

wtorek, 17 grudnia 2013 | aktualizacja raportu

Lotos: trzymaj (podtrzymana)

LTS PW; LTOS.WA | Paliwa, Polska

Napięty bilans vs. ambitne plany inwestycyjne

Kurs Lotosu był w tym roku wyraźnie słabszy od szerokiego indeksu, co było efektem trudnego otoczenia makro w sektorze rafineryjnym. Nie pomagały również zapowiedzi odnoszące się do potencjalnych nowych projektów inwestycyjnych, nie tylko w kontekście pytań o źródła finansowania, ale również ryzyka biznesowego tych przedsięwzięć (kompleks petrochemiczny). Wsparciem okazały się przeprowadzona akwizycja w Norwegii oraz dobre na tle benchmarku wyniki za 3Q, ale w naszej opinii nie są to argumenty, które istotnie zwiększają naszą wycenę Spółki (znaczna część tarczy podatkowej uwzględnialiśmy już w modelu, podobnie jak konwersję LPG i ciężkiego oleju na tańszy gaz sieciowy). Utrzymujemy rekomendację trzymaj, podnosząc cenę docelową z 37,40 PLN na 38,90 PLN.

Długo oczekiwana akwizycja w Norwegii

Jeszcze w tym roku powinno zostać sfinalizowane przejęcie udziałów w norweskich złożach Heimdal. Szacujemy, że w perspektywie 2016 roku Lotos odzyska dzięki temu około 700 mln PLN gotówki zamrożonej w projekcie Yme, co w całości znajdzie odzwierciedlenie w raportowanym strumieniu EBITDA (na poziomie zysku netto będzie prawdopodobnie księgowany wysoki 78% podatek, gdyż aktywo podatkowe zostało rozpoznane już wcześniej). Transakcja generuje w stosunku do naszych poprzednich założeń (utylicacja tarczy podatkowej przez 10 lat) około 2 PLN/akcję dodatkowej wartości już po uwzględnieniu pakietu 20% w Yme, który wyceniamy przy mnożniku 8,3 USD/boe.

Ambitne plany inwestycyjne

Program inwestycyjny Lotosu na najbliższe lata jest bardzo ambitny i obok już rozpoczętych projektów (B8 za 1,6 mld PLN) uwzględnia przedsięwzięcia we wstępnej/projektowej fazie rozwoju (instalacja DCU za 0,4-0,5 mld EUR, zagospodarowanie złóż gazowych czy kompleks petrochemiczny za 12 mld PLN). Spółka jasno komunikuje co prawda, że część tych inwestycji będzie realizowana z partnerami (Azoty, CalEnergy, PIR), ale mimo wszystko wysiłek finansowy jaki wiązałby się z realizacją tych zamierzeń byłby ogromny, szczególnie w kontekście aktualnego bilansu Lotosu. Według naszych szacunków Spółka obniży dług netto poniżej standardowych kowenantów dopiero w roku 2015, co ogranicza możliwości kredytowe i może rodzić spekulacje dotyczące emisji akcji.

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.

Cena bieżąca	36,70 PLN
Cena docelowa	38,90 PLN
Kapitalizacja	4,74 mld PLN
Free float	2,22 mld PLN
Średni dzienny obrót (3 m-ce)	13,18 mln PLN

Struktura akcjonariatu

Skarb Państwa	53,19%
ING OFE	5,31%
Pozostali	41,50%

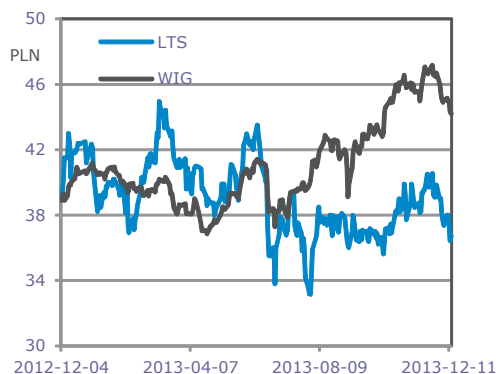
Strategia dotycząca sektora

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 Lotos jest drugą co do wielkości grupą rafineryjną w Polsce o mocach przerobowych 10,5 mln ton rocznie. Spółka posiada także trzecią co do wielkości sieć stacji paliw w Polsce (416 stacji), a także aktywa wydobywcze na Morzu Bałtyckim (Petrobaltic i litewska Geonafra) oraz na Morzu Norweskim (łącznie zasoby 2P szacowane są na ponad 65 mln boe).

Kurs akcji LTS na tle WIG



2012-12-04 2013-04-07 2013-08-09 2013-12-11

Analityk:

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

(mln PLN)	2012	2013P	2014P	2015P	2016P
Przychody	33 111,0	28 879,1	31 302,4	31 384,2	31 987,5
EBITDA	967,7	1 017,5	1 908,3	1 879,6	2 208,1
marża EBITDA	2,9%	3,5%	6,1%	6,0%	6,9%
EBIT	301,1	348,6	1 245,6	1 208,6	1 558,7
Zysk netto	922,9	135,9	679,4	664,6	959,0
DPS	0,00	0,00	0,00	1,05	1,02
P/E	5,2	35,1	7,0	7,2	5,0
P/CE	3,0	5,9	3,6	3,6	3,0
P/BV	0,5	0,5	0,5	0,5	0,4
EV/EBITDA	11,7	10,9	5,8	5,4	4,1
DYield	0,0%	0,0%	0,0%	2,9%	2,8%

Wyniki za 3Q i perspektywy na rok 2014

Raportowane wyniki Lotosu za 3Q okazały się lepsze od oczekiwań rynku. Kluczowy oczywiście był poziom EBIT LIFO, który sięgnął 396 mln PLN vs. zakładane przez nas 275 mln PLN i 171 mln PLN oczekiwane przez konsensus (przedział prognoz był jednak szeroki: od -130 mln PLN do 626 mln PLN). Źródłem pozytywnego zaskoczenia okazała się rafineria, gdzie EBIT LIFO (bez detalu) sięgnął 347 mln PLN vs. nasza prognoza 186 mln PLN. Zwracamy jednak uwagę, że wyniki zostały „wzmocnione” zyskami z tytułu przerobu tańszej ropy z zapasów (103 mln PLN) oraz operacyjnych różnic kursowych (64 mln PLN vs. zakładane 54 mln PLN). Efekt LIFO mimo wzrostów cen ropy w kwartale był ujemny (-55 mln PLN vs. zakładane +87 mln PLN), co jest efektem wspomnianego wcześniej zjawiska przerobu tańszych zapasów w ramach EBIT LIFO. Zysk operacyjny segmentu detalicznego był nieco słabszy niż oczekiwaliśmy (5,5 mln PLN vs. 9 mln PLN). Gorzej wypadł również obszar wydobywczy, gdzie EBIT wyniósł 9 mln PLN vs. zakładane 42,5 mln PLN, ale w dużym stopniu było to związane z kosztami remontu platformy (21 mln PLN) i niższą sprzedażą ropy na Litwie (sprzedaż niższa niż wydobycie). Zgodnie z naszymi oczekiwaniami pojawił się natomiast dodatni efekt rozpoznania zaległej marży na ropy Rozewie na poziomie wyłączeń konsolidacyjnych (+32 mln PLN vs. zakładane +37 mln PLN).

Skonsolidowane wyniki kwartalne Grupy Lotos wg segmentów

(mln PLN)	3Q'12	2Q'13	3Q'13
Przychody	8 568,8	6 118,8	7 796,3
EBIT	603,8	-100,8	340,8
upstream	46,4	122,5	9,3
rafineria, w tym	520,2	-223,1	292,3
efekt LIFO	-22,2	-86,3	-55,3
różnice kursowe	64,4	18,3	63,7
detal	4,0	-3,1	5,5
pozostałe/korekty	33,2	2,9	33,7
EBIT LIFO skorygowany	561,6	-32,8	229,6
Amortyzacja	164,5	160,8	156,7
EBITDA	768,3	60,0	497,5
Działalność finansowa	145,1	-71,5	46,8
Zysk brutto	748,9	-172,3	387,6
Zysk netto	626,0	-126,1	337,2

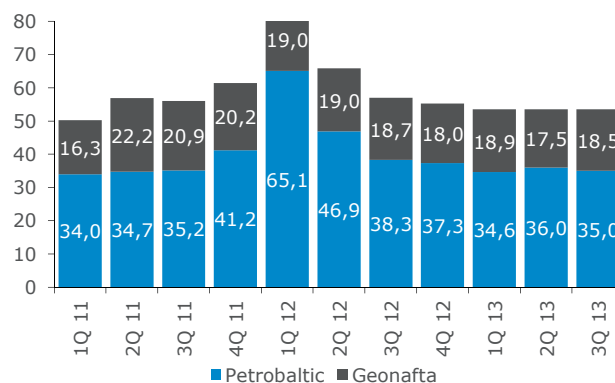
Źródło: Lotos

Na poziomie działalności finansowej saldo było gorsze niż oczekiwaliśmy (+47 mln PLN vs. +126 mln PLN), co wynika z zaskakująco ujemnej pozycji na różnicach kursowych (-13 mln PLN zamiast +105 mln PLN), która jest efektem zniesienia znacznej części dodatnich różnic na kredyty dolarowym (+78 mln PLN) przez ujemny efekt przeszacowania pożyczek udzielonych spółce norweskiej (-56,5 mln PLN) oraz strat kursowych na pozostałych pozycjach (ponad -30 mln PLN). Zyski na transakcjach zabezpieczających były nieco wyższe niż się spodziewaliśmy (101 mln PLN vs. 75 mln PLN). Ostatecznie jednak zysk netto był nieco niższy niż zakładaliśmy. Przepływy pieniężne z działalności operacyjnej wyniosły 205 mln PLN przy ujemnym wpływie kapitału obrotowego na poziomie -161 mln PLN. Dług netto obniżył się jednak q/q o 384 mln PLN dzięki przeszacowaniom walutowym.

