




Skonsolidowane wyniki finansowe PKN ORLEN 2 kwartał 2018r.

20 lipca 2018r.

 #ORLEN2Q18@PKN_ORLEN



Najważniejsze liczby i wydarzenia 2Q18



Otoczenie makroekonomiczne



Wyniki finansowe i operacyjne



Płynność i inwestycje

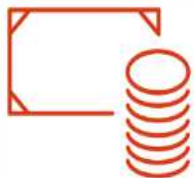


Perspektywy rynkowe 2018r.



Budowa wartości

- EBITDA LIFO: 2,1 mld PLN
- Przerób ropy: 7,5 mt / 85% wykorzystania mocy w efekcie planowanych postojów remontowych
- Sprzedaż: 10,5 mt tj. wzrost o 2% (r/r)
- Najwyższy w historii kwartalny wynik detalu: 677 mln PLN EBITDA LIFO
- Dywersyfikacja dostaw ropy: zakup ropy z Iranu, aneks do umowy z Saudi Aramco zwiększający wolumen dostaw
- Zgoda Czeskiego Banku Narodowego na wykup pozostałych akcji Unipetrol
- Zakończenie inwestycji budowy elektrowni gazowo-parowej w Płocku
- Program Rozwoju Petrochemii do 2023r.



Siła finansowa

- Przepływy z działalności operacyjnej: 1,9 mld PLN
- Wydatki inwestycyjne: 1,1 mld PLN
- Dług netto: 4,3 mld PLN / dźwignia finansowa: 12,7%
- Zwyczajne Walne Zgromadzenie PKN ORLEN zatwierdziło rekomendowaną przez Zarząd wypłatę dywidendy za 2017r.: 3,00 PLN/akcję
- Zakończenie programu emisji obligacji detalicznych o łącznej wartości 1 mld PLN



Najważniejsze liczby i wydarzenia 2Q18



Otoczenie makroekonomiczne



Wyniki finansowe i operacyjne



Płynność i inwestycje



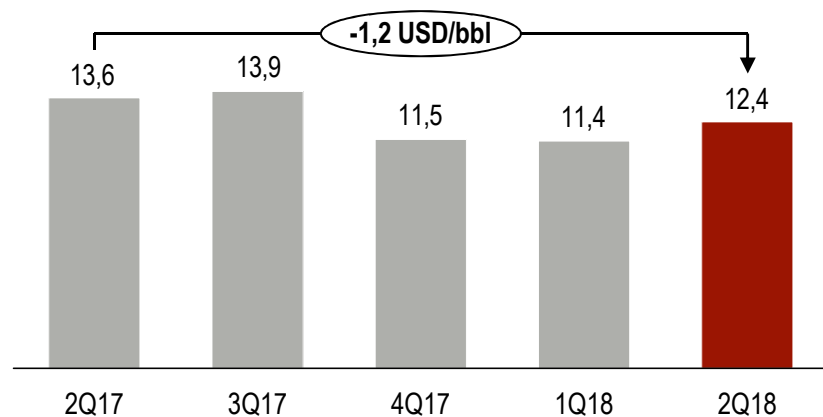
Perspektywy rynkowe 2018r.

Otoczenie makroekonomiczne w 2Q18 (r/r)



Spadek marży downstream

Modelowa marża downstream, USD/bbl



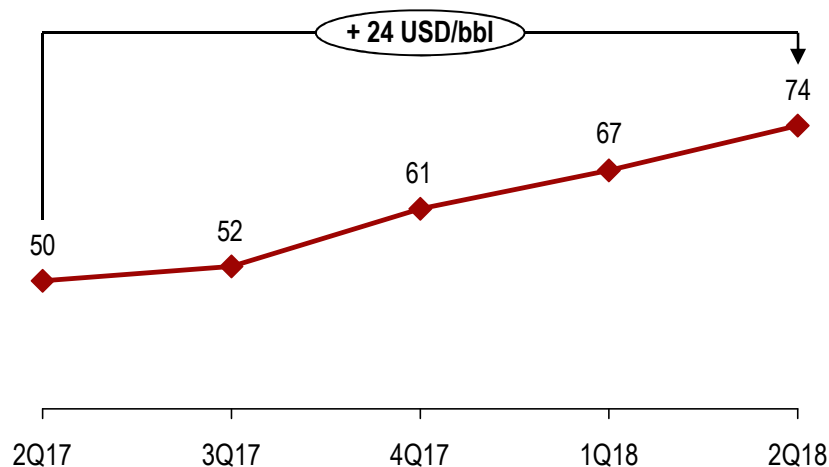
Struktura produktowa marży downstream

Marże (crack) z notowań

Produkty rafineryjne (USD/t)	2Q17	1Q18	2Q18	Δ (r/r)
ON	79	87	97	23%
Benzyna	161	133	160	-1%
Ciężki olej opałowy	-99	-154	-163	-65%
SN 150	359	224	176	-51%
Produkty petrochemiczne (EUR/t)				
Etylen	689	652	630	-9%
Propylen	517	510	503	-3%
Benzen	402	335	255	-37%
PX	459	387	362	-21%

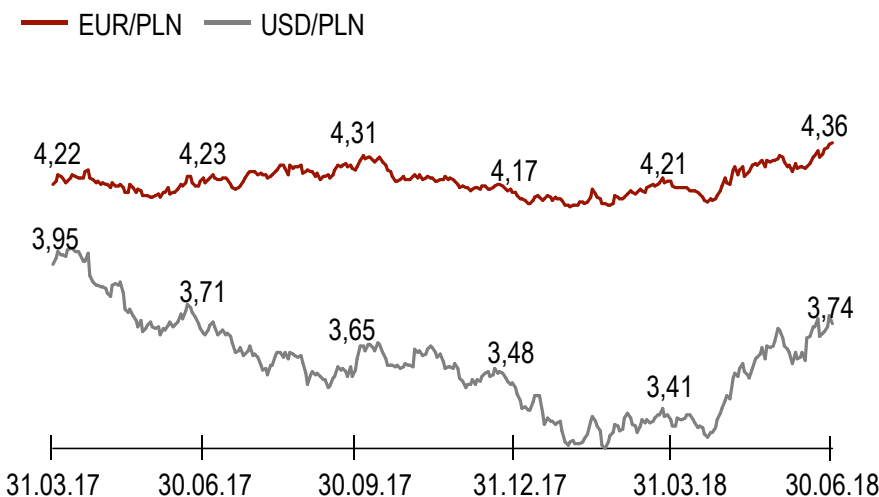
Wzrost ceny ropy

Średnia cena ropy Brent, USD/bbl



Umocnienie średniego kursu PLN wzg. USD / osłabienie wzg. EUR

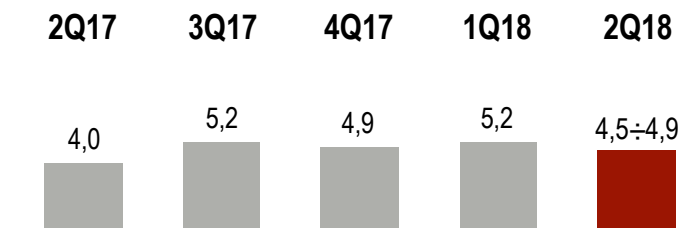
Kurs walutowy USD/PLN i EUR/PLN



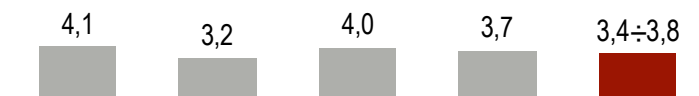
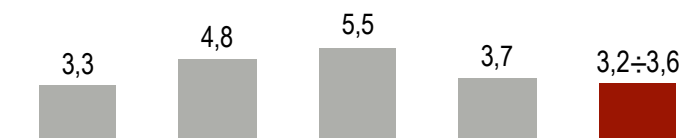
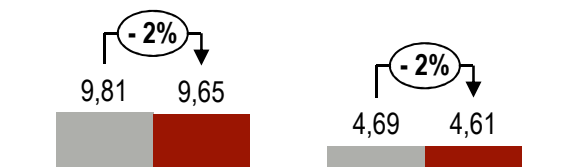
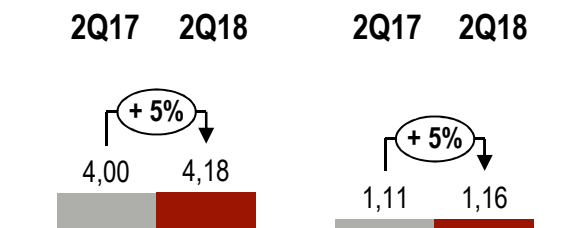
Wzrost konsumpcji paliw w Polsce (r/r)



Wzrost PKB¹
Zmiana % (r/r)



Konsumpcja paliw (ON, Benzyna)²
mln ton



ON

Benzyna

¹ Polska – GUS / dane nieodsezonowane, (Niemcy, Litwa) – Eurostat / dane nieodsezonowane, Czechy – Czeski Urząd Statystyczny / dane odsezonowane, 2Q18 – szacunki
² 2Q18 – szacunki własne na bazie danych ARE, Litewskiego Urzędu Statystycznego, Czeskiego Urzędu Statystycznego i Niemieckiego Stowarzyszenia Przemysłu Naftowego



Najważniejsze liczby i wydarzenia 2Q18



Otoczenie makroekonomiczne



Wyniki finansowe i operacyjne

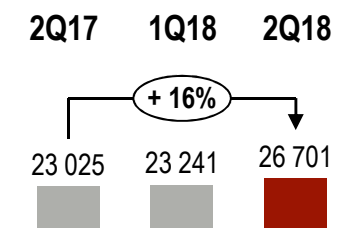


Płynność i inwestycje

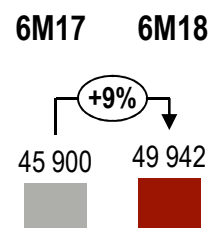


Perspektywy rynkowe 2018r.

