	86,25	78,29	72,54
WACC	9,5%	9,6%	9,9%	10,2%	9,8%	9,8%	9,8%	9,8%	9,8%	9,8%	9,8%
współczynnik dyskonta	99,2%	90,6%	82,4%	74,8%	68,1%	62,1%	56,5%	51,5%	46,9%	42,7%	38,9%
PV FCF	124,1	105,6	99,0	88,3	78,0	67,5	58,4	49,6	40,5	33,4	28,2

Wartość złóż MOL z wyłączeniem INA	723,8
Rezerwy na likwidację odwiertów	-130,3
Wartość złóż INA (udział MOL 49,1%)	435,6
Rezerwy na likwidację odwiertów (udział MOL 49,1%)	-43,7
Wartość złóż MOL	985,3
na akcję MOL w tys. HUF*	10,4
Rezerwy 2P (mmboe)**	493,9
EV/2P w USD/Bblo	8,9

*liczba akcji skorygowana o akcje własne

**rezerwy INA uwzględnione wg udziałów MOL

Wycena porównawcza

Wycenę mnożnikową przeprowadziliśmy dla wskaźników P/E i EV/EBITDA w horyzoncie 2012-2015 dla dwóch osobnych grup porównawczych. W pierwszej grupie spółek uwzględniliśmy regionalne spółki rafineryjne, które nie mają ekspozycji na segment wydobywania lub jest ona ograniczona. Do drugiej grupy wybraliśmy z kolei podmioty zajmujące się produkcją węglowodorów oraz zintegrowane spółki z sektora oil&gas posiadające rozbudowane segmenty wydobywcze, które podobnie jak w przypadku MOL generują znaczną część bieżącego strumienia EBITDA. Wyceny tych podmiotów dobrze oddają zarówno poziom ryzyka operacyjnego przypisany do tego rodzaju działalności, jak również podwyższony koszt kapitału związany z obecnością w regionach o dość niestabilnej sytuacji politycznej. Dla obydwu kategorii wagi przyjęliśmy według udziału segmentów w EBITDA. Kalkulacja wartości

akcji MOL uwzględnia skorygowaną liczbę akcji koncernu o akcje własne będące w posiadaniu Spółki oraz przekazane w umowie swap do OTP. Na podstawie tych szacunków implikowana wycena wskaźnikowa MOL wynosi 17 537 HUF na akcję.

(HUF)	waga	cena
Spółki rafineryjne	40%	22 889
Spółki wydobywcze	60%	13 968
wycena porównawcza		17 537

Analiza porównawcza na podstawie spółek rafineryjnych

	Cena	P/E				EV/EBITDA			
		2012	2013P	2014P	2015P	2012	2013P	2014P	2015P
HELLENIC PETROLEUM	8,8	12,1	-	17,4	10,8	11,1	23,8	9,6	8,1
LOTOS	38,1	8,9	8,0	8,9	6,6	13,3	8,7	8,1	6,2
MOTOR OIL	8,8	7,5	15,8	8,8	8,2	6,1	7,8	6,2	6,0
NESTEOIL	13,2	15,7	8,6	10,0	9,6	7,3	5,7	6,1	6,0
OMV	35,3	7,7	9,0	8,4	8,1	3,2	3,3	3,1	3,0
PKN ORLEN	45,8	8,4	22,9	9,5	9,4	6,6	8,5	5,7	5,7
SARAS	0,9	-	-	87,0	19,8	4,2	11,3	4,4	3,5
OMV PETROM SA	0,5	6,1	5,8	5,6	5,9	3,1	2,9	2,9	2,9
TUPRAS	45,0	9,3	9,8	9,2	8,3	8,9	11,7	9,6	5,9
UNIPETROL	170,0	69,1	37,4	22,1	19,3	9,0	8,4	7,0	6,6
Maksimum		69,1	37,4	87,0	19,8	13,3	23,8	9,6	8,1
Minimum		6,1	5,8	5,6	5,9	3,1	2,9	2,9	2,9
Mediana		8,9	9,4	9,3	8,9	6,9	8,4	6,2	6,0
MOL	14 025	8,7	9,3	9,4	6,3	4,7	4,7	4,4	3,8
(premia / dyskonto)		-2,1%	-1,1%	0,3%	-29,0%	-32,7%	-43,8%	-28,6%	-37,2%
Implikowana wycena									
Mediana		8,9	9,4	9,3	8,9	6,9	8,4	6,2	6,0
Waga wskaźnika			50,0%				50,0%		
Waga roku		0,0%	33,3%	33,3%	33,3%	0,0%	33,3%	33,3%	33,3%
Wartość firmy na akcję (HUF)	22 889								