Segment wydobywczy

W pierwszych trzech kwartałach wynik operacyjny segmentu wydobywczego spadł do 200 mln PLN z 279 mln PLN wygenerowanych przed rokiem (po oczyszczeniu o odpis Yme). Standardowo wskazujemy jednak, że bardziej miarodajny jest EBIT uwzględniający wyłączenia konsolidacyjne, które korygują wyniki segmentu o księgowe aspekty rozpoznawania marży na ropy wydobytej, ale nieprzerobionej w rafinerii. Zysk w tej kategorii po oczyszczeniu o zdarzenia jednorazowe (70 mln PLN odwróconego odpisu na złoża gazowe w 2Q'13) wyniósł w tym okresie 119 mln PLN vs. 279 mln PLN w analogicznym okresie roku 2012. Pogorszenie rezultatów to przede wszystkim pochodna spadku wolumenów o 47 tys. ton związanego z brakiem testowej produkcji ze złoża B8 oraz niższych o 6% średnich cen mieszanki Brent.

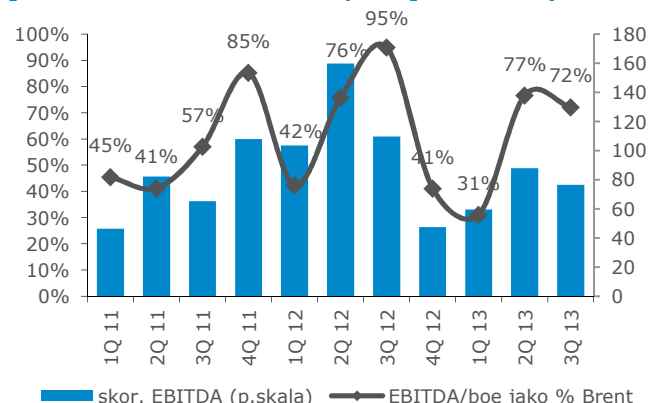
Produkcja węglowodorów w Grupie Lotos (tys. ton)



Źródło: Lotos

Dodatkowo, w samym 3Q Spółka przeprowadziła remont platformy wydobywczej, który obciążył EBIT kwotą 21 mln PLN. Dzięki wykonanym pracom będzie jednak możliwe zwiększenie produkcji na złożu B3 o około 15 tys. ton rocznie i wydłużenie jego eksploatacji do 2026 roku. W 4Q rentowność w przeliczeniu na baryłkę powinna się więc poprawić, tym bardziej że pojawi się w tym kwartale część wolumenu ropy litewskiej, która nie weszła do sprzedaży w poprzednim okresie. Podkreślamy jednocześnie, że ze względu na zawiłości księgowe i sezonowość niektórych kosztów, ocena wyników segmentu w ujęciu kwartalnym jest obciążona dużym błędem i pełny obraz rentowności Petrobaltiku otrzymujemy dopiero w danych rocznych.

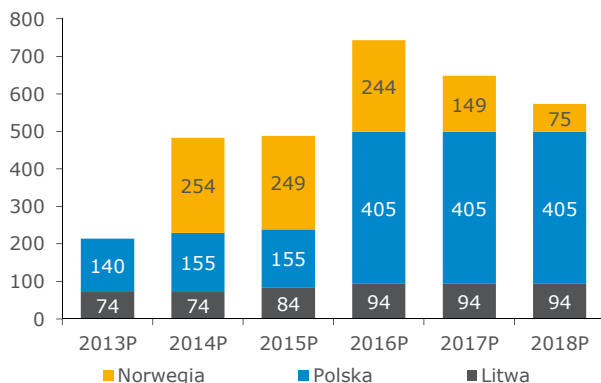
Oczyszczona EBITDA segmentu (mln PLN) i jednostkowa marża EBITDA/boe jako % ceny Brent



Źródło: Lotos

W całym roku oczyszczona EBITDA na wydobyciu węglowodorów powinna sięgnąć około 306 mln PLN (po uwzględnieniu korekt konsolidacyjnych), co będzie oznaczać spadek r/r o około 114 mln PLN. W 2014 roku oczekujemy poprawy z uwagi na wyższe wolumeny z B3 (częściowo neutralizowane niższym kursem USD/PLN) i oczywiście konsolidację zysków z przejętego projektu Heimdal, które mogą na tym poziomie sięgnąć 267 mln PLN (szerszy komentarz do tej akwizycji w dalszej części raportu). Kolejnym momentem zwrotnym będzie uruchomienie produkcji na złożu B8 (250 tys. ton ropy rocznie), co jest zakładane na 4Q'15. W międzyczasie oczekujemy także nieznacznego wzrostu wolumenów na Litwie, gdzie prowadzone są prace nad zwiększeniem efektywności obecnych odwiertów (dodatkowe 10-20 tys. ton/rok). W naszych prognozach nie uwzględniamy natomiast sygnalizowanych przez Zarząd potencjalnych dalszych akwizycji na szelfie norweskim oraz wolumenów z polskich projektów lądowych realizowanych wspólnie z PGNiG. Nie bierzemy pod uwagę również będącego we wstępnej fazie przedsięwzięcia zagospodarowania bałtyckich złóż gazowych (JV z CalEnergy).

Prognoza produkcji węglowodorów w Grupie Lotos w tys. ton ekwiwalentu ropy



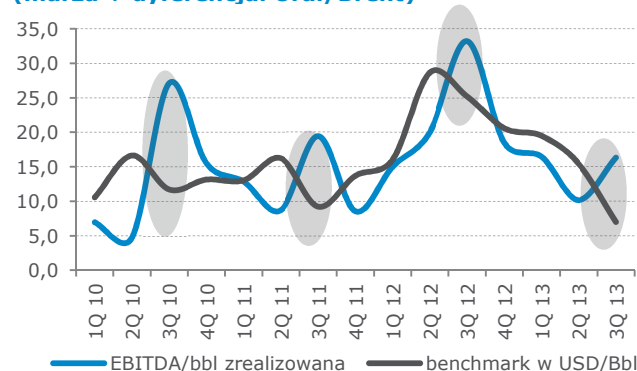
Źródło: szacunki Domu Maklerskiego mBanku

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. Dodatkowo obciążeniem dla Lotosu był kapitalny remont przeprowadzany w 2Q, którego koszty Zarząd szacował na około 160 mln PLN (prace budowlane i utracona marża). EBITDA LIFO oczyszczona o wszystkie zdarzenia jednorazowe oraz operacyjne różnice kursowe wynosi po 9 miesiącach 677 mln PLN vs. 1,2 mld PLN wypracowane w analogicznym okresie rok wcześniej. Pogorszenie w pełni odzwierciedla osłabienie otoczenia makro, aczkolwiek przy okazji samego 3Q Lotos mocno zaskoczył rynkowy konsensus (nasze prognozy były znacznie wyższe od średniej). Dodatkowo przy okazji raportu kwartalnego, Spółka poinformowała o zmianie formuły liczenia modelowej marży, co wywołało błędne interpretacje iż Lotos strukturalnie w tym okresie poprawił rentowność poprzez korzystniejszą strukturę uzysków i zmniejszenie zużycia ropy na cele energetyczne kosztem tańszego gazu. Tymczasem powyższe zmiany technologiczne nastąpiły już rok wcześniej i były widoczne w wynikach począwszy od 3Q'12. Przypominamy, że Lotos w skali roku przy pełnym obciążeniu rafinerii zużywa obecnie około 0,5 mld m³ gazu ziemnego, który zastąpił LPG i olej opałowy w piecach technologicznych, instalacji wodoru oraz w elektrociepłowni. Roczne oszczędności z tego tytułu szacujemy przy obecnych relacjach cenowych na około

270-280 mln PLN. W tym roku jednak ta kwota nie była w pełni zrealizowana z uwagi na mniejszy przerób spowodowany przestojem.

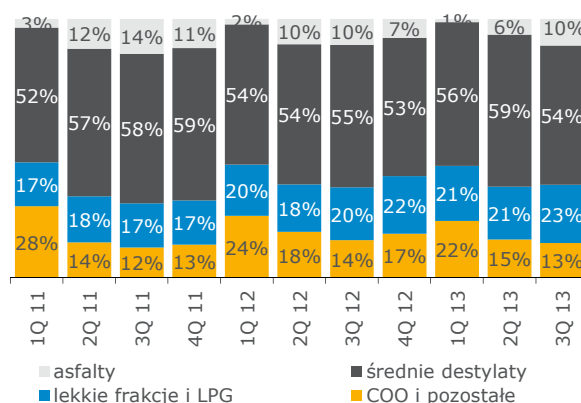
Skorygowana EBITDA jednostkowa segmentu rafineryjnego Lotosu (USD/bbl) na tle benchmarku (marża + dyferencjał Ural/Brent)



Źródło: Lotos, Reuters, szacunki Domu Maklerskiego mBanku

Rynek początkowo entuzjastycznie zareagował na raport za 3Q prawdopodobnie zapominając też trochę o standardowej w Lotosie sezonowości wyników, którą znakomicie ilustruje powyższy wykres. Ewidentnie w tym okresie roku z uwagi na wysoki udział asfaltów (kosztem deficytowego oleju opałowego), letni wzrost wolumenów i niski udział eksportu Spółka realizuje znacznie wyższe marże i jest w stanie wyraźnie odchyłać się od benchmarku. Podobnie było i tym razem, a dodatkowo wynik wzmocniły operacyjne różnice kursowe (+64 mln PLN) oraz zysk na przerobie tańszej ropy z zapasów (+103 mln PLN). Przeprowadzony w 2Q'13 remont przyniósł co prawda jeszcze optymalizacje w procesach energetycznych, ale co potwierdził Zarząd na telekonferencji ich wpływ na wyniki był niewielki (na poziomie kilku milionów złotych).