Wyniki finansowe 2Q18



mln PLN

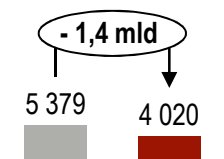


Przychody

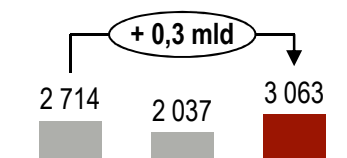
Przychody: wzrost o 16% (r/r) w efekcie wzrostu ceny ropy i wolumenów sprzedaży.



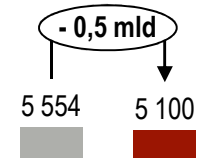
EBITDA LIFO



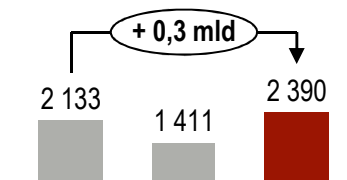
EBITDA LIFO: spadek o (-) 0,9 mld PLN (r/r) głównie w efekcie ujemnego wpływu makro częściowo skompensowanego wzrostem wolumenów sprzedaży.



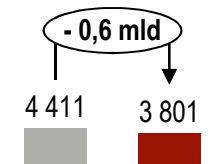
EBITDA



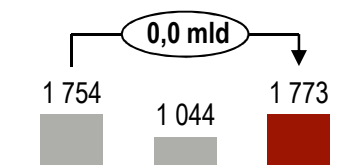
Efekt LIFO: 0,9 mld PLN w 2Q18 w efekcie dodatniego wpływu zmian cen ropy na wycenę zapasów.



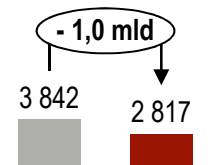
EBIT



Wynik na działalności finansowej: (-) 0,1 mld PLN głównie w efekcie ujemnego salda różnic kursowych netto ograniczonego dodatnim wpływem rozliczenia i wyceny pochodnych instrumentów finansowych.



Wynik netto



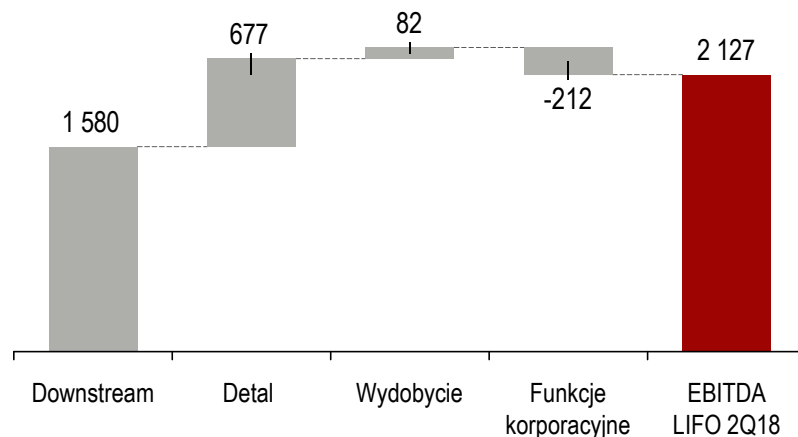
Wynik netto: 1,8 mld PLN zysku w 2Q18.

EBITDA LIFO



Wyniki segmentów w 2Q18

mln PLN



Downstream: ujemny wpływ makro częściowo skompensowany wzrostem wolumenów sprzedaży (r/r).

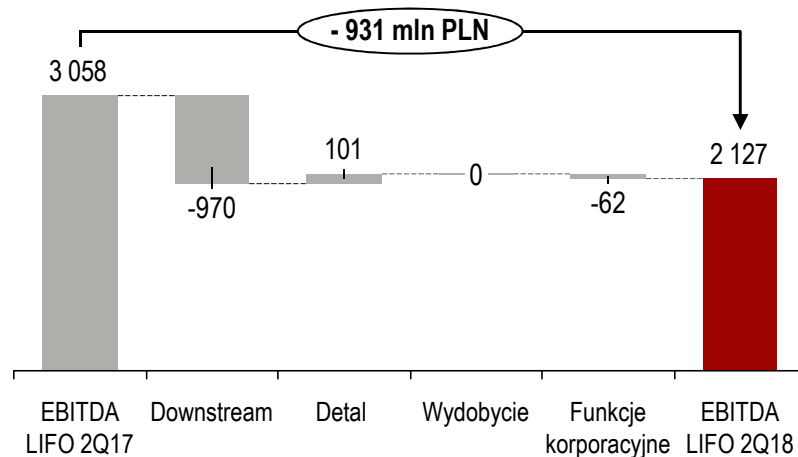
Wynik 2Q18 zawiera 0,4 mld PLN z tytułu zdarzeń jednorazowych, w tym: 0,3 mld PLN odszkodowania z tytułu awarii Steam Cracker w Unipetrol z 2015r. oraz 0,1 mld PLN kar za nienależyte wykonanie kontraktu budowy CCGT Płock.

Wynik 2Q17 zawiera 0,4 mld PLN z tytułu zdarzeń jednorazowych, w tym: 0,6 mld PLN z tytułu odszkodowań oraz (-) 0,2 mld PLN z tytułu przeceny zapasów (NRV).

Detal: dodatni wpływ wzrostu wolumenów sprzedaży oraz wyższych marż paliwowych i pozapaliwowych (r/r).

Zmiana wyników segmentów (r/r)

mln PLN



Wydobycie: dodatni wpływ wzrostu wolumenów sprzedaży oraz parametrów makro w efekcie wzrostu cen ropy przy ujemnym wpływie salda na pozostałej działalności operacyjnej obejmującym m.in. rozliczenie i wycenę finansowych instrumentów pochodnych (r/r).

Funkcje korporacyjne: wzrost kosztów (r/r) głównie na skutek zmiany salda na pozostałej działalności operacyjnej netto (r/r).

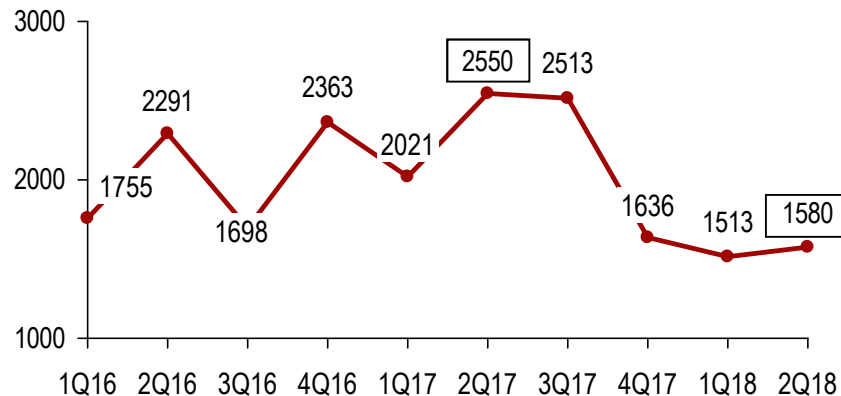
Downstream – EBITDA LIFO

Ujemny wpływ makro przy wzroście wolumenów sprzedaży



EBITDA LIFO

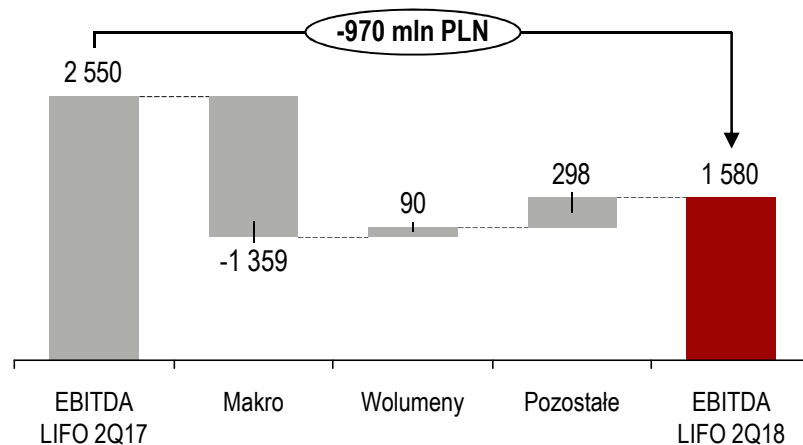
mln PLN



- Wzrost wolumenów sprzedaży o 1% (r/r), w tym:
 - wyższa sprzedaż (r/r): oleju napędowego o 2% (przy czym w Polsce wolumeny wzrosły o 15%), poliolefin o 9%, nawozów o 31%, PCW o 14% i PTA o 36%
 - niższa sprzedaż (r/r): benzyny o (-) 14%, LPG o (-) 2% i olefin o (-) 3%
- Pozostałe zawierają głównie dodatni efekt wykorzystania w okresie postojów remontowych zapasów ropy i produktów zakupionych i wyprodukowanych w poprzednich okresach przy niższych kosztach surowca.

EBITDA LIFO – wpływ czynników

mln PLN



- Niższy przerób o (-) 2% (r/r) w efekcie realizacji planowanych postojów remontowych we wszystkich rafineriach.
- Ujemny wpływ makro (r/r) głównie w efekcie wyższych kosztów zużyciu surowców na własne potrzeby energetyczne oraz pogorszenia marż na produktach petrochemicznych, ciężkich frakcjach rafineryjnych i SN150.
- Pozostałe zawierają głównie negatywny efekt niższych odszkodowań z tytułu awarii Steam Cracker i FKK w Unipetrol (r/r).