EV/EBITDA w oparciu o dług netto na koniec 2012

Analiza porównawcza na podstawie spółek wydobywczych

	Cena	P/E				EV/EBITDA			
		2012	2013P	2014P	2015P	2012	2013P	2014P	2015P
ALLIANCE OIL COMPANY	59,8	4,5	8,0	4,5	3,8	5,5	5,7	4,8	4,5
BASHNEFT	1814,9	6,4	7,1	6,4	6,9	3,6	4,0	4,0	4,1
BP	476,5	8,6	10,3	9,0	8,5	4,4	4,3	4,2	4,0
DANA GAS	0,6	8,1	6,9	6,9	9,4	3,9	4,2	4,0	4,5
DRAGON OIL PLC	566,5	7,5	8,1	6,9	7,1	2,3	2,5	2,1	2,1
ENI	17,2	8,5	12,7	10,3	9,1	2,8	3,4	3,1	2,9
ESSAR ENERGY PLC	76,0	14,3	16,8	20,8	5,8	8,8	7,3	7,6	6,2
GAZPROM NEFT	149,0	4,5	4,1	4,5	5,1	3,3	3,0	3,1	3,3
LUKOIL	1985,2	4,2	4,2	4,6	4,8	3,0	3,0	2,8	2,8
OCCIDENTAL PETROLEUM CORP	94,6	13,6	13,4	12,9	12,8	5,7	5,5	5,2	5,1
REPSOL	18,3	11,7	11,8	12,0	11,1	5,6	5,8	5,8	5,5
ROSNEFT	236,0	6,8	5,1	5,9	6,7	8,3	5,3	5,0	5,1
SHELL	24,3	7,9	9,3	8,5	8,4	4,0	4,2	3,9	3,8
STATOIL	139,2	8,4	9,2	9,0	9,1	1,9	2,2	2,1	2,1
TOTAL	43,2	7,9	8,8	8,6	8,3	3,6	3,9	3,7	3,5
TULLOW OIL PLC	876,0	18,6	23,4	23,5	28,7	8,5	8,6	8,3	8,5
Maksimum		18,6	23,4	23,5	28,7	8,8	8,6	8,3	8,5
Minimum		4,2	4,1	4,5	3,8	1,9	2,2	2,1	2,1
Mediana		8,0	9,0	8,5	8,4	4,0	4,2	4,0	4,1
MOL	14 025	8,7	9,3	9,4	6,3	4,7	4,7	4,4	3,8
(premia / dyskonto)		9,4%	3,3%	9,9%	-24,9%	18,1%	12,7%	10,7%	-8,0%
Implikowana wycena									
Mediana		8,0	9,0	8,5	8,4	4,0	4,2	4,0	4,1
Waga wskaźnika			50,0%				50,0%		
Waga roku		0,0%	33,3%	33,3%	33,3%	0,0%	33,3%	33,3%	33,3%
Wartość firmy na akcję (HUF)	13 968								