Struktura sprzedaży rafineryjnej w Grupie Lotos

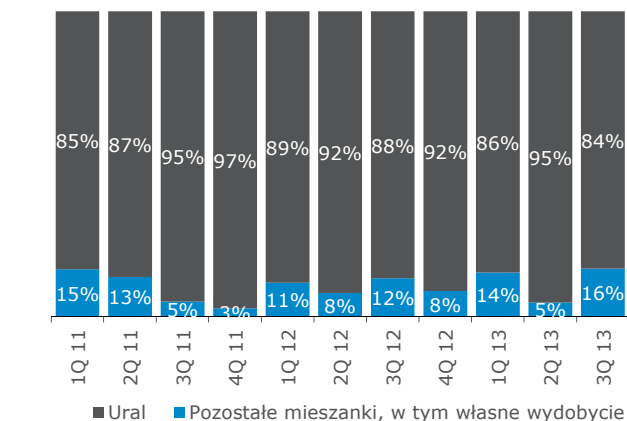


Źródło: Lotos, opracowanie Domu Maklerskiego mBanku

Potwierdza to również analiza struktury sprzedaży w 3Q'13, gdzie zmiany r/r pojawiły się tylko w lekkich frakcjach i ciężkich pozostałościach, co było związane głównie z większym zużyciem lekkich mieszanek ropy z uwagi na ujemny dyferencjał Ural/Brent. Lotos wykorzystywał swoje dogodne położenie logistyczne oraz rozbudowane kompetencje handlowe, dzięki czemu na przełomie lipca i sierpnia (w tygodniach kiedy ropa Rebco była o prawie 1 USD droższa od mieszanki Brent) udział ropy innej niż rosyjska w przerobie wynosił nawet 25%. W kontekście powyższych argumentów nie uważamy, aby same wyniki za 3Q stanowiły dla rynku wystarczającą

podstawę do zmiany postrzegania Spółki w średnim terminie. Nasze dotychczasowe prognozy korygujemy więc przede wszystkim z uwagi na zmiany w otoczeniu makro, a nie ze względu na strukturalną poprawę parametrów operacyjnych.

Struktura przerabianej ropy w rafinerii w Gdańsku



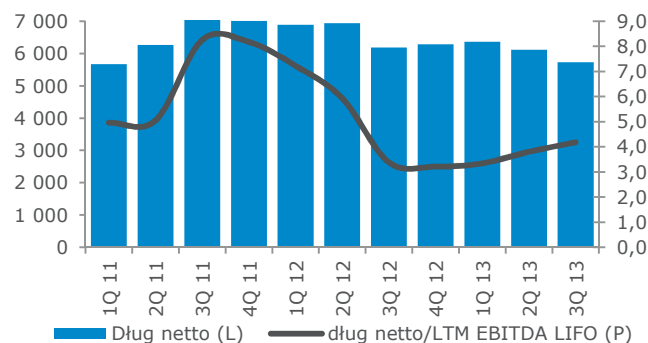
Źródło: Lotos, szacunki Domu Maklerskiego mBanku

W kontekście 2014 roku oczekujemy bardziej sprzyjającego otoczenia w sektorze i wzrostu marży średnio o około 1,5 USD/bbl (paliwa+dyferencjał), a argumenty za takim założeniem przedstawiamy w dalszej części raportu. Oprócz korzystniejszego benchmarku poprawę wyników powinny przynieść czynniki bezpośrednio związane z polskim rynkiem paliwowym, a mianowicie obniżenie kosztów realizacji obowiązku biopaliwowego (tańszy rzepak pozwoli na zaoszczędzenie około 100 mln PLN r/r), wzrost premii lądowej/dystrybucyjnej po ograniczeniu rozwoju szarej strefy (solidarna odpowiedzialność płatności VAT) oraz potencjalnie niższe ceny gazu po liberalizacji rynku (do 50 mln PLN).

Sytuacja bilansowa i prognozy capex

Na koniec 3Q'13 dług netto Grupy Lotos sięgał 5,73 mld PLN, co oznacza spadek w stosunku do zamknięcia roku 2012 o ponad 500 mln PLN. Nadal zadłużenie w relacji do rocznego strumienia EBITDA znajduje się jednak na poziomach przekraczających standardowe rynkowe kowenanty, co jest pochodną pogorszenia wyników operacyjnych (nie ma to implikacji dla bieżącej obsługi kredytów, gdyż klauzule umów bankowych na program 10+ opierają się wyłącznie na wielkości kapitałów własnych).

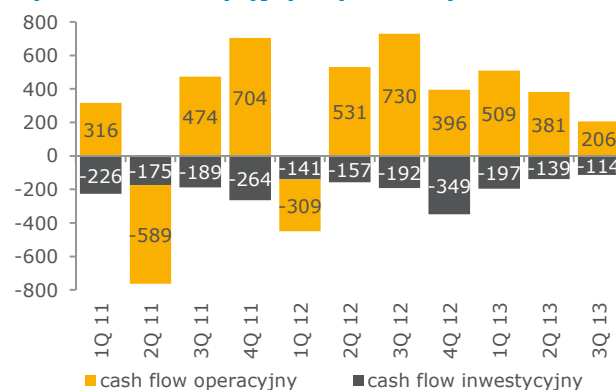
Dług netto (mln PLN) w relacji do 12-miesięcznego strumienia EBITDA



Źródło: Lotos, opracowanie Domu Maklerskiego mBanku

Obniżenie zadłużenia YTD było możliwe głównie dzięki korzystnym przepływom wygenerowanym z działalności operacyjnej (przeszacowania walutowe były neutralne w tym okresie). W okresie 9M'13 Lotos wygenerował z operacji prawie 1,1 mld PLN vs. 0,95 mld PLN rok wcześniej, ale poprawa w tym zakresie, mimo znacznego pogorszenia warunków makro, była możliwa głównie dzięki dodatniemu saldu na kapitale obrotowym (przede wszystkim przesunięcia w płatnościach podatkowych oraz około 30 mln PLN z rozliczenia z SBM dotyczącego ewakuacji platformy Yme). Oczekujemy, że w kolejnych kwartałach znaczna część odłożonych zobowiązań zostanie uregulowana, co obciąży przyszłe przepływy.

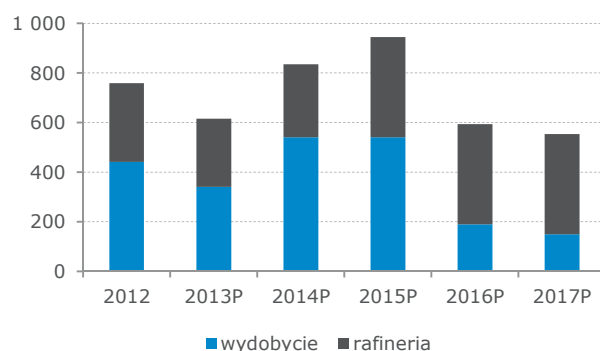
Przepływy z działalności operacyjnej na tle wydatków inwestycyjnych (mln PLN)



Źródło: Lotos

Jeśli chodzi o nakłady inwestycyjne to YTD są one zbliżone do ubiegłego roku mimo dodatkowych kosztów przeprowadzonego kapitalnego remontu rafinerii (450 mln PLN vs. 500 mln PLN w 9M'12). W całym roku capex nie powinien przekroczyć 600 mln PLN, nie licząc płatności za przejęcie aktywów norweskich, które uwzględniamy osobno (gotówkowy przepływ netto powinien wynieść niecałe -300 mln PLN). W kolejnych latach oczekujemy wzrostu wydatków głównie ze względu na realizację projektu wydobywczego B8, który Spółka będzie finansować w oparciu o SPV (łączny capex wyniesie 1,6 mld PLN, z czego 0,9 mld PLN sfinansują banki i Polskie Inwestycje Rozwojowe). Nakłady w segmencie rafineryjnym będą ograniczały się do wydatków odtworzeniowych, poniżej bieżącej amortyzacji. Dodatkowo uwzględniamy też około 50 mln PLN rocznie na rozwój sieci detalicznej. W naszych prognozach nie uwzględniamy na razie dużych inwestycji będących w fazie analiz, czyli instalacji do koksowania ciężkich pozostałości i kompleksu petrochemicznego realizowanego z Grupą Azoty.

Prognozy nakładów inwestycyjnych Grupy Lotos (mln PLN)



Źródło: Lotos, szacunki Domu Maklerskiego mBanku

Akwizycja w Norwegii

Lotos podpisał w listopadzie warunkową umowę nabycia norweskich aktywów wydobywczych Heimdal od brytyjskiego koncernu Centrica za 178 mln USD. Transakcja obejmuje udziały (głównie mniejszościowe) w 14 koncesjach o łącznych zasobach wydobywalnych 2P na poziomie 9 mln boe, z czego 70% to gaz (EV/2P=20 USD/boe) i rezerwach warunkowych 2C na poziomie 31 mln boe. Tegoroczne wydobywanie z tych złóż przypadające na Lotos Norge to około 5 tys. boe/dzień (240 tys. ton boe). Znaczna część płatności (około 45%) zostanie rozliczona z tegorocznych przepływów przejętych w ramach transakcji przez Lotos (umowna data przejęcia to 1 stycznia 2013). Spółka szacuje, że całość płaconej ceny (178 mln USD) zostanie zrównoważone przez przepływy z przejętych aktywów na przełomie 2014 i 2015 (efekt wykorzystywanego aktywa podatkowego z projektu Yme). Lotos podał również, że do roku 2016 przejęte aktywa pozwolą na użycie 2/3 z posiadanego aktywa podatkowego (aktywo na koniec 3Q wynosiło 1,07 mld PLN). Dotychczas w naszych prognozach zakładaliśmy roboczo, że całość aktywa będzie użycowana w ciągu 10 lat. Szybsze odzyskanie znacznej części zamrożonej gotówki implikuje ponad 250 mln PLN dodatkowej wartości do kapitalizacji Lotosu (już po uwzględnieniu płaconej ceny i szacunkowej wyceny złoża Yme).