Makro: marże i dyferencjał: (-) 884 mln PLN, kurs 0 mln PLN, hedging (-) 475 mln PLN

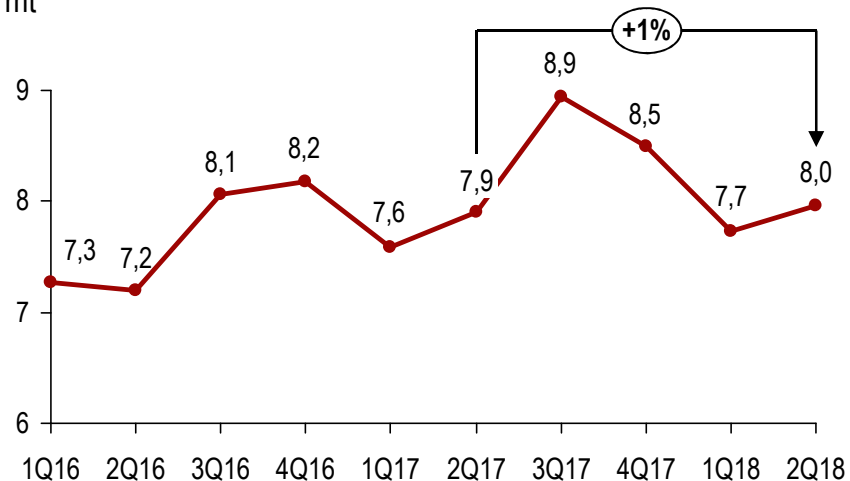
Downstream – dane operacyjne

Wzrost wolumenów sprzedaży pomimo niższego przerobu ropy



Wolumeny sprzedaży

mt



Wykorzystanie mocy

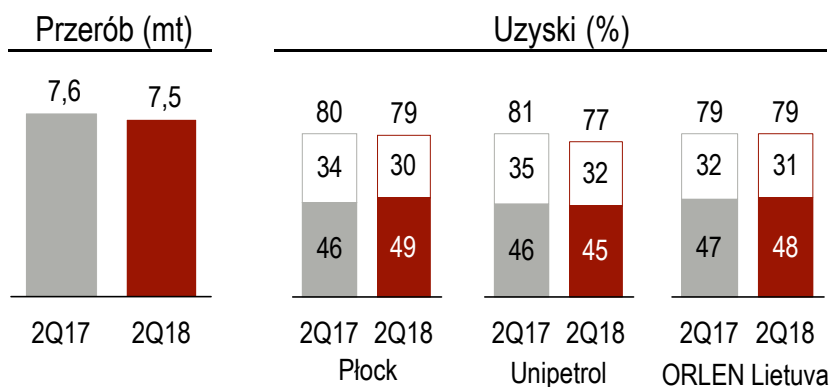
%

Rafinerie	2Q17	1Q18	2Q18	Δ (r/r)
Płock	79%	103%	94%	15 pp
Unipetrol	96%	86%	75%	-21 pp
ORLEN Lietuva	89%	98%	77%	-12 pp
Instalacje petrochemiczne				
Olefiny (Płock)	79%	93%	77%	-2 pp
Olefiny (Unipetrol)	89%	94%	89%	0 pp
BOP	67%	88%	76%	9 pp

Przerób ropy i uzysk paliw

mt, %

□ Uzysk lekkich destylatów ■ Uzysk średnich destylatów



- Niższe wykorzystanie mocy o (-) 2pp (r/r), w tym: Płock 15pp w efekcie braku postojów instalacji DRW III, Wytwórni Wodoru i Hydrokrakingu z 2Q17. Niższe wykorzystanie mocy Olefin na skutek nieplanowanego postoiu remontowego; Unipetrol (-) 21pp w efekcie cyklicznego postoiu rafinerii w Kralupach; ORLEN Lietuva (-) 12pp w efekcie cyklicznego postoiu rafinerii.
- Polska – wzrost wolumenów sprzedaży paliw dzięki korzystnej sytuacji rynkowej oraz wyższej dostępności instalacji konwersyjnych (r/r).
- Czechy – niższa sprzedaż produktów rafineryjnych w rezultacie rozpoczętego w połowie marca 2018r. cyklicznego postoiu rafinerii w Kralupach oraz awarii instalacji POX w rafinerii w Litvinov.
- ORLEN Lietuva – sprzedaż wolumenowa na poziomie roku ubiegłego.

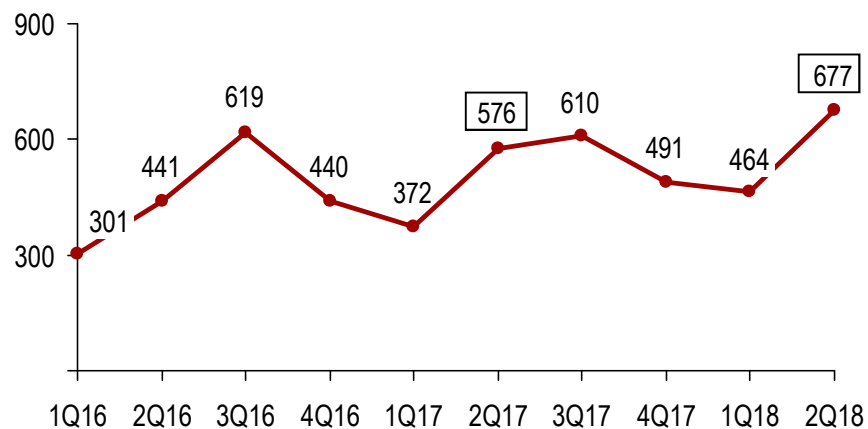
Detal – EBITDA LIFO

Wzrost wolumenów sprzedaży i marż detalicznych



EBITDA LIFO

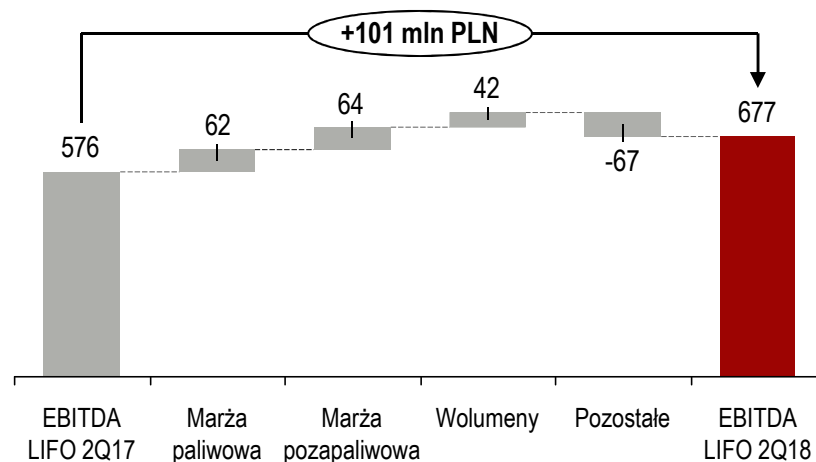
mln PLN



- Wzrost wolumenów sprzedaży o 5% (r/r).
- Wzrost udziałów na wszystkich rynkach (r/r).
- Wzrost marż paliwowych na rynku polskim i niemieckim przy niższych marżach na rynku czeskim (r/r).
- Wzrost marż pozapaliwowych na wszystkich rynkach (r/r).
- Dynamiczny rozwój oferty pozapaliwowej: wzrost punktów Stop Cafe/Star Connect (włączając sklepy convenience pod marką O!SHOP) o 170 (r/r).

EBITDA LIFO – wpływ czynników

mln PLN



- Pozostałe obejmują głównie wyższe koszty funkcjonowania stacji paliw związane ze wzrostem wolumenów sprzedaży (r/r).

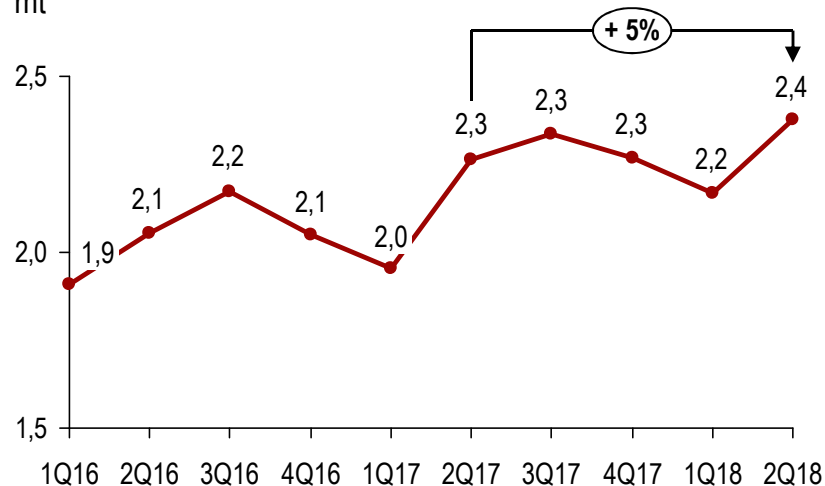
Detal – dane operacyjne

Wzrost sprzedaży oraz dalszy rozwój oferty pozapaliwowej



Wolumeny sprzedaży

mt



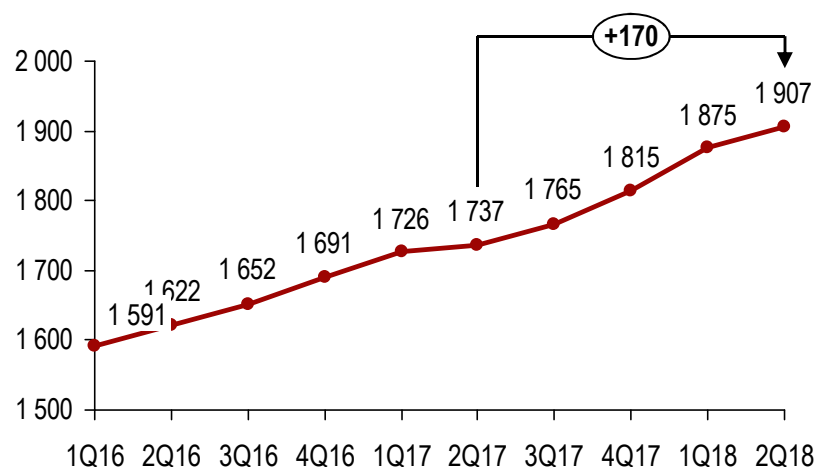
Liczba stacji i udziały w rynku (wolumenowe)