EV/EBITDA w oparciu o dług netto na koniec 2012

Rachunek wyników

(mld HUF)	2010	2011	2012	2013P	2014P	2015P	2016P
Przychody ze sprzedaży	4 299,7	5 343,2	5 521,3	5 472,6	5 609,9	5 823,1	5 863,5
zmiana	32,1%	24,3%	3,3%	-0,9%	2,5%	3,8%	0,7%
EBIT	245,5	253,2	219,6	68,6	230,0	319,7	380,1
Wydobycie	236,5	321,6	255,7	189,2	188,1	247,1	292,9
Rafineria	30,4	-63,6	31,7	-77,0	97,2	103,9	109,4
Rafineria oczyszczona LIFO*	21,1	-19,9	53,8	52,0	91,4	110,1	109,4
Petrochemia	1,2	-10,6	-30,1	-0,8	-1,1	24,2	32,9
Gaz	48,4	61,9	35,8	33,6	23,3	24,1	24,9
Pozostałe i wyłączenia kons.	-71,0	-56,1	-73,6	-76,4	-77,5	-79,4	-80,0
EBIT oczyszczony	336,6	336,8	281,8	58,1	230,0	319,7	380,1
EBIT oczyszczony LIFO*	300,3	306,8	268,0	187,1	224,3	325,9	380,1
Wynik na działalności finansowej	-85,5	-54,9	-47,6	-51,3	-30,8	-32,5	-31,4
Wynik zdarzeń nadzwyczajnych	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Pozostałe	12,0	20,1	33,6	16,0	16,0	16,0	16,0
Zysk brutto	172,0	218,4	205,6	33,3	215,2	303,2	364,8
Podatek dochodowy	63,3	33,1	49,8	-11,0	78,3	95,4	103,2
Udziałowcy mniejszościowi	4,8	31,3	4,5	-5,4	-4,3	-2,8	-0,8
Zysk netto	104,0	153,9	151,4	49,7	141,2	210,6	262,4
zmiana	9,4%	48,1%	-1,7%	-67,2%	184,3%	49,1%	24,6%
marża	2,4%	2,9%	2,7%	0,9%	2,5%	3,6%	4,5%
Amortyzacja	280,6	349,8	319,6	464,3	340,1	351,4	345,1
EBITDA	526,0	603,0	539,2	532,9	570,1	671,2	725,2
zmiana	19,7%	14,6%	-10,6%	-1,1%	7,0%	17,7%	8,1%
marża EBITDA	12,2%	11,3%	9,8%	9,7%	10,2%	11,5%	12,4%
Liczba akcji na koniec roku skor. (mln)	94,3	94,3	94,3	94,3	94,3	94,3	94,3
EPS	1 102,4	1 632,2	1 605,0	526,7	1 497,5	2 233,2	2 782,1
CEPS	4 077,5	5 342,0	4 993,8	5 450,1	5 103,5	5 959,7	6 441,3
ROAE	7,6%	10,0%	9,0%	2,9%	8,1%	11,4%	13,1%
ROAA	2,4%	3,2%	3,1%	1,1%	3,2%	4,7%	5,7%

*wynik LIFO po wyłączeniu efektu przeszacowania zapasów, operacyjnych różnic kursowych i podatku kryzysowego

Bilans

(mld HUF)	2010	2011	2012	2013P	2014P	2015P	2016P
AKTYWA	4 485,7	4 993,8	4 772,4	4 406,1	4 486,0	4 563,9	4 583,4
Majątek trwały	3 153,2	3 367,1	3 174,1	2 820,1	2 865,3	2 889,2	2 898,5
Rzeczowe aktywa trwałe	2 685,8	2 824,9	2 608,4	2 266,2	2 322,1	2 355,9	2 379,8
Wartości niematerialne i prawne	318,2	338,6	346,0	334,1	323,5	313,6	299,0
Udziały w innych podmiotach	73,0	104,8	127,2	127,2	127,2	127,2	127,2
Pozostałe aktywa trwałe	76,3	98,8	92,6	92,6	92,6	92,6	92,6
Majątek obrotowy	1 332,5	1 626,7	1 598,3	1 586,0	1 620,7	1 674,6	1 684,8
Zapasy	408,5	545,2	507,2	502,7	515,3	534,9	538,6
Należności krótkoterminowe	463,7	620,8	571,0	566,0	580,2	602,2	606,4
Pozostałe aktywa obrotowe	147,1	149,5	202,5	202,5	202,5	202,5	202,5
Środki pieniężne i ich ekwiwalent	313,2	311,1	317,7	314,8	322,7	335,0	337,3
(mld HUF)	2010	2011	2012	2013P	2014P	2015P	2016P
PASYWA	4 485,7	4 993,8	4 772,4	4 406,1	4 486,0	4 563,9	4 583,4
Kapitał własny	1 435,1	1 652,4	1 699,8	1 694,6	1 780,9	1 920,8	2 084,0
Kapitał akcyjny	79,2	79,2	79,2	79,2	79,2	79,2	79,2
Pozostałe kapitały własne	1 355,9	1 573,2	1 620,6	1 615,4	1 701,7	1 841,6	2 004,8
Kapitał mniejszości	539,4	591,2	547,4	542,0	537,7	534,9	534,0
Zobowiązania długoterminowe	1 392,9	1 345,0	1 151,6	935,9	920,5	861,9	769,1
Pożyczki i kredyty	947,9	862,1	680,2	464,4	449,0	390,4	297,6
Pozostałe	398,8	432,1	413,8	413,8	413,8	413,8	413,8
Zobowiązania krótkoterminowe	1 118,4	1 405,2	1 373,7	1 233,7	1 247,0	1 246,4	1 196,3
Pożyczki i kredyty	262,9	320,2	416,1	284,1	274,7	238,8	182,1
Zobowiązania handlowe	801,0	1 010,5	913,0	905,0	927,7	962,9	969,6
Pozostałe	54,5	74,4	44,6	44,6	44,6	44,6	44,6
Dług	1 210,8	1 182,3	1 096,2	748,6	723,8	629,3	479,7
Dług netto	897,7	871,2	778,6	433,7	401,0	294,3	142,4
(Dług netto / Kapitał własny)	62,6%	52,7%	45,8%	25,6%	22,5%	15,3%	6,8%
(Dług netto / EBITDA)	1,7	1,4	1,4	0,8	0,7	0,4	0,2
BVPS	15 217,8	17 522,8	18 024,5	17 969,5	18 885,4	20 368,3	22 099,3