Prognozy wyników projektu Heimdal*

(mln PLN)	2014P	2015P	2016P	2017P
Wydobycie tys. boe/d	5,1	5,0	4,9	3,0
Koszt wydobycia USD/boe	15,0	15,0	15,0	20,0
Cena ropy Brent USD/bbl	110,0	110,0	110,0	110,0
Przychody ze sprzedaży	322,5	316,2	309,9	189,7
EBITDA	234,5	230,0	225,4	120,7
marża EBITDA	72,7%	72,7%	72,7%	63,6%
Podatek (zapis księgowy)	182,9	179,4	175,8	94,2

*prognozy dotyczą udziału Lotosu

Źródło: Lotos, szacunki Domu Maklerskiego mBanku

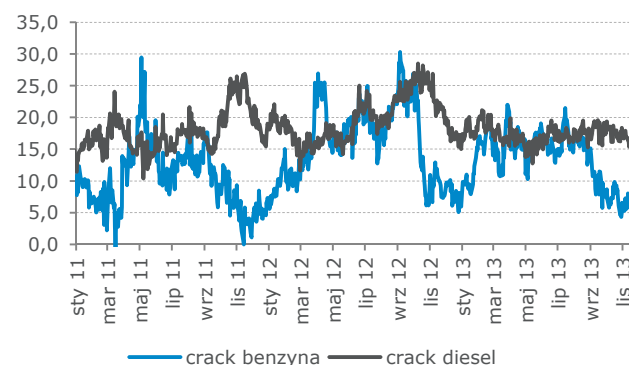
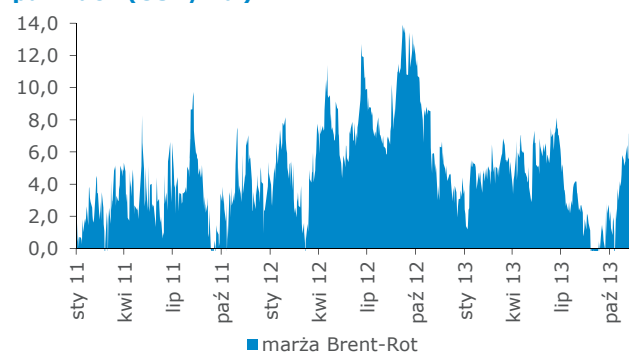
Lotos powinien konsolidować przychody z Heimdal już od początku przyszłego roku. W latach 2014-16 średnia produkcja powinna oscylować wokół 5 tys. boe/d i dopiero od 2017 wydobywanie ulegnie znacznemu obniżeniu (w naszych szacunkach uwzględniamy tylko wyczerpanie aktualnych zasobów 2P i nie bierzemy pod uwagę zagospodarowania rezerw warunkowych 2C). Mając na uwadze fakt wysokiego udziału gazu w produkcji, średni przychód jednostkowy może oscylować wokół 50-60 USD/boe przy cenie Brent założonej na poziomie 110 USD/bbl. Lotos nie będzie płacił podatku od zysków z Heimdal (efekt wykorzystywania tarczy podatkowej zbudowanej na Yme), ale księgowo te obciążenia powinny się naszym zdaniem pojawić, gdyż wspomniane aktywo podatkowe zostało już w dużym stopniu rozpoznane w rachunku wyników Lotosu w poprzednich okresach przy okazji odpisów aktywów. W tym kontekście raportowany zysk netto powinien być korygowany o wysoką efektywną stopę podatkową.

Marże rafineryjne – gorzej od oczekiwań, ale...

W naszych poprzednich raportach analitycznych postawiliśmy tezę, że sektor rafineryjny po okresie długotrwałej dekonunktury 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.

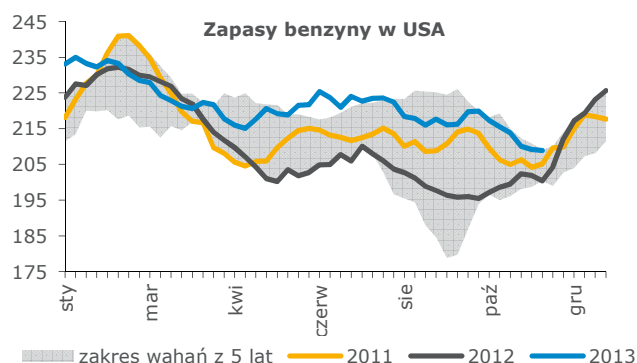
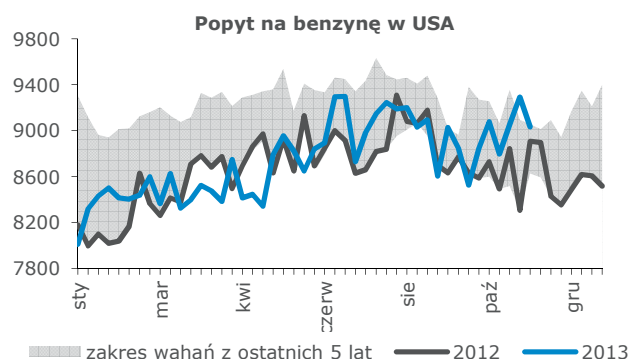
Benchmarkowa marża rafineryjna i cracki na paliwach (USD/Bbl)



Źródło: Reuters, Bloomberg, szacunki Domu Maklerskiego mBanku

Aktualna słabość marż na przerobie nie rozkłada się równomiernie na poszczególne produkty. Wyraznym obciążeniem jest obecnie crack benzynowy, który zaczął dość dynamicznie spadać na początku września. Powodów takiej tendencji upatrujemy głównie w rozczarowujących odczytach z rynku amerykańskiego, gdzie dynamika konsumpcji paliwa w ujęciu r/r powróciła w tym czasie w negatywne terytorium, 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.

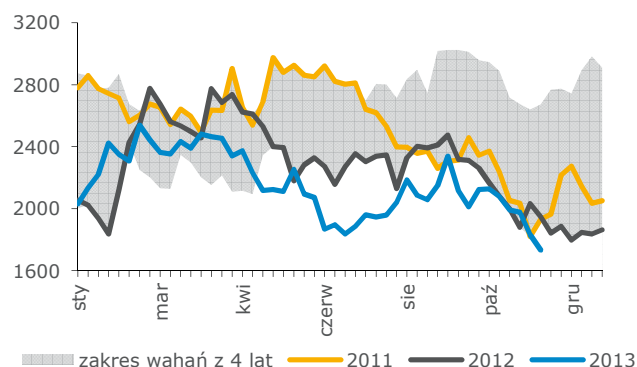
Popyt na benzynę w USA (tys. baryłek/dzień) na tle zasobów (mln baryłek)



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, podrażniające 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 zasobów diesla w portach ARA (tys. baryłek)

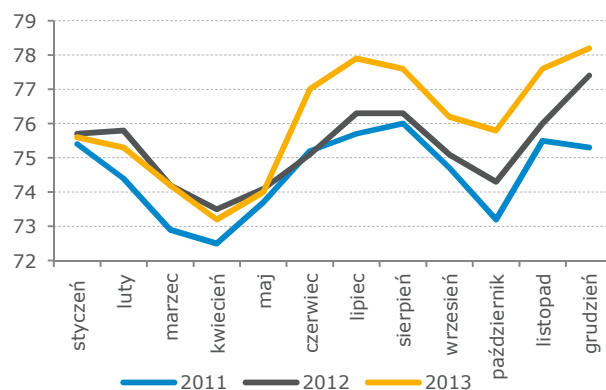


Źródło: Reuters

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).

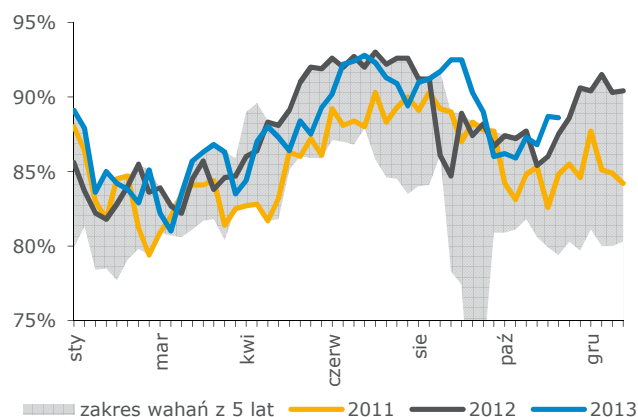
Globalny przerób w rafineriach (mln baryłek/dzień)



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 zachwianie 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).