#, %

	# stacji	Δ r/r	% rynku	Δ r/r
PL	1 771	17	33,7%	0,1 pp
DE	581	1	6,2%	0,2 pp
CZ	405	20	22,2%	2,9 pp
LT	25	0	4,5%	0,1 pp

Kącki kawowe (włączając sklepy convenience)

#



- Wzrost sprzedaży o 5% (r/r), w tym: w Polsce o 4%, w Czechach o 16%, na Litwie o 11% i w Niemczech o 4%*.
- Wzrost udziałów na wszystkich rynkach (r/r). Największy wzrost w Czechach o 2,9 pp (r/r) w efekcie włączenia do sieci stacji paliw przejętych od OMV.
- 2782 stacji na koniec 2Q18, tj. wzrost liczby stacji o 38 (r/r), w tym: wzrost w Polsce o 17, Niemczech o 1 i w Czechach o 20 stacji.
- Rozwój oferty pozapaliwowej poprzez otwarcie w 2Q18 kolejnych 32 punktów. Na koniec 2Q18 funkcjonowało 1907 punktów, w tym: 1621 Stop Cafe w Polsce (włączając w to 231 sklepów convenience pod marką O!SHOP), 229 Stop Cafe w Czechach, 23 Stop Cafe na Litwie oraz 34 Star Connect w Niemczech.

* Obejmuje również sprzedaż lekkich destylatów realizowaną w formule hurtowej. Sprzedaż wolumenowa na stacjach paliw ORLEN Deutschland na porównywalnym poziomie (r/r).

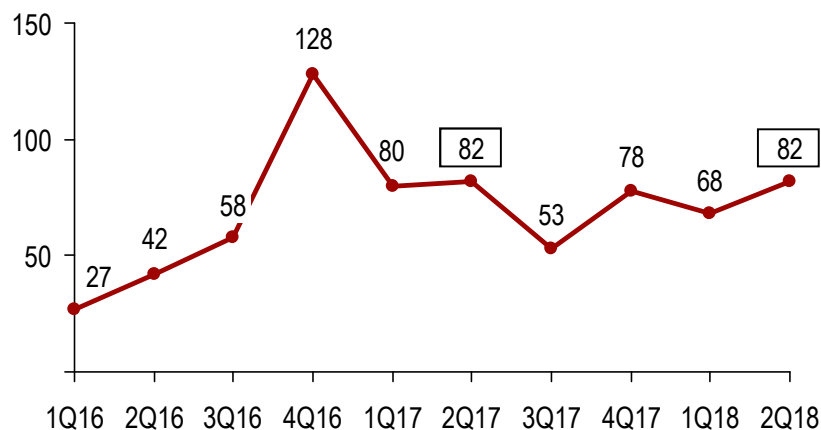
Wydobycie – EBITDA LIFO

Dodatni wpływ makro oraz wzrost średniego wydobycia o 20% (r/r)



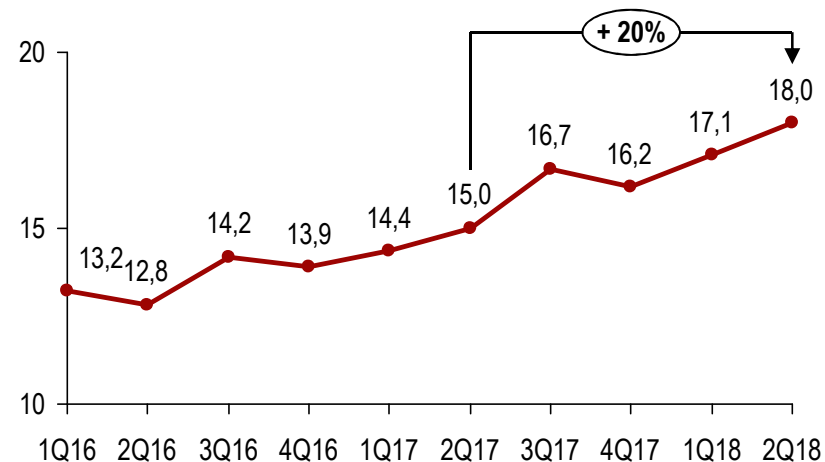
EBITDA LIFO

mln PLN



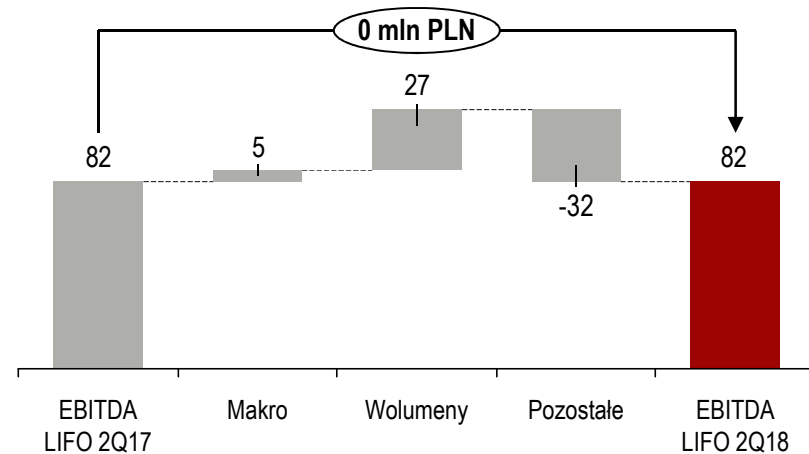
Średnie wydobycie

tys. boe/d



EBITDA LIFO – wpływ czynników

mln PLN



- Dodatni wpływ makro w efekcie wzrostu cen ropy ograniczony spadkiem cen gazu w Kanadzie (r/r).
- Wzrost średniego wydobycia o 3,0 tys. boe/d (r/r), w tym: wzrost w Kanadzie o 3,3 tys. boe/d przy spadku w Polsce o (-) 0,3 tys. boe/d



- Pozostałe obejmują głównie rozliczenie i wycenę pochodnych instrumentów finansowych.

Wyniki operacyjne przed odpisami aktualizującymi wartość aktywów trwałych:
2Q18: (-) 10 mln PLN dotyczące aktywów wydobywczych w Polsce

Polska



Łączne zasoby ropy i gazu (2P)

Ok. 11 mln boe* (6% węglowodory ciekłe, 94% gaz)

2Q18

Średnie wydobycie: 0,9 tys. boe/d (100% gaz)

EBITDA**: 5 mln PLN

CAPEX: 41 mln PLN

6M18

Średnie wydobycie: 1,0 tys. boe/d (100% gaz)

EBITDA**: 12 mln PLN

CAPEX: 91 mln PLN

2Q18

- Rozpoczęto wiercenie otworu poszukiwawczego Chwałęcín-1K prowadzonego wspólnie z partnerem na obszarze Płotki.
- Rozpoczęto akwizycję danych sejsmicznych Biecz 3D (obszar Karpaty) oraz Chełmno 3D (obszar Edge).
- Zakończono budowę placu wiertniczego Bystrowice-OU1 na projekcie Miocen. Rozpoczęto transport i montaż urządzenia.
- Kontynuowano analizy pozyskanych danych sejsmicznych 2D/3D oraz prowadzono prace przygotowawcze do wykonania kolejnych otworów poszukiwawczych.
- Kontynuowano prace nad zagospodarowaniem złóż na obszarze Płotki.

Kanada



Łączne zasoby ropy i gazu (2P)

Ok. 141 mln boe* (42% węglowodory ciekłe, 58% gaz)

2Q18

Średnie wydobycie: 17,1 tys. boe/d (46% węglowodory ciekłe)

EBITDA**: 77 mln PLN

CAPEX: 93 mln PLN

6M18

Średnie wydobycie: 16,5 tys. boe/d (45% węglowodory ciekłe)

EBITDA**: 138 mln PLN

CAPEX: 290 mln PLN

2Q18

- Rozpoczęto wiercenie 1 (0,75 netto) odwiertu na obszarze Kakwa.
- 3 odwierty (2,75 netto) na obszarze Kakwa oraz 1 odwiert (0,5 netto) na obszarze Lochend zostały poddane zabiegowi szczelinowania.
- Do produkcji zostały podłączone 2 (1,5 netto) otwory na obszarze Ferrier oraz 1 (0,75 netto) otwór na obszarze Kakwa.
- W rejonie Kakwa kontynuowano rozbudowę instalacji do wstępnego przerobu gazu oraz instalacji do magazynowania wody. Ponadto, rozpoczęto budowę rurociągu zbiorczego na obszarze Lochend.

* Dane na dzień 31.12.2017 / ** Wyniki operacyjne przed odpisami aktualizującymi wartość aktywów trwałych w łącznej wysokości (-) 12 mln PLN
Netto - liczba odwiertów pomnożona przez procent udziału w poszczególnym aktywie



Najważniejsze liczby i wydarzenia 2Q18



Otoczenie makroekonomiczne



Wyniki finansowe i operacyjne



Płynność i inwestycje



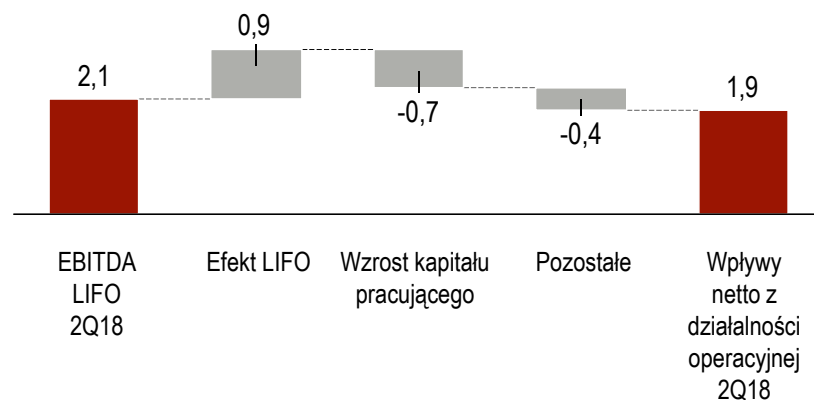
Perspektywy rynkowe 2018r.