Przepływy pieniężne

(mld HUF)	2010	2011	2012	2013P	2014P	2015P	2016P
Przepływy operacyjne	378,9	373,0	454,0	545,3	487,6	569,4	620,8
Zysk netto	108,7	185,3	155,9	44,3	136,9	207,8	261,5
Amortyzacja	280,6	349,8	319,6	464,3	340,1	351,4	345,1
Kapitał obrotowy	-95,4	-183,2	-12,6	1,5	-4,1	-6,4	-1,2
Pozostałe	85,0	21,0	-8,8	35,3	14,8	16,5	15,4
Przepływy inwestycyjne	-279,5	-198,7	-298,5	-110,3	-385,3	-375,3	-354,4
CAPEX	-305,4	-224,8	-268,0	-279,0	-385,3	-375,3	-354,4
Inwestycje kapitałowe	-0,5	-25,3	-21,5	0,0	0,0	0,0	0,0
Pozostałe	26,5	51,4	-9,0	168,7	0,0	0,0	0,0
Przepływy finansowe	24,8	-188,9	-149,0	-437,8	-94,5	-181,7	-264,1
Emisja akcji	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Dług	82,3	-111,0	-25,2	-347,7	-24,8	-94,5	-149,6
Dywidenda (buy-back)	0,0	0,0	-38,3	-38,9	-38,9	-54,8	-83,1
Pozostałe	-57,6	-77,9	-85,5	-51,3	-30,8	-32,5	-31,4
Zmiana stanu środków pieniężnych	124,2	-14,7	6,5	-2,8	7,9	12,3	2,3
Środki pieniężne na koniec okresu	313,2	311,1	317,7	314,8	322,7	335,0	337,3
DPS (HUF)	0,00	0,00	383,42	411,98	411,98	580,65	881,45
FCF	61,4	136,6	187,3	266,3	102,4	194,0	266,4
(CAPEX / Przychody ze sprzedaży)	7,1%	4,2%	4,9%	5,1%	6,9%	6,4%	6,0%

Wskaźniki rynkowe

	2010	2011	2012	2013P	2014P	2015P	2016P
P/E	12,7	8,6	8,7	26,6	9,4	6,3	5,0
P/CE	3,4	2,6	2,8	2,6	2,7	2,4	2,2
P/BV	0,9	0,8	0,8	0,8	0,7	0,7	0,6
P/S	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
FCF/EV	2,2%	4,9%	7,1%	11,6%	4,5%	9,0%	13,3%
EV/EBITDA	5,2	4,6	4,9	4,3	4,0	3,2	2,8
EV/EBIT	11,2	11,0	12,1	33,5	9,8	6,7	5,3
EV/S	0,6	0,5	0,5	0,4	0,4	0,4	0,3
DYield	0,0%	0,0%	2,7%	2,9%	2,9%	4,1%	6,3%
Cena (HUF)	14 025						
Liczba akcji na koniec roku skor. (mln)	94,3	94,3	94,3	94,3	94,3	94,3	94,3
MC (mld HUF)	1 323	1 323	1 323	1 323	1 323	1 323	1 323
Kapitał udziałowców mniej. (mld HUF)	539	591	547	542	538	535	534
EV (mld HUF)	2 760	2 785	2 649	2 298	2 261	2 152	1 999