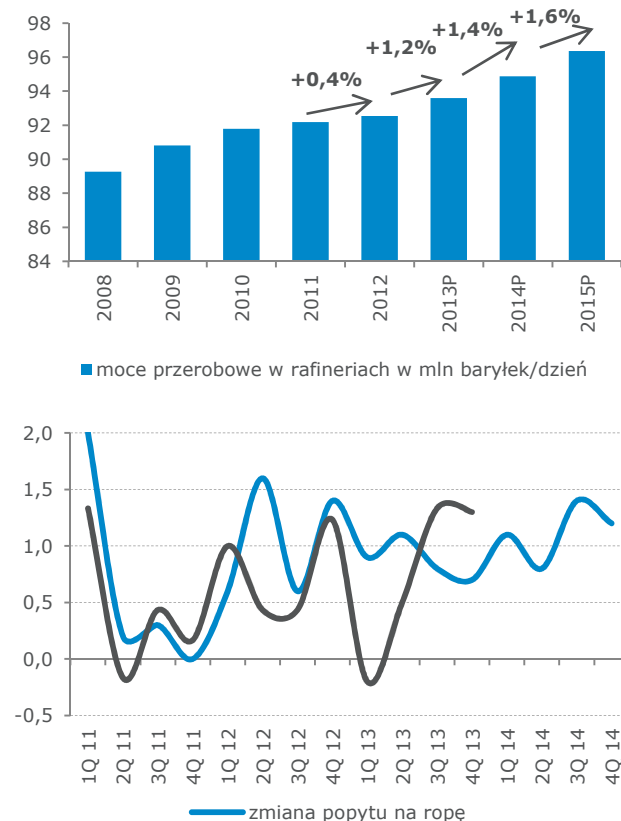
Wskaźnik wykorzystania mocy rafineryjnych w USA



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 (mln baryłek)



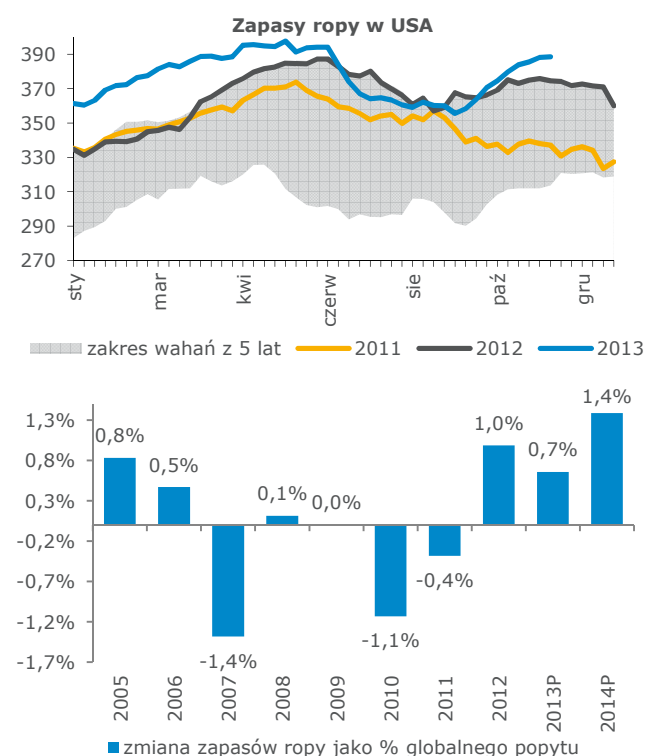
Źródło: Bloomberg, szacunki Domu Maklerskiego mBanku

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 uutilizowane 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 wydobycia 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.

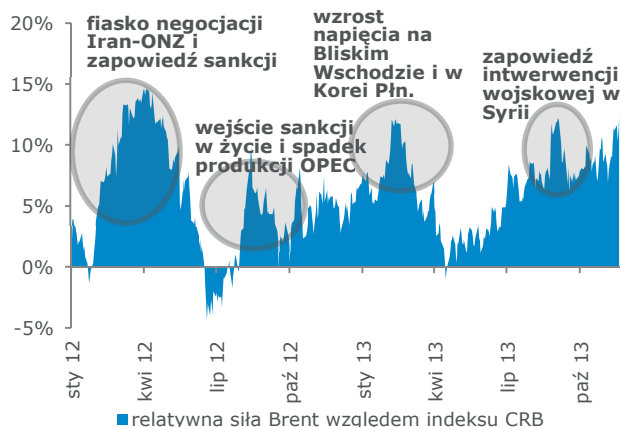
Zapasy ropy w USA (tys. baryłek) i prognozy zmian globalnych zapasów jako % konsumpcji



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 częściowo opanował 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 dyskutować przyszłe zwiększenie podaży. Te czynniki pozwalają nam utrzymać nasze oczekiwania, że cena ropy przynajmniej nie powinna stanowić obciążenia dla marżowości rafinerii, a jest nawet duża szansa, że będzie ją wspierać (rosnące zapasy będą wywierać presję na notowania). Oczywiście jednocześnie takie otoczenie makro może negatywnie wpływać na segment wydobywczy Łotosu.

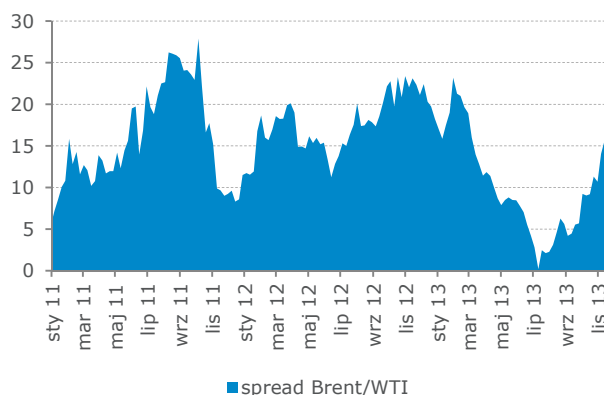
Ceny ropy na tle indeksu surowcowego CRB



Źródło: Bloomberg, opracowanie Domu Maklerskiego mBanku

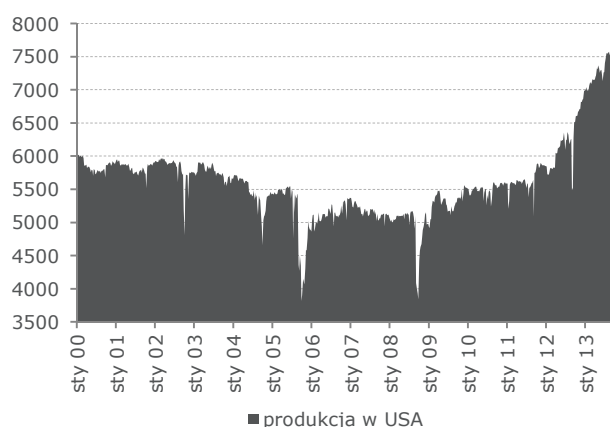
Obok samej ceny nominalnej surowca, ważna z punktu widzenia europejskich rafinerii jest także relacja pomiędzy notowaniami Brent i WTI. Bardzo wysokie dyskonto w cenie amerykańskiego benchmarku, jakie ukształtowało się w ostatnich latach (pochodna dynamicznego wzrostu produkcji ze złóż niekonwencjonalnych 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 (USD/bbl)



Źródło: Bloomberg

Wydobycie ropy w USA (tys. baryłek/dzień)



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 roku 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

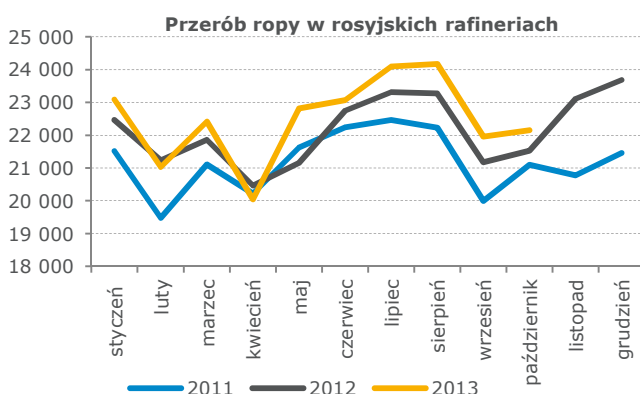
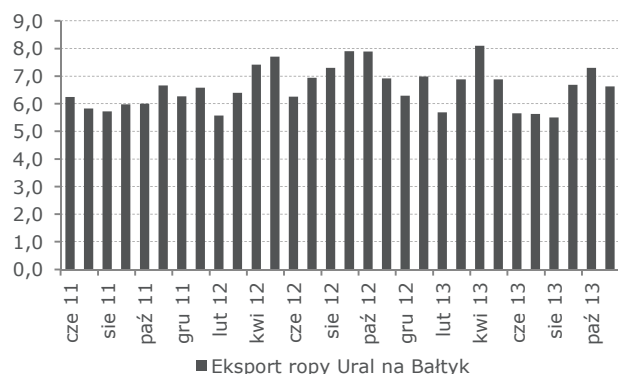


Źródło: Bloomberg, opracowanie Domu Maklerskiego mBanku

Głównym czynnikiem, który naszym zdaniem zdeterminował 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 (mln ton)



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 mieszanki Ural w tym roku.

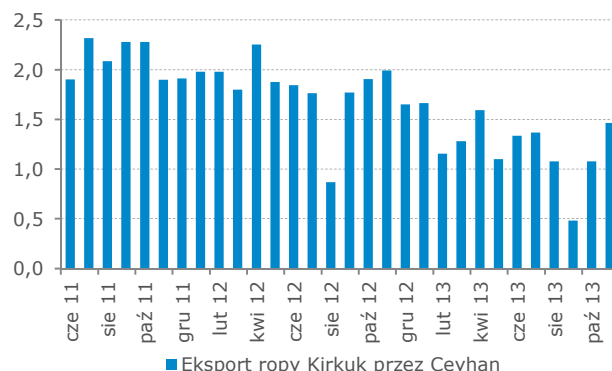
Obciążenie wolumenowe rurociągu ESPO (mln ton)



Źródło: Bloomberg

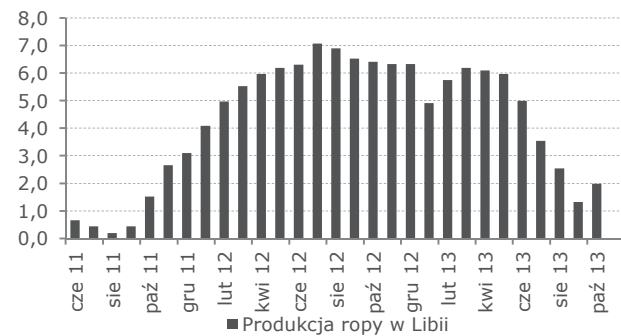
Dodatkowym czynnikiem, który podbił cenę mieszanki Ural-a w ostatnich miesiącach była ograniczona dostępność alternatywnych mieszanek, a przede wszystkim irackiej ropy Kirkuk. Jej miesięczna podaż w tureckim porcie Ceyhan w tym roku jest niższa r/r średnio o 0,6 mln ton, a we wrześniu odchylenie przekroczyło 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 podaż nadal 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 ubezpieczenia dostaw). Powinno to wywierać presję na notowaniach innych ciężkich mieszanek surowca.