Przepływy pieniężne



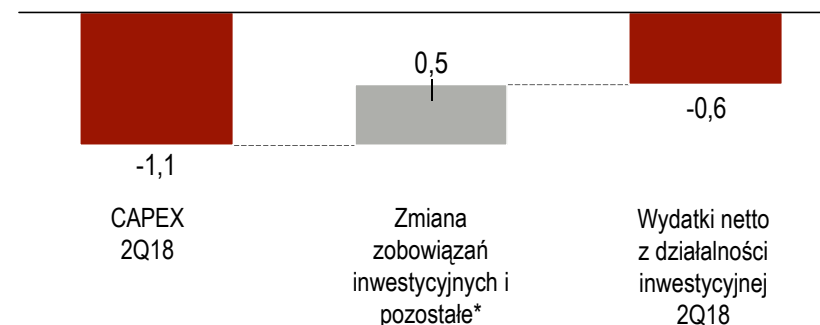
Przepływy z działalności operacyjnej

mld PLN



Przepływy z działalności inwestycyjnej

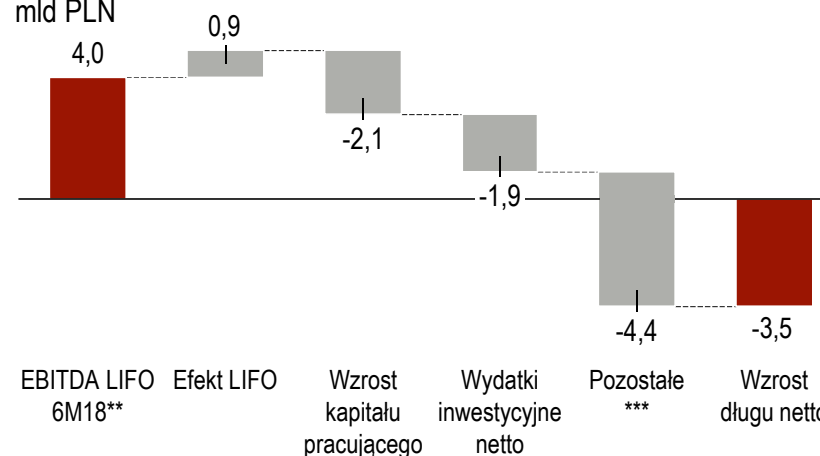
mld PLN



- Wzrost kapitału pracującego w 2Q18 o 0,7 mld PLN głównie w efekcie zwiększenia wartości zapasów na skutek wzrostu cen ropy i produktów.
- Pozostałe (-) 0,4 mld PLN obejmują głównie rozpoznane w 2Q18 odszkodowanie z tytułu awarii Steam Cracker w Unipetrol z 2015r., które gotówkowo wpłynęło w 3Q18.
- Zapasy obowiązkowe wykazane w bilansie na koniec 2Q18 wyniosły 5,6 mld PLN, z czego w Polsce 5,1 mld PLN.

Wolne przepływy pieniężne za 6M18

mld PLN



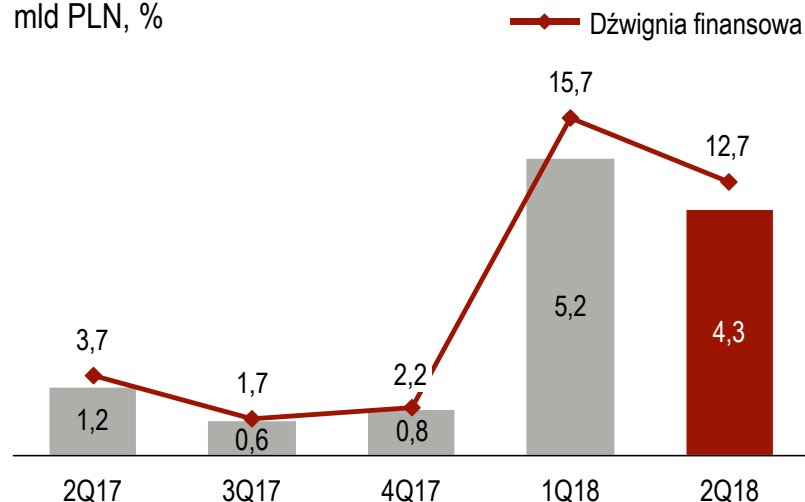
* głównie dywidenda z BOP (konsolidacja metodą praw własności) oraz rozliczenie instrumentów finansowych niewyznaczonych dla celów rachunkowości zabezpieczeń

** zawiera 0,3 mld PLN odszkodowań z tytułu awarii Steam Cracker w Unipetrol z 2015r. oraz 0,2 mld PLN kar za opóźnienia w realizacji CCGT Płock i CCGT Wrocławek

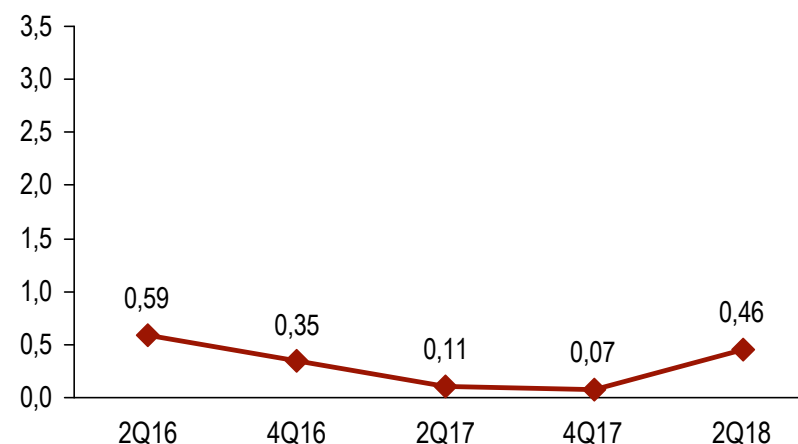
*** głównie częściowy wykup akcjonariuszy mniejszościowych Unipetrol w kwocie 3,5 mld PLN oraz zapłacony podatek dochodowy, eliminacja zysków jednostek konsolidowanych metodą praw własności, różnice kursowe (operacyjne oraz dotyczące zadłużenia), zapłacone odsetki i ujęte ale nie otrzymane odszkodowanie z tytułu awarii Steam Cracker w Unipetrol w kwocie 0,3 mld PLN, które wpłynęło w kolejnych okresach

Dług netto i dźwignia finansowa

mld PLN, %

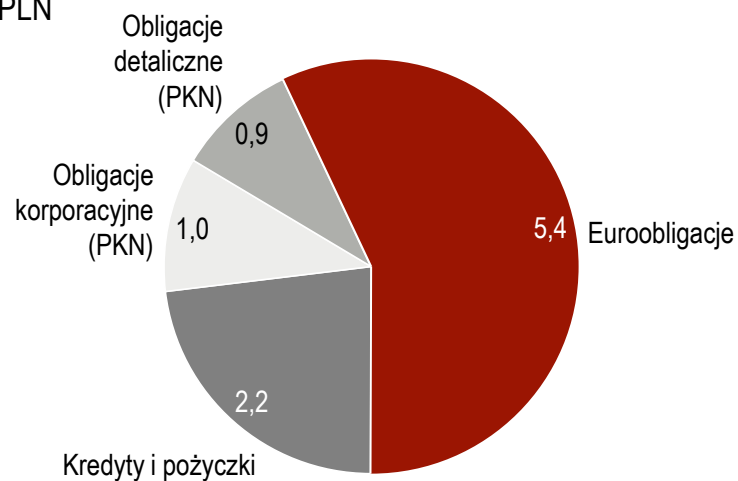


Dług netto/EBITDA LIFO



Zdywersyfikowane źródła finansowania (dług brutto)

mld PLN



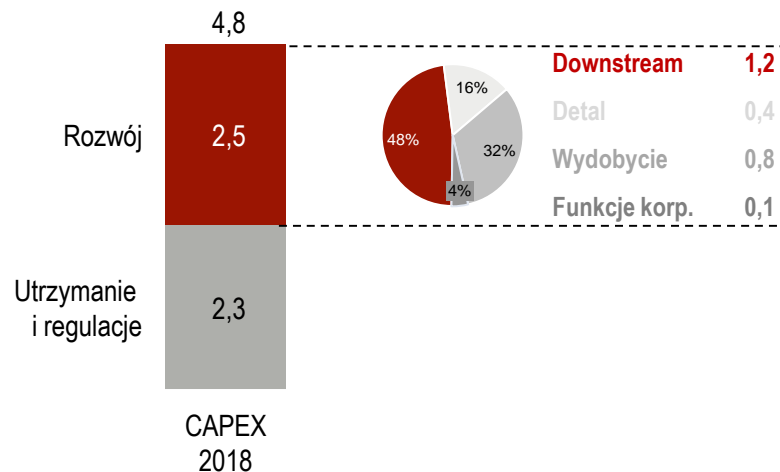
- Struktura walutowa długu brutto:
EUR 80%, PLN 20%
- Średni termin zapadalności zadłużenia 2021r.
- Rating inwestycyjny: BBB- z perspektywą stabilną (Fitch), Baa2 z perspektywą stabilną (Moody's)
- Spadek zadłużenia netto o 0,9 mld PLN (kw/kw) głównie w efekcie dodatnich wpływów z działalności operacyjnej w wysokości 1,9 mld PLN pomniejszonych o wydatki inwestycyjne (-) 0,6 mld PLN oraz (-) 0,4 mld PLN z tytułu zapłaconych odsetek i ujemnych różnic kursowych z przeszacowania kredytów walutowych