Wyjaśnienia użytych terminów i skrótów:**EV** - dług netto + wartość rynkowa (EV- wartość ekonomiczna)**EBIT** - Zysk operacyjny**EBITDA** - zysk operacyjny przed operacjami finansowymi, opodatkowaniem i amortyzacją**BOOK VALUE** - wartość księgowa**WNDB** - wynik na działalności bankowej**P/CE** - cena do zysku wraz z amortyzacją**MC/S** - wartość rynkowa do przychodów ze sprzedaży**EBIT/EV** - zysk operacyjny do wartości ekonomicznej**P/E** - (Cena/Zysk) - Cena dzielona przez roczny zysk netto przypadający na jedną akcję**ROE** - (Return on Equity - Zwrot na kapitale własnym) - Roczny zysk netto dzielony przez średni stan kapitałów własnych**P/BV** - (Cena/Wartość księgowa) - Cena dzielona przez wartość księgową przypadającą na jedną akcję**Dług netto** - kredyty + papiery dłużne + oprocentowane pożyczki - środki pieniężne i ekwiwalent**Marża EBITDA** - EBITDA / Przychody ze sprzedaży**Rekomendacje Domu Maklerskiego mBanku S.A.**

Rekomendacja jest ważna w okresie 6-9 miesięcy, o ile nie nastąpi wcześniejsza jej zmiana. Oczekiwane zwroty z poszczególnych rekomendacji są następujące:

KUPUJ - oczekujemy, że stopa zwrotu z inwestycji wyniesie co najmniej 15%**AKUMULUJ** - oczekujemy, że stopa zwrotu z inwestycji znajdzie się w przedziale 5%-15%**TRZYMAJ** - oczekujemy, że stopa zwrotu z inwestycji znajdzie się w przedziale -5% do +5%**REDUKUJ** - oczekujemy, że stopa zwrotu z inwestycji znajdzie się w przedziale od -5% do -15%**SPRZĘDAJ** - oczekujemy, że inwestycja przyniesie stratę większą niż 15%.

Rekomendacje są aktualizowane przynajmniej raz na 9 miesięcy.

Niniejsze opracowanie wyraża wiedzę oraz poglądy jego autorów, według stanu na dzień sporządzenia opracowania. Niniejsze opracowanie zostało sporządzone z zachowaniem należytej staranności, rzetelności oraz zasad metodologicznej poprawności i obiektywizmu na podstawie ogólnodostępnych informacji, które Dom Maklerski mBanku S.A. uważa za wiarygodne, w tym informacji publikowanych przez emitentów, których akcje są przedmiotem rekomendacji. Dom Maklerski mBanku S.A. nie gwarantuje jednakże dokładności ani kompletności opracowania, w szczególności w przypadku, gdyby informacje na których oparto się przy sporządzaniu opracowania okazały się niedokładne, niekompletne, lub nie w pełni odzwierciedlały stan faktyczny.

Niniejsze opracowanie nie stanowi oferty lub zaproszenia do subskrypcji lub zakupu instrumentów finansowych. Niniejszy dokument ani żaden z jego zapisów nie będzie stanowić podstawy do zawarcia umowy lub powstania zobowiązania. Niniejsze opracowanie jest przedstawione wyłącznie w celach informacyjnych i nie może być kopiowane lub przekazywane osobom trzecim. W szczególności ani niniejszy dokument, ani jego kopia nie mogą zostać bezpośrednio lub pośrednio przekazane lub wydane w USA, Australii, Kanadzie, Japonii.

Dom Maklerski mBanku S.A. nie ponosi odpowiedzialności za decyzje inwestycyjne podjęte na podstawie niniejszego opracowania, ani za szkody poniesione w wyniku decyzji inwestycyjnych podjętych na podstawie niniejszego opracowania.

Do rekomendacji wybrano istotne dane z całej historii Spółki będącej przedmiotem rekomendacji ze szczególnym uwzględnieniem okresu jaki upłynął od poprzedniej rekomendacji. Inwestowanie w akcje wiąże się z szeregiem ryzyk związanych między innymi z sytuacją makroekonomiczną kraju, zmianą regulacji prawnych, zmianami sytuacji na rynkach towarowych. Wyeliminowanie tych ryzyk jest praktycznie niemożliwe.

Jest możliwe, że Dom Maklerski mBanku S.A. świadczy, będzie świadczyć, lub w przeszłości świadczył usługi na rzecz przedsiębiorców i innych podmiotów wymienionych w niniejszym opracowaniu.

Dom Maklerski mBanku S.A. nie wyklucza złożenia emitentowi papierów wartościowych, będących przedmiotem rekomendacji oferty świadczenia usług maklerskich. Informacje o konflikcie interesów powstałym w związku ze sporządzeniem rekomendacji (o ile występuje) znajdują się poniżej.

Raport nie został przekazany do emitenta przed jego publikacją.