Wolumen eksportu ropy irackiej przez port Ceyhan (mln ton)



Źródło: Bloomberg

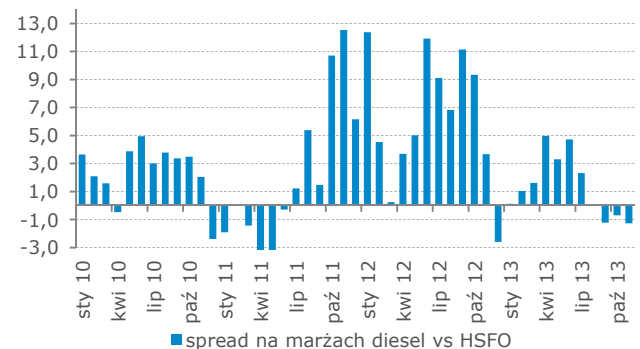
Wydobycie ropy w Libii (mln ton)



Źródło: Bloomberg

Czynniki geopolityczne oddziałują jednak na dyferencjał dwukierunkowo, co pokazują chociażby ostatnie tygodnie. Pojawilo 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 Domu Maklerskiego mBanku

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 dieslu 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 Lotos szacujemy na podstawie modelu DCF, uzupełnionego oddzielną wyceną segmentu wydobywczego nieobjętego DCF i wyceny porównawczej. Cenę docelową akcji Lotosu szacujemy w perspektywie 9-mcy na poziomie 38,9 PLN.

(PLN)	waga	cena
Wycena porównawcza	50%	34,1
Wycena DCF	50%	38,7
	cena wynikowa	36,4
	cena docelowa za 9 m-cy	38,9

Wycena DCF

Założenia modelu:

- Przepływy pieniężne dyskontujemy na koniec listopada 2013 r. Przy ustalaniu wartości firmy uwzględniamy dług netto na koniec 2012 roku powiększony o zobowiązania netto wynikające z otwartych pozycji hedgingowych (przede wszystkim swapy na stopę procentową).
- W modelu uwzględniamy przedstawione wcześniej założenia makroekonomiczne.

Dodatkowe założenia:

(USD/bbl)	2010	2011	2012	2013P	2014P	2015P	2016P	2017P	2018P	2019P	2020P	2021P	2022P
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	110,0
ropa Ural	78,3	109,4	110,6	107,8	108,5	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	1,5
marża produktowa Lotos	3,3	3,2	5,2	3,7	4,8	5,0	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7

w tys. ton

Przerób ropy	8 096	9 165	9 674	8 768	9 674	9 674	9 674	9 674	9 674	9 674	9 674	9 674	9 674
Wydobycie Polska	193	149	188	140	155	155	405	405	405	405	405	375	345
Wydobycie Litwa	-	78	75	74	74	84	94	94	94	94	94	94	88
Wydobycie Norwegia	-	-	0	0	254	249	244	149	75	8	0	0	0

	2010P	2011P	2012P	2013P	2014P	2015P	2016P	2017P	2018P	2019P	2020P	2021P	2022P
kurs USD/PLN	3,02	2,97	3,26	3,25	3,15	3,15	3,15	3,15	3,15	3,15	3,15	3,15	3,15
kurs EUR/PLN	3,99	4,12	4,19	4,18	3,98	3,93	3,90	3,90	3,90	3,90	3,90	3,90	3,90

- Model zdyskontowanych przepływów nie uwzględnia segmentu wydobywczego, który jest wyceniony osobno metodą NPV (tabela poniżej). Oprócz zdyskontowanych przepływów z poszczególnych projektów wydobywczych (Heimdal, B3, B8, Geonafta), bierzemy pod uwagę wartość złóż Yme (8,3 USD/2P boe, czyli cena z ostatniej transakcji OMV) oraz część norweskiej tarczy podatkowej, która nie będzie wykorzystana w ramach Heimdal. Uzyskany wynik korygujemy o wysokość rezerw na likwidację odwiertów. Wartość segmentu szacujemy na 17,9 PLN na akcję Lotosu.
- Przy obliczaniu wartości rezydualnej, korygujemy wielkość amortyzacji do 372 mln PLN zrównując tę pozycję do poziomu nakładów inwestycyjnych.
- Po roku 2022 zakładamy wzrost FCF na poziomie 1%. Ponadto przyjmujemy stopę wolną od ryzyka na poziomie 4,4% (rentowność 10-letnich obligacji skarbowych), 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 Lotos prowadzi działalność operacyjną.

Model DCF (bez aktywów wydobywczych)

(mln PLN)	2013P	2014P	2015P	2016P	2017P	2018P	2019P	2020P	2021P	2022P	2022+
Przychody ze sprzedaży	28 277	30 351	30 409	30 338	30 459	30 553	30 638	30 648	30 648	30 648	30 648
zmiana	-12,6%	7,3%	0,2%	-0,2%	0,4%	0,3%	0,3%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
EBITDA	592,6	1 303,1	1 266,0	1 180,5	1 162,0	1 143,0	1 123,9	1 111,2	1 097,7	1 084,1	1 097,7
marża EBITDA	2,1%	4,3%	4,2%	3,9%	3,8%	3,7%	3,7%	3,6%	3,6%	3,5%	3,6%
Amortyzacja	490,7	484,5	492,8	431,3	423,9	421,3	420,2	417,4	416,5	401,2	371,7
EBIT	102,0	818,6	773,2	749,2	738,1	721,7	703,7	693,8	681,2	682,9	726,0
marża EBIT	0,4%	2,7%	2,5%	2,5%	2,4%	2,4%	2,3%	2,3%	2,2%	2,2%	2,4%
Opodatkowanie EBIT	19,4	155,5	146,9	142,4	140,2	137,1	133,7	131,8	129,4	129,8	137,9
NOPLAT	82,6	663,0	626,3	606,9	597,9	584,6	570,0	562,0	551,8	553,2	588,1
CAPEX	-276	-294	-372	-372	-372	-372	-372	-372	-372	-372	-372
Kapitał obrotowy	293,1	-520,4	329,0	191,9	218,4	218,4	218,4	0,0	3,4	4,2	3,4
Inwestycje kapitałowe	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

FCF	590,7	333,1	1 075,6	858,3	868,6	852,6	836,9	607,7	600,0	586,9	591,5
WACC	7,4%	7,5%	7,7%	8,1%	8,4%	8,6%	8,6%	8,6%	8,6%	8,6%	8,6%
współczynnik dyskonta	100,0%	93,0%	86,4%	79,9%	73,7%	67,9%	62,5%	57,5%	52,9%	48,7%	48,7%
PV FCF	590,7	309,9	928,8	685,7	640,3	578,6	522,8	349,4	317,5	285,8	

WACC	7,4%	7,5%	7,7%	8,1%	8,4%	8,6%	8,6%	8,6%	8,6%	8,6%	8,6%
Koszt długu	5,4%	5,4%	5,4%	5,4%	5,4%	5,4%	5,4%	5,4%	5,4%	5,4%	5,4%
Stopa wolna od ryzyka	4,40%	4,40%	4,40%	4,40%	4,40%	4,40%	4,40%	4,40%	4,40%	4,40%	4,40%
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	39,9%	37,7%	33,5%	26,0%	20,6%	15,2%	15,0%	15,0%	15,0%	15,0%	15,0%
Koszt kapitału własnego	9,4%	9,4%	9,4%	9,4%	9,4%	9,4%	9,4%	9,4%	9,4%	9,4%	9,4%
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

Wartość firmy (EV)

Dług netto

Wartość firmy

Liczba akcji (mln)

Wartość firmy na akcję w PLN (bez Petrobalticu)

Wartość udziałów w Petrobalticu na akcję

Ostateczna wartość akcji Lotosu (PLN)

9-miesięczny koszt kapitału

Cena docelowa (PLN)

1,0%

Analiza wrażliwości

7 736,2

3 768,1

5 209,6

8 978

6 288,4

2 689,3

129,9

20,7

17,9

38,7

7,0%

41,3

		Wzrost FCF w nieskończoności				
		0,0%	1,0%	2,0%	3,0%	4,0%
WACC +1,0pp	34,9	37,8	41,3	46,0	52,3	56,4
WACC +0,5pp	36,3	39,4	43,5	48,9	56,4	61,4
WACC	37,8	41,3	46,0	52,3	61,4	75,4
WACC -0,5pp	39,4	43,5	48,9	56,4	67,5	
WACC -1,0pp	41,3	46,0	52,3	61,4	75,4	

EV/EBITDA('14) dla ceny docelowej

6,1

P/E('14) dla ceny docelowej

7,9

Udział TV w EV (część rafineryjna)