Nakłady inwestycyjne



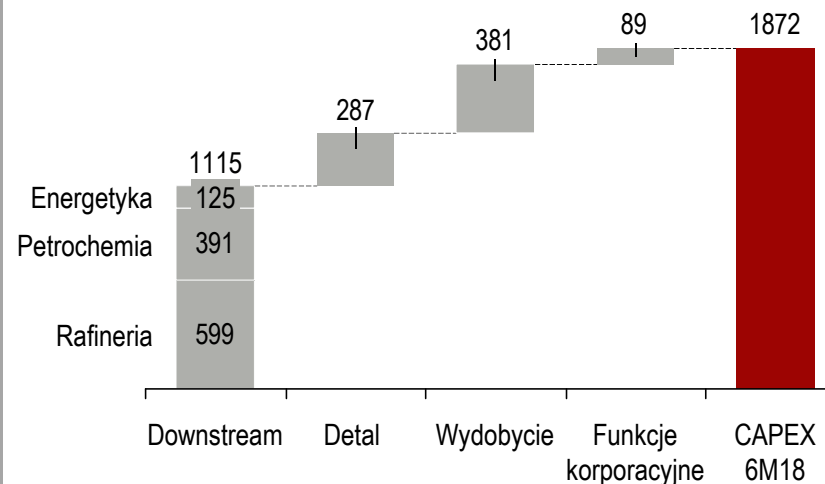
Planowany CAPEX 2018

mln PLN, %



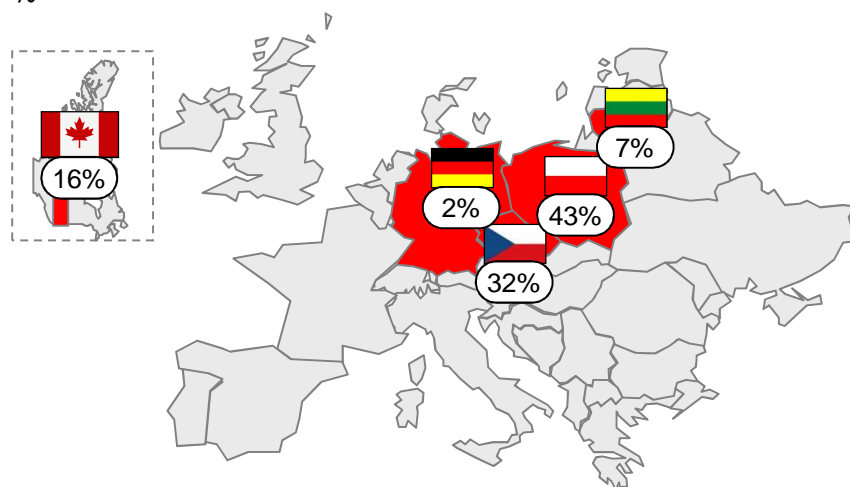
Zrealizowany CAPEX 6M18 – podział na segmenty

mln PLN



Zrealizowany CAPEX 6M18 – podział wg krajów

%



Główne projekty w 2Q18



- Budowa instalacji Polietylenu w Czechach
- Budowa instalacji Metatezy w Płocku
- Budowa CCGT w Płocku:
 - Przeprowadzono próby i testy z PSE, które zakończyły się pomyślnie, w wyniku czego blok gazowo-parowy został przyjęty do wykorzystania ruchowego
 - Uzyskano wszystkie niezbędne decyzje do eksploatacji CCGT, w tym: koncesja, pozwolenie zintegrowane oraz pozwolenie na użytkowanie



- Stacje paliw: otwarto 12 (w tym: 10 w Polsce, 1 w Niemczech i 1 w Czechach), zamknięto 18, zmodernizowano 29
- Otwarto 32 punkty Stop Cafe/Star Connect (włączając w to sklepy convenience pod marką O!SHOP)



- Kanada – 93 mln PLN / Polska – 41 mln PLN

* CAPEX 2Q18 wyniósł 1070 mln PLN: rafineria 438 mln PLN, petrochemia 205 mln PLN, energetyka 72 mln PLN, detal 159 mln PLN, wydobycie 134 mln PLN, FK 62 mln PLN



Najważniejsze liczby i wydarzenia 2Q18



Otoczenie makroekonomiczne



Wyniki finansowe i operacyjne



Płynność i inwestycje



Perspektywy rynkowe 2018r.



Makro

- Ropa Brent – oczekiwany wzrost ceny ropy w porównaniu ze średnią za 2017r. głównie w efekcie przedłużenia do końca 2018r. porozumienia krajów OPEC i Rosji dotyczącego ograniczenia produkcji ropy oraz wysokiego ryzyka geopolitycznego. Należy jednak oczekiwać, że silniejszy wzrost ceny ropy będzie skutkować wzrostem wydobycia w USA. Pod koniec czerwca kraje OPEC i Rosja podjęły decyzję o zwiększeniu wydobycia o ok. 1 mln baryłek dziennie (tj. o 1% globalnej podaży) w związku ze znacznym wzrostem cen surowca i obawami o spadek podaży.
- Marża downstream – oczekiwany spadek marży w porównaniu ze średnią za 2017r. w efekcie spadku marż zarówno na produktach rafineryjnych, jak i petrochemicznych na skutek wzrostu ceny ropy (r/r). Czynnikiem ograniczającym spadek marży downstream jest oczekiwany wzrost konsumpcji paliw i produktów petrochemicznych w efekcie silnego wzrostu gospodarczego.



Gospodarka

- Prognozy PKB* – Polska 4,2%, Czechy 3,9%, Litwa 3,2%, Niemcy 2,3%.
- Konsumpcja paliw – prognozowana stabilizacja popytu na benzynę oraz nieznaczny wzrost popytu na olej napędowy w Europie Środkowo-Wschodniej (Niemcy, Czechy, Litwa). W Polsce wciąż widoczny trend wzrostowy zarówno na rynku benzyny, jak i oleju napędowego.



Regulacje

- Regulacje ograniczające szarą strefę – sejm przyjął rozszerzenie systemu monitorowania przewozu towarów tzw. SENT na transport kolejowy. Nowe regulacje weszły w życie w czerwcu 2018r.
- Ograniczenie handlu w niedziele – od 1 marca 2018r. w Polsce handel w niedziele dozwolony jest wyłącznie w pierwszą i ostatnią niedzielę miesiąca. Zakaz ten nie dotyczy stacji paliw.
- Zapasy obowiązkowe – utrzymywanie zapasów obowiązkowych w Polsce na poziomie 53 dni.
- NCW – od 1 stycznia 2018r. konieczne jest realizowanie 50% NCW poprzez obligatoryjne blendowanie biokomponentów do paliw w ujęciu kwartalnym; w 2017r. było to ujęcie roczne. PKN ORLEN w 2018r. będzie mógł skorzystać z możliwości redukcji współczynnika z 7,5% do 5,48%.

* Polska (NBP, marzec 2018); Niemcy (RGE, czerwiec 2018); Czechy (CNB, maj 2018); Litwa (LB, czerwiec 2018)

Dziękujemy za uwagę



ORLEN

W celu uzyskania dalszych informacji o PKN ORLEN, prosimy o kontakt z Biurem Relacji Inwestorskich:

telefon: + 48 24 256 81 80

faks: + 48 24 367 77 11

e-mail: ir@orlen.pl

www.orlen.pl



Slajdy pomocnicze

Wyniki – podział na kwartały



mln PLN	2Q17	1Q18	2Q18	Δ (r/r)	6M17	6M18	Δ
Przychody	23 025	23 241	26 701	16%	45 900	49 942	9%
EBITDA LIFO	3 058	1 893	2 127	-30%	5 379	4 020	-25%
efekt LIFO	-344	144	936	-	175	1 080	517%
EBITDA	2 714	2 037	3 063	13%	5 554	5 100	-8%
Amortyzacja	-581	-626	-673	-16%	-1 143	-1 299	-14%
EBIT LIFO	2 477	1 267	1 454	-41%	4 236	2 721	-36%
EBIT	2 133	1 411	2 390	12%	4 411	3 801	-14%
Wynik netto	1 754	1 044	1 773	1%	3 842	2 817	-27%

Wyniki – podział na segmenty



2Q18 mln PLN	Downstream	Detal	Wydobycie	Funkcje korporacyjne	SUMA
EBITDA LIFO	1 580	677	82	-212	2 127
Efekt LIFO	936	-	-	-	936
EBITDA	2 516	677	82	-212	3 063
Amortyzacja	-451	-114	-82	-26	-673
EBIT	2 065	563	0	-238	2 390
EBIT LIFO	1 129	563	0	-238	1 454

2Q17 mln PLN	Downstream	Detal	Wydobycie	Funkcje korporacyjne	SUMA
EBITDA LIFO	2 550	576	82	-150	3 058
Efekt LIFO	-344	-	-	-	-344
EBITDA	2 206	576	82	-150	2 714
Amortyzacja	-374	-103	-78	-26	-581
EBIT	1 832	473	4	-176	2 133
EBIT LIFO	2 176	473	4	-176	2 477

EBITDA LIFO – podział na segmenty



mln PLN	2Q17	1Q18	2Q18	Δ (r/r)	6M17	6M18	Δ
Downstream	2 550	1 513	1 580	-38%	4 571	3 093	-32%
Detal	576	464	677	18%	948	1 141	20%
Wydobycie	82	68	82	0%	162	150	-7%
Funkcje korporacyjne	-150	-152	-212	-41%	-302	-364	-21%
EBITDA LIFO	3 058	1 893	2 127	-30%	5 379	4 020	-25%