Dom Maklerski mBanku S.A., jego akcjonariusze i pracownicy mogą posiadać długie lub krótkie pozycje w akcjach emitenta lub innych instrumentach finansowych powiązanych z akcjami emitenta.

Powielanie bądź publikowanie niniejszego opracowania lub jego części, lub rozpowszechnianie w inny sposób informacji zawartych w niniejszym opracowaniu wymaga uprzedniej, pisemnej zgody Domu Maklerskiego mBanku S.A.

Adresatami rekomendacji są wszyscy Klienci Domu Maklerskiego mBanku S.A.

Nadzór nad działalnością Domu Maklerskiego mBanku S.A. sprawuje Komisja Nadzoru Finansowego.

Osoby, które nie uczestniczyły w przygotowaniu rekomendacji ale miały lub mogły mieć dostęp do rekomendacji przed jej przekazaniem do publicznej wiadomości, to osoby zatrudnione w Domu Maklerskim mBanku S.A. upoważnione do bezpośredniego dostępu do pomieszczeń, w których opracowywane były rekomendacje, inne niż analitycy wymienieni jako sporządzający niniejszą rekomendację.

Silne i słabe strony metod wyceny zastosowanych w rekomendacji:

DCF – uważana za najbardziej właściwą metodologicznie techniką wyceny; polega ona na dyskontowaniu przepływów finansowych generowanych przez spółkę; jej wadą jest duża wrażliwość na zmiany założeń prognostycznych w modelu

Wskaźnikowa – opiera się na porównaniu mnożników wyceny firm z branży; prosta w konstrukcji, lepiej niż DCF odzwierciedla bieżący stan rynku; do jej wad można zaliczyć dużą zmienność (wahania wraz z indeksami giełdowymi) oraz trudność w doborze grupy porównywalnych spółek.

Ostatnie wydane rekomendacje dotyczące MOL

rekomendacja	Kupuj
data wydania	2013-11-06
kurs z dnia rekomendacji	210,00
WIG w dniu rekomendacji	53504,47

Michał Marczak

członek zarządu

tel. +48 22 697 47 38
michal.marczak@mdm.pl

strategia, telekomunikacja, surowce, metale

Departament analiz:**Kamil Kliszczyk**

wicedyrektor

tel. +48 22 697 47 06
kamil.kliszczyk@mdm.pl
paliwa, chemia, energetyka**Michał Konarski**tel. +48 22 697 47 37
michal.konarski@mdm.pl
banki**Jakub Szkopek**tel. +48 22 697 47 40
jakub.szkopek@mdm.pl
przemysł**Paweł Szpigel**tel. +48 22 697 49 64
pawel.szpigel@mdm.pl
media, IT**Piotr Zybała**tel. +48 22 697 47 01
piotr.zybala@mdm.pl
budownictwo, deweloperzy**Departament sprzedaży instytucjonalnej:****Piotr Dudziński**

dyrektor

tel. +48 22 697 48 22
piotr.dudzinski@mdm.pl**Marzena Łempicka-Wilim**

wicedyrektor

tel. +48 22 697 48 95
marzena.lempicka@mdm.pl**Kierownik zagranicznej sprzedaży instytucjonalnej:****Matthias Falkiewicz**tel. +48 22 697 48 47
matthias.falkiewicz@mdm.pl**Dom Maklerski mBanku S.A.**ul. Wspólna 47/49, 00-684 Warszawa
www.mDomMaklerski.pl**Maklerzy:****Krzysztof Bodek**tel. +48 22 697 48 89
krzysztof.bodek@mdm.pl**Michał Jakubowski**tel. +48 22 697 47 44
michal.jakubowski@mdm.pl**Tomasz Jakubiec**tel. +48 22 697 47 31
tomasz.jakubiec@mdm.pl**Szymon Kubka**tel. +48 22 697 48 16
szymon.kubka@mdm.pl**Anna Łagowska**tel. +48 22 697 48 25
anna.lagowska@mdm.pl**Paweł Majewski**tel. +48 22 697 49 68
pawel.majewski@mdm.pl**Adam Mizera**tel. +48 22 697 48 76
adam.mizera@mdm.pl**Adam Prokop**tel. +48 22 697 47 90
adam.prokop@mdm.pl**Michał Roźmiej**tel. +48 22 697 49 85
michal.rozmiej@mdm.pl**Zespół Prywatnego Maklera:****Jarosław Banasiak**

dyrektor biura aktywnej sprzedaży

tel. +48 22 697 48 70
jaroslaw.banasiak@mdm.pl