42%

Wycena NPV segmentu wydobywczego

(mln PLN)	2013P	2014P	2015P	2016P	2017P	2018P	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	
USD/PLN	3,25	3,15	3,15	3,15	3,15	3,15	3,15	3,15	3,15	3,15	
POLSKA											
Przychody ze sprzedaży	372,0	402,9	402,9	1 052,6	1 052,6	1 052,6	1 052,6	1 052,6	974,7	896,7	
EBITDA	287,5	235,5	235,5	641,2	641,2	641,2	641,2	641,2	593,7	546,2	
marża EBITDA	77,3%	58,5%	58,5%	60,9%	60,9%	60,9%	60,9%	60,9%	60,9%	60,9%	
Amortyzacja	100,0	100,0	100,0	140,0	137,2	134,5	131,8	129,1	126,5	124,0	
EBIT	187,5	135,5	135,5	501,2	504,0	506,7	509,4	512,1	467,1	422,2	
marża EBIT	50,4%	33,6%	33,6%	47,6%	47,9%	48,1%	48,4%	48,6%	47,9%	47,1%	
Opodatkowanie EBIT	35,6	25,8	25,8	95,2	95,8	96,3	96,8	204,8	186,9	168,9	
CAPEX	300,0	500,0	500,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	
FCF	-48,1	-290,2	-290,2	446,0	445,4	444,9	444,4	336,4	306,8	277,3	
WACC	8,6%	8,6%	8,6%	8,6%	8,6%	8,6%	8,6%	8,6%	8,6%	8,6%	
współczynnik dyskonta	100,0%	92,1%	84,8%	78,1%	71,9%	66,2%	61,0%	56,2%	51,7%	47,6%	
PV FCF	-48,1	-267,2	-246,1	348,3	320,3	294,6	271,0	188,9	158,7	132,1	186,7
NORWEGIA											
Przychody ze sprzedaży	-	322,5	316,2	309,9	189,7	94,9	10,0	0,0	0,0	0,0	
EBITDA	-	234,5	230,0	225,4	120,7	51,7	5,4	0,0	0,0	0,0	
marża EBITDA	-	72,7%	72,7%	72,7%	63,6%	54,5%	54,5%	-	-	-	
Amortyzacja	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
EBIT	-	234,5	230,0	225,4	120,7	51,7	5,4	0,0	0,0	0,0	
marża EBIT	-	72,7%	72,7%	72,7%	63,6%	54,5%	54,5%	-	-	-	
Opodatkowanie EBIT	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
CAPEX	-	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	0,0	0,0	0,0	
FCF	-	224,5	220,0	215,4	110,7	41,7	-4,6	0,0	0,0	0,0	
WACC	-	7,3%	7,3%	7,3%	7,3%	7,3%	7,3%	7,3%	7,3%	7,3%	
współczynnik dyskonta	-	93,2%	86,8%	80,9%	75,4%	70,2%	65,4%	60,9%	56,8%	52,9%	
PV FCF	-	209,2	190,9	174,2	83,4	29,3	-3,0	0,0	0,0	0,0	0,0
LITWA											
Przychody ze sprzedaży	230,5	225,5	256,0	286,5	286,5	286,5	286,5	286,5	286,5	269,3	
EBITDA	98,2	96,1	109,0	122,0	122,0	122,0	122,0	122,0	122,0	114,7	
marża EBITDA	42,6%	42,6%	42,6%	42,6%	42,6%	42,6%	42,6%	42,6%	42,6%	42,6%	
Amortyzacja	39,1	39,1	39,1	39,1	39,1	39,1	39,1	39,1	33,6	28,9	
EBIT	59,1	57,0	69,9	82,9	82,9	82,9	82,9	82,9	88,4	85,8	
marża EBIT	25,6%	25,3%	27,3%	28,9%	28,9%	28,9%	28,9%	28,9%	30,9%	31,9%	
Opodatkowanie EBIT	8,9	8,5	10,5	12,4	12,4	12,4	12,4	12,4	13,3	12,9	
CAPEX	40,0	80,0	80,0	80,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	
FCF	49,3	7,5	18,6	29,6	69,6	69,6	69,6	69,6	68,8	61,8	
WACC	9,7%	9,7%	9,7%	9,7%	9,7%	9,7%	9,7%	9,7%	9,7%	9,7%	
współczynnik dyskonta	96,2%	87,7%	79,9%	72,8%	66,4%	60,5%	55,1%	50,2%	45,8%	41,7%	
PV FCF	47,5	6,6	14,8	21,6	46,2	42,1	38,4	35,0	31,5	25,8	44,9
Wartość złóż polskich	1 158,3										
Wartość aktywów norweskich, w tym	836,0										
NPV projektu Heimdal wraz z tarczą podatkową	343,2										
Pozostała tarcza podatkowa (PV)	145,2										
Projekt Yme	347,7										
Wartość złóż litewskich	336,0										
w tym rezerwy na likwidację odwiertów (Polska, Litwa, Norwegia)	-244,8										
Wartość złóż Lotosu netto	2 330,4										
na akcję Lotosu (PLN)	17,9										
EV/2P w USD/Bbl	12,0										

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 generują znaczną część bieżącego strumienia EBITDA. Wyceny tych podmiotów dobrze oddają poziom ryzyka operacyjnego przypisany do tego rodzaju działalności. Dla obydwu kategorii przyjęliśmy

wagi według udziału segmentów w EBITDA. Na podstawie tych szacunków implikowana wycena wskaźnikowa Lotosu wynosi 34,1 PLN na akcję.

(PLN)	waga	cena
Spółki rafineryjne	70%	39,2
Spółki wydobywcze	30%	22,2
wycena porównawcza		34,1

Analiza porównawcza na podstawie spółek rafineryjnych

	Cena (waluta lokalna)	P/E				EV/EBITDA			
		2012	2013P	2014P	2015P	2012	2013P	2014P	2015P
HELLENIC PETROLEUM	8,1	11,2	-	16,3	10,0	10,7	23,9	9,3	7,8
MOL	14 430	9,0	9,6	9,6	6,5	4,7	4,8	4,5	3,8
MOTOR OIL	8,6	7,3	15,7	8,6	8,0	6,0	8,0	6,3	6,1
NESTEOIL	13,4	15,9	8,7	10,2	9,8	7,4	5,8	6,2	6,1
OMV	34,0	7,4	8,8	8,2	7,9	3,1	3,2	3,0	2,9
PKN ORLEN	43,8	8,0	21,9	9,1	9,0	6,4	8,2	5,6	5,5
SARAS	0,8	-	-	103,0	19,2	4,0	11,2	4,3	3,4
OMV PETROM SA	0,5	6,1	5,6	5,4	6,2	3,1	3,0	2,9	3,0
TUPRAS	46,0	9,5	9,9	9,4	8,6	9,1	12,7	9,9	6,2
UNIPETROL	167,0	67,9	36,7	21,7	18,9	8,9	8,2	6,9	6,5
Maksimum		67,9	36,7	103,0	19,2	10,7	23,9	9,9	7,8
Minimum		6,1	5,6	5,4	6,2	3,1	3,0	2,9	2,9
Mediana		9,0	9,8	9,5	8,8	6,2	8,1	5,9	5,8
LOTOS	36,7	5,2	35,1	7,0	7,2	10,9	5,8	5,9	5,0
(premia / dyskonto)		-42,6%	260%	-26,3%	-18,6%	75,8%	-28,6%	-0,1%	-14,0%
Implikowana wycena									
Mediana		9,0	9,8	9,5	8,8	6,2	8,1	5,9	5,8
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 (PLN)		39,2							

EV/EBITDA w oparciu o dług netto na koniec 2012

Analiza porównawcza na podstawie spółek wydobywczych

	Cena (waluta lokalna)	P/E				EV/EBITDA			
		2012	2013P	2014P	2015P	2012	2013P	2014P	2015P
ALLIANCE OIL COMPANY	59,6	4,4	6,7	4,1	3,9	5,4	5,7	4,9	4,6
BASHNEFT	1918,2	6,8	7,4	6,9	7,3	3,8	4,2	4,3	4,3
BP	468,4	8,4	10,2	8,9	8,4	4,3	4,2	4,0	4,0
DANA GAS	0,6	8,3	6,6	6,6	9,7	4,0	4,3	4,0	4,6
DRAGON OIL PLC	550,0	7,2	8,1	6,9	7,0	2,2	2,4	2,1	2,0
ENI	16,4	8,1	12,4	10,2	8,9	2,7	3,4	3,0	2,8
ESSAR ENERGY PLC	68,9	12,9	15,2	18,4	5,2	8,7	7,2	7,4	6,1
GAZPROM NEFT	143,5	4,3	4,0	4,3	4,7	3,2	2,9	2,9	3,1
LUKOIL	1996,5	4,2	4,3	4,6	4,8	3,1	3,1	2,8	2,8
MOL	14 430	9,0	9,6	9,6	6,5	4,7	4,8	4,5	3,8
OCCIDENTAL PETROLEUM CORP	91,1	13,1	12,9	12,6	12,4	5,5	5,3	5,1	4,9
REPSOL	18,0	11,5	11,7	12,0	11,1	5,6	5,8	5,8	5,4
ROSNEFT	232,1	6,7	5,1	5,8	6,6	8,3	5,3	5,0	5,0
SHELL	24,3	8,0	9,5	8,7	8,6	4,0	4,2	4,0	3,8
STATOIL	140,0	8,5	9,3	9,1	9,2	1,9	2,2	2,1	2,1
TOTAL	41,5	7,6	8,5	8,3	8,0	3,5	3,8	3,6	3,4
TULLOW OIL PLC	840,5	17,8	22,4	22,7	26,5	8,1	8,3	8,1	8,2
Maksimum		17,8	22,4	22,7	26,5	8,7	8,3	8,1	8,2
Minimum		4,2	4,0	4,1	3,9	1,9	2,2	2,1	2,0
Mediana		8,1	9,3	8,7	8,0	4,0	4,2	4,0	4,0
LOTOS	36,7	5,2	35,1	7,0	7,2	10,9	5,8	5,9	5,0
(premia / dyskonto)		-36,6%	276%	-19,1%	-10,6%	169%	36,3%	45,4%	26,3%
Implikowana wycena									
Mediana		8,1	9,3	8,7	8,0	4,0	4,2	4,0	4,0
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 (PLN)		22,2							