Wyniki – podział na spółki



2Q18 mln PLN	PKN ORLEN S.A.	Unipetrol ²	ORLEN Lietuva ²	Pozostałe i korekty konsolidacyjne	Razem
Przychody	20 883	5 186	4 622	-3 990	26 701
EBITDA LIFO	1 260	393	113	361	2 127
Efekt LIFO ¹	-716	-171	-43	-6	-936
EBITDA	1 976	564	156	367	3 063
Amortyzacja	346	132	20	175	673
EBIT	1 630	432	136	192	2 390
EBIT LIFO	914	261	93	186	1 454
Przychody finansowe	1 217	161	3	-959	422
Koszty finansowe	-657	-5	-9	107	-564
Wynik netto	1 931	483	101	-742	1 773

¹ Wyliczone jako różnica między zyskiem operacyjnym przy wycenie zapasów wg metody LIFO a zyskiem operacyjnym przy zastosowaniu metody średniej ważonej

² Prezentowane dane przedstawiają wyniki Grupy Unipetrol oraz Orlen Lietuva wg MSSF przed uwzględnieniem korekt dokonanych na potrzeby konsolidacji PKN ORLEN

mIn USD	2Q17	1Q18	2Q18	Δ r/r	6M17	6M18	Δ
Przychody	954	1 232	1 281	34%	1 967	2 513	28%
EBITDA LIFO	58	17	30	-48%	99	47	-53%
EBITDA	54	19	42	-22%	108	61	-44%
EBIT	49	13	37	-24%	99	50	-49%
Wynik netto	50	12	27	-46%	93	39	-58%

- Wolumeny sprzedaży na porównywalnym poziomie (r/r). Wzrost przychodów ze sprzedaży odzwierciedla wzrost notowań produktów na skutek wyższych cen ropy naftowej.
- Niższy przerób ropy i w efekcie spadek wykorzystania mocy rafineryjnych o (-) 12 pp (r/r) w rezultacie cyklicznego postoju remontowego rafinerii.
- EBITDA LIFO niższa o (-) 28 mln USD (r/r) głównie w efekcie wyższych kosztów zużyciu surowców na własne potrzeby energetyczne w wyniku wzrostu notowań ropy naftowej o 24 USD/bbl (r/r) i pogorszenia marż na ciężkich frakcjach rafineryjnych oraz ujemny wpływ struktury sprzedaży. Pozytywny wpływ wyższych marż na produktach paliwowych oraz zmian netto (r/r) odpisów z tytułu przeszacowania zapasów do cen możliwych do uzyskania (tzw. NRV).
- CAPEX 2Q18: 26 mln USD / 6M18: 40 mln USD

* Wyniki operacyjne przed odpisami aktualizującymi wartość aktywów trwałych:
 2Q17: 1 mln USD
 6M17: 1 mln USD

mln CZK	2Q17	1Q18	2Q18	Δ r/r	6M17	6M18	Δ
Przychody	31 181	27 172	31 136	0%	61 031	58 308	-4%
EBITDA LIFO	6 549	1 499	2 349	-64%	10 165	3 848	-62%
EBITDA	6 060	1 371	3 381	-44%	10 031	4 752	-53%
EBIT	5 369	610	2 591	-52%	8 716	3 201	-63%
Wynik netto	3 594	366	2 896	-19%	6 432	3 262	-49%

- Wzrost przychodów na skutek wyższej ceny ropy i produktów skompensowany niższą sprzedażą wolumenową o (-) 12% (r/r) w efekcie cyklicznego postoju rafinerii w Kralupach oraz awarii instalacji POX.
- Obniżony poziom wykorzystania mocy rafineryjnych o (-) 21 pp (r/r) oraz uzysk paliw o (-) 4 pp (r/r) w rezultacie powyższych postojów instalacji produkcyjnych.
- EBITDA LIFO niższa o (-) 4,2 mld CZK (r/r) głównie w efekcie wyższych kosztów zużyciu surowców na własne potrzeby energetyczne w wyniku wzrostu notowań ropy naftowej o 24 USD/bbl (r/r), pogorszenia marż na ciężkich frakcjach rafineryjnych, produktach petrochemicznych, nawozach i PCW oraz ujemny wpływ niższych wolumenów sprzedaży i niższych (r/r) odszkodowań z tytułu awarii Steam Cracker w Unipetrol z 2015r.
- CAPEX 2Q18: 2 295mln CZK / 6M18: 3 577 mln CZK

* Wyniki operacyjne przed odpisami aktualizującymi wartość aktywów trwałych:

1Q18: 27 mln CZK

2Q17: (-) 6 mln CZK / 2Q18: 16 mln CZK

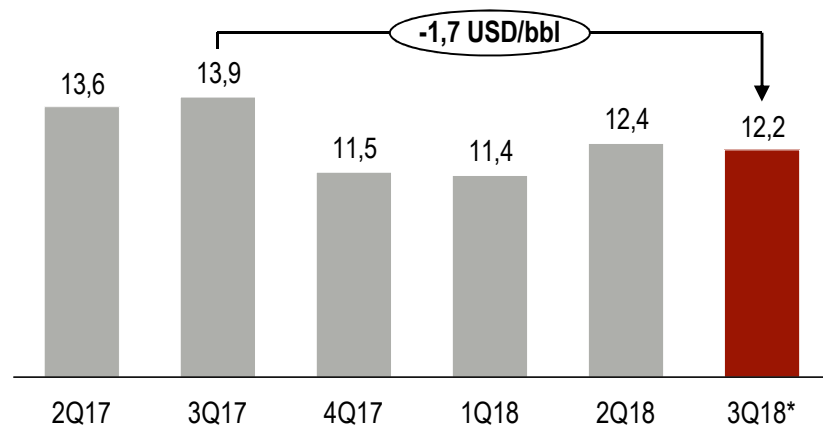
6M17: (-) 6 mln CZK / 6M18: (-) 11 mln CZK

Otoczenie makroekonomiczne w 3Q18



Spadek marży downstream

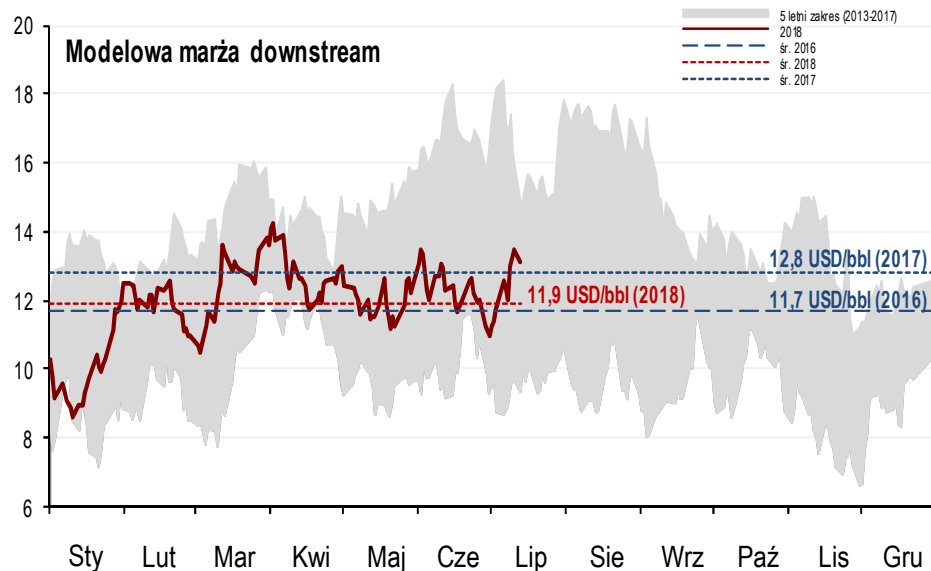
Modelowa marża downstream, USD/bbl



Struktura produktowa marży downstream

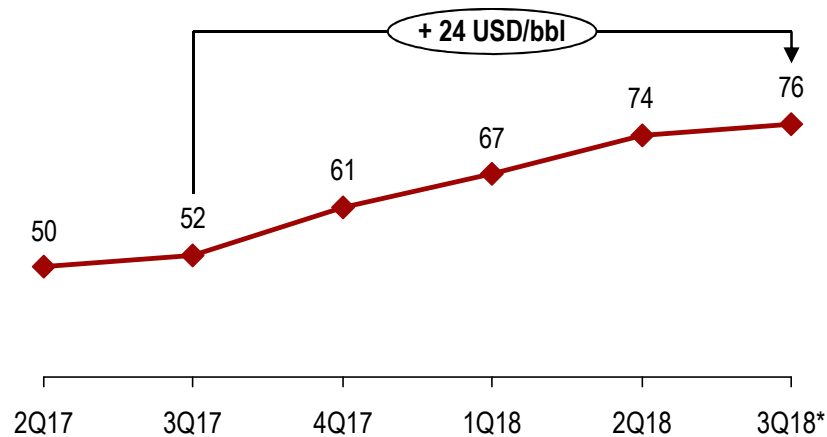
Marże (crack) z notowań

Prod. rafineryjne (USD/t)	3Q17	2Q18	3Q18*	Δ (kw/kw)	Δ (r/r)
ON	96	97	90	-7%	-6%
Benzyna	164	160	161	1%	-2%
Ciężki olej opałowy	-100	-163	-142	13%	-42%
SN 150	382	176	162	-8%	-58%
Prod. petrochemiczne (EUR/t)					
Etylen	642	630	645	2%	0%
Propylen	471	503	542	8%	15%
Benzen	329	255	304	19%	-8%
PX	384	362	400	10%	4%



Wzrost ceny ropy

Średnia cena ropy Brent, USD/bbl



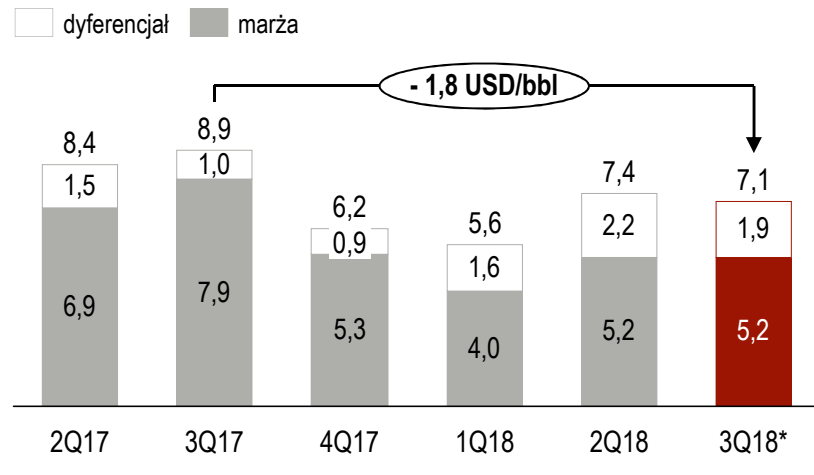
* Dane do dnia 13.07.2018

Otoczenie makroekonomiczne w 3Q18



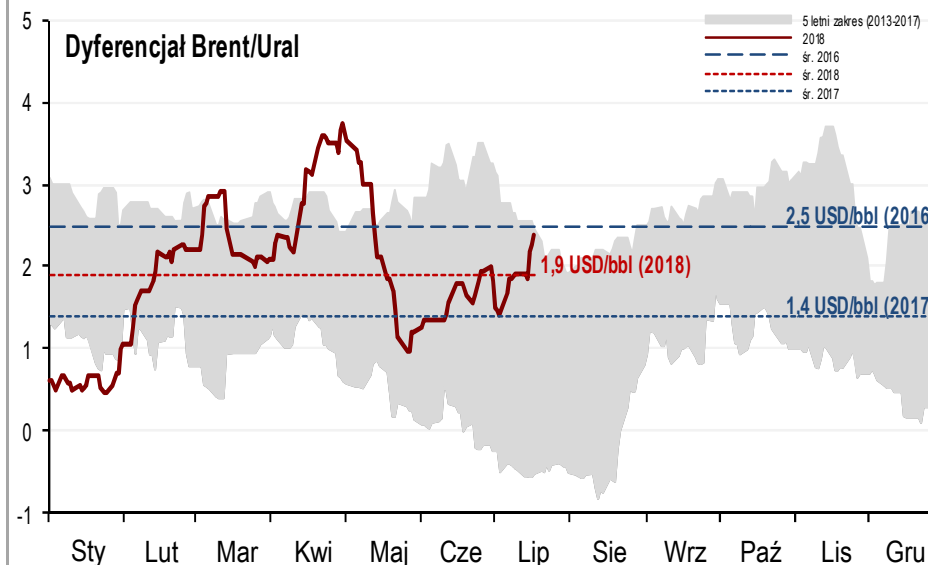
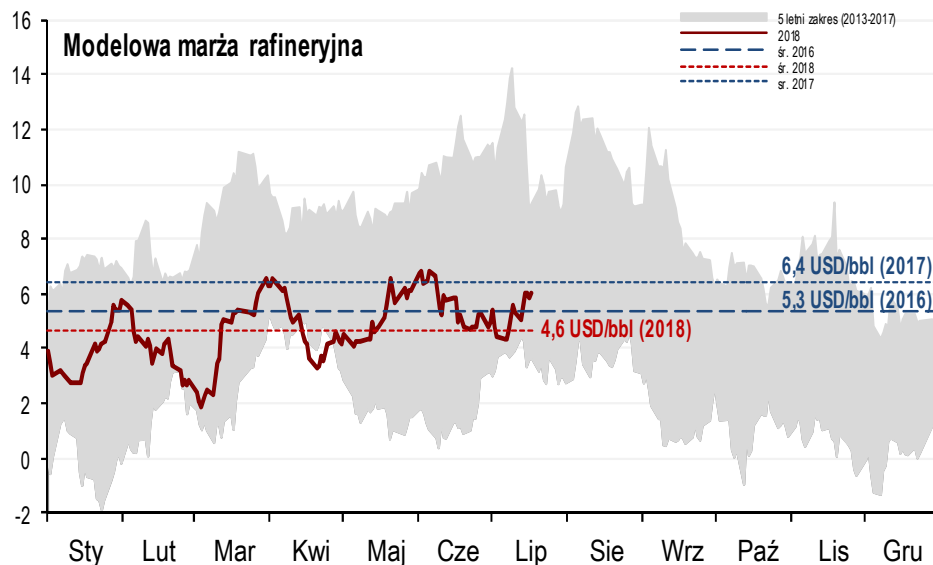
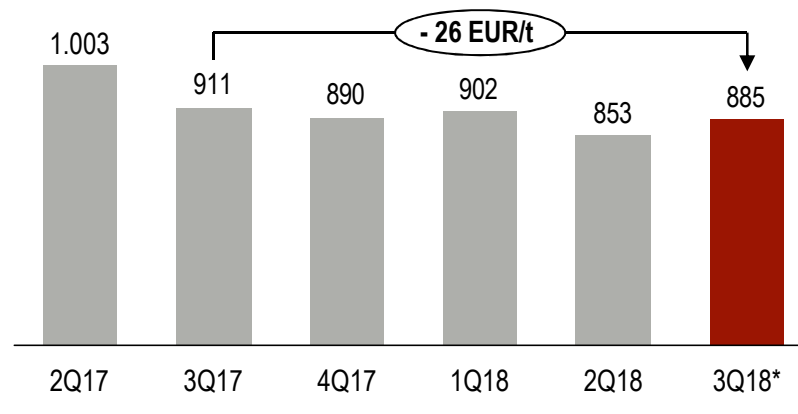
Spadek marży rafinerijnej z dyferencjałem

Modelowa marża rafinerijna oraz dyferencjał B/U, USD/bbl



Spadek marży petrochemicznej

Modelowa marża petrochemiczna, EUR/t



* Dane do dnia 13.07.2018

Dane produkcyjne



	2Q17	1Q18	2Q18	Δ (r/r)	Δ (kw/kw)	6M17	6M18	Δ
Przerób ropy w PKN ORLEN (kt)	7 622	8 529	7 461	-2%	-13%	15 516	15 990	3%
Wykorzystanie mocy przerobowych	87%	98%	85%	-2 pp	-13 pp	89%	92%	3 pp
Rafineria w Polsce ¹								
Przerób ropy naftowej (kt)	3 222	4 121	3 802	18%	-8%	6 906	7 923	15%
Wykorzystanie mocy przerobowych	79%	103%	94%	15 pp	-9 pp	85%	99%	14 pp
Uzysk paliw ⁴	80%	82%	79%	-1 pp	-3 pp	80%	81%	1 pp
Uzysk lekkich destylatów ⁵	34%	33%	30%	-4 pp	-3 pp	34%	32%	-2 pp
Uzysk średnich destylatów ⁶	46%	49%	49%	3 pp	0 pp	46%	49%	3 pp
Rafinerie w Czechach ²								
Przerób ropy naftowej (kt)	2 081	1 855	1 627	-22%	-12%	4 004	3 482	-13%
Wykorzystanie mocy przerobowych	96%	86%	75%	-21 pp	-11 pp	92%	81%	-12 pp
Uzysk paliw ⁴	81%	81%	77%	-4 pp	-4 pp	81%	79%	-2 pp
Uzysk lekkich destylatów ⁵	35%	36%	32%	-3 pp	-4 pp	35%	34%	-1 pp
Uzysk średnich destylatów ⁶	46%	45%	45%	-1 pp	0 pp	46%	45%	-1 pp
Rafineria na Litwie ³								
Przerób ropy naftowej (kt)	2 257	2 475	1 967	-13%	-21%	4 462	4 442	0%
Wykorzystanie mocy przerobowych	89%	98%	77%	-12 pp	-21 pp	88%	88%	0 pp
Uzysk paliw ⁴	79%	69%	79%	0 pp	10 pp	77%	74%	-3 pp
Uzysk lekkich destylatów ⁵	32%	27%	31%	-1 pp	4 pp	31%	29%	-2 pp
Uzysk średnich destylatów ⁶	47%	42%	48%	1 pp	6 pp	46%	45%	-1 pp

¹ Moce przerobowe rafinerii w Płocku wynoszą 16,3 mt/r

² Moce przerobowe Unipetrol wynoszą 8,7 mt/r [Litvinov (5,4 mt/r) i Kralupy (3,3 mt/r)]

³ Moce przerobowe ORLEN Lietuva wynoszą 10,2 mt/r

⁴ Uzysk paliw to suma uzysku średnich destylatów i uzysku lekkich destylatów. Niewielkie różnice mogą występować w wyniku zaokrąglenia

⁵ Uzysk lekkich destylatów to relacja ilości wyprodukowanej benzyny, nafty i LPG wyłączając BIO i transfery wewnątrz Grupy do ilości przerobu ropy

⁶ Uzysk średnich destylatów to relacja ilości wyprodukowanego ON, LOO i JET wyłączając BIO i transfery wewnątrz Grupy do ilości przerobu ropy

Modelowa marża downstream = Przychody (90,7% Produkty = 22,8% Benzyna + 44,2% ON + 15,3% COO + 1,0% SN 150 + 2,9% Etylen + 2,1% Propylen + 1,2% Benzen + 1,2% PX) – Koszty (wsad 100% = 6,5% Ropa Brent + 91,1% Ropa URAL + 2,4% Gaz ziemny)