EV/EBITDA w oparciu o dług netto na koniec 2012

Rachunek wyników

(mln PLN)	2010	2011	2012	2013P	2014P	2015P	2016P
Przychody ze sprzedaży	19 662,8	29 259,6	33 111,0	28 879,1	31 302,4	31 384,2	31 987,5
zmiana	37,3%	48,8%	13,2%	-12,8%	8,4%	0,3%	1,9%
EBIT	1 061,4	1 085,5	301,1	348,6	1 245,6	1 208,6	1 558,7
Rafineria	989,5	1 099,7	989,3	117,1	827,6	777,1	746,1
w tym LIFO	418,5	991,2	-54,9	-280,0	57,7	0,0	0,0
Upstream skor.*	59,5	21,0	-681,8	246,6	427,1	435,4	809,5
Detal	13,9	-38,4	-11,8	-17,8	-12,0	-7,1	-0,4
Pozostałe	-1,5	3,1	5,4	2,7	2,9	3,2	3,5
EBIT LIFO skorygowany	642,9	94,3	1 290,6	628,6	1 187,9	1 208,6	1 558,7
EBIT	1 061,4	1 085,5	301,1	348,6	1 245,6	1 208,6	1 558,7
zmiana	152,8%	2,3%	-72,3%	15,8%	257,4%	-3,0%	29,0%
marża EBIT	5,4%	3,7%	0,9%	1,2%	4,0%	3,9%	4,9%
Wynik na działalności finansowej	-358,1	-537,0	60,1	-183,7	-238,8	-224,1	-214,7
Wynik zdarzeń nadzwyczajnych	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Pozostałe	18,6	2,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Zysk brutto	721,9	551,4	361,2	164,8	1 006,8	984,5	1 344,0
Podatek dochodowy	40,6	-97,9	-561,8	29,0	327,4	319,9	385,0
Udziałowcy mniejszościowi	2,2	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Zysk netto	679,2	649,0	922,9	135,9	679,4	664,6	959,0
zmiana	-24,6%	-4,4%	42,2%	-85,3%	400,0%	-2,2%	44,3%
marża	3,5%	2,2%	2,8%	0,5%	2,2%	2,1%	3,0%
Amortyzacja	389,9	608,6	666,6	668,9	662,7	671,0	649,5
EBITDA	1 451,3	1 694,1	967,7	1 017,5	1 908,3	1 879,6	2 208,1
zmiana	106,0%	16,7%	-42,9%	5,1%	87,6%	-1,5%	17,5%
marża EBITDA	7,4%	5,8%	2,9%	3,5%	6,1%	6,0%	6,9%
Liczba akcji na koniec roku (mln)	129,9	129,9	129,9	129,9	129,9	129,9	129,9
EPS	5,2	5,0	7,1	1,0	5,2	5,1	7,4
CEPS	8,2	9,7	12,2	6,2	10,3	10,3	12,4
ROAE	9,5%	8,5%	11,0%	1,5%	7,1%	6,6%	8,9%
ROAA	4,1%	3,4%	4,6%	0,7%	3,4%	3,3%	4,8%

*wynik na wydobyciu skorygowany o wyłączenia konsolidacyjne

Bilans

(mln PLN)	2010	2011	2012	2013P	2014P	2015P	2016P
AKTYWA	17 727,4	20 423,2	20 056,4	19 692,4	20 430,2	20 219,3	19 808,5
Majątek trwały	10 872,1	11 582,2	11 505,6	11 747,4	11 785,7	11 897,8	11 634,2
Rzeczowe aktywa trwałe	10 387,5	10 523,6	9 685,9	9 933,9	10 155,8	10 444,7	10 355,9
Wartości niematerialne i prawne	94,8	475,6	544,5	538,2	537,6	540,1	541,2
Wartość firmy	46,7	46,7	46,7	46,7	46,7	46,7	46,7
Inwestycje długoterminowe	150,5	96,2	107,2	107,2	107,2	107,2	107,2
Pozostałe aktywa trwałe	192,5	440,2	1 121,3	1 121,3	938,4	759,0	583,2
Majątek obrotowy	6 855,3	8 841,0	8 550,8	7 945,0	8 644,5	8 321,5	8 174,2
Zapasy	4 506,8	5 855,8	5 965,7	5 615,4	6 168,6	5 840,7	5 656,9
Należności krótkoterminowe	1 821,9	2 190,0	1 730,9	1 509,7	1 636,4	1 640,7	1 672,2
Pozostałe aktywa obrotowe	144,0	411,4	585,9	585,9	585,9	585,9	585,9
Środki pieniężne i ich ekwiwalent	382,6	383,7	268,3	234,0	253,7	254,3	259,2

(mln PLN)	2010	2011	2012	2013P	2014P	2015P	2016P
PASYWA	17 727,4	20 423,2	20 056,4	19 692,4	20 430,2	20 219,3	19 808,5
Kapitał własny	7 498,8	7 781,4	9 061,7	9 197,6	9 877,0	10 405,7	11 231,8
Kapitał akcyjny	129,9	129,9	129,9	129,9	129,9	129,9	129,9
Pozostałe kapitały własne	7 368,9	7 651,6	8 931,9	9 067,7	9 747,1	10 275,8	11 101,9

Kapitały mniejszości	14,7	0,9	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
----------------------	------	-----	-----	-----	-----	-----	-----

Zobowiązania długoterminowe	5 063,2	5 847,5	5 414,7	5 264,0	5 195,3	4 688,3	3 819,5
Pożyczki i kredyty	4 403,5	4 983,9	4 462,1	4 311,4	4 242,7	3 735,7	2 866,9
Pozostałe	659,7	863,7	952,6	952,6	952,6	952,6	952,6

Zobowiązania krótkoterminowe	5 150,7	6 793,3	5 579,2	5 230,0	5 357,2	5 124,6	4 756,5
Pożyczki i kredyty	1 923,3	2 427,2	2 094,6	2 023,9	1 991,6	1 753,6	1 345,8
Zobowiązania handlowe	2 939,1	2 821,7	2 178,8	1 900,3	2 059,8	2 065,1	2 104,8
Pozostałe	220,4	1 537,0	1 300,1	1 300,1	1 300,1	1 300,1	1 300,1

Dług	6 326,8	7 641,0	6 786,7	6 565,3	6 464,3	5 719,3	4 442,7
Dług netto	5 944,2	7 257,4	6 518,4	6 331,2	6 210,6	5 465,0	4 183,4
(Dług netto / Kapitał własny)	79,3%	93,3%	71,9%	68,8%	62,9%	52,5%	37,2%
(Dług netto / EBITDA)	4,1	4,3	6,7	6,2	3,3	2,9	1,9

BVPS	57,7	59,9	69,8	70,8	76,1	80,1	86,5
------	------	------	------	------	------	------	------

Przepływy pieniężne

(mln PLN)	2010	2011	2012	2013P	2014P	2015P	2016P
Przepływy operacyjne	882,7	902,4	1 347,1	1 281,6	1 243,5	2 068,0	2 190,8
Zysk netto	679,2	649,0	922,9	135,9	679,4	664,6	959,0
Amortyzacja	389,9	608,6	666,6	668,9	662,7	671,0	649,5
Kapitał obrotowy	-622,7	-788,3	-303,1	293,1	-520,4	329,0	191,9
Pozostałe	436,4	433,0	60,7	183,7	421,8	403,5	390,5
Przepływy inwestycyjne	-1 055,6	-846,9	-838,1	-855,4	-878,3	-951,0	-550,4
CAPEX	-1 084,3	-678,0	-757,9	-910,7	-884,0	-962,5	-561,7
Inwestycje kapitałowe	-1,9	-80,5	-56,7	0,0	0,0	0,0	0,0
Pozostałe	30,6	20,4	105,7	55,3	5,7	11,5	11,3
Przepływy finansowe	458,7	-35,6	-883,3	-460,5	-345,5	-1 116,4	-1 635,5
Emisja akcji	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Dług	642,8	852,5	-266,1	-221,4	-101,0	-744,9	-1 276,7
Dywidenda (buy-back)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-135,9	-132,9
Pozostałe	-286,7	-890,3	-617,1	-239,0	-244,5	-235,6	-226,0
Zmiana stanu środków pieniężnych	283,8	43,3	-402,2	-34,3	19,6	0,7	4,9
Środki pieniężne na koniec okresu	382,6	383,7	268,3	234,0	253,7	254,3	259,2
DPS (PLN)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,05	1,02
FCF	-298,3	245,3	411,7	370,9	176,5	926,2	1 453,4
(CAPEX / Przychody ze sprzedaży)	5,5%	2,3%	2,3%	3,2%	2,8%	3,1%	1,8%

Wskaźniki rynkowe

	2010	2011	2012	2013P	2014P	2015P	2016P
P/E	7,0	7,3	5,2	35,1	7,0	7,2	5,0
P/CE	4,5	3,8	3,0	5,9	3,6	3,6	3,0
P/BV	0,6	0,6	0,5	0,5	0,5	0,5	0,4
P/S	0,2	0,2	0,1	0,2	0,2	0,2	0,1
FCF/EV	-2,8%	2,0%	3,6%	3,3%	1,6%	9,1%	16,2%
EV/EBITDA	7,4	7,1	11,7	10,9	5,8	5,4	4,1
EV/EBIT	10,1	11,1	37,5	31,8	8,8	8,5	5,7
EV/S	0,5	0,4	0,3	0,4	0,4	0,3	0,3
DYield	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	2,9%	2,8%
Cena (PLN)	36,7						
Liczba akcji na koniec roku (mln)	129,9	129,9	129,9	129,9	129,9	129,9	129,9
MC (mln PLN)	4766,4	4766,4	4766,4	4766,4	4766,4	4766,4	4766,4
Kapitał udziałowców mniej. (mln PLN)	14,7	0,9	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
EV (mln PLN)	10 725,2	12 024,7	11 285,4	11 098,3	10 977,6	10 232,0	8 950,5

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%**SPRZEDAJ** - 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 spółki Lotos

rekomendacja	redukuj	trzymaj
data wydania	2013-06-05	2013-07-03
kurs z dnia rekomendacji	42,50	37,90
WIG w dniu rekomendacji	47620,68	45533,94

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 Zybala

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, CFA, PRM**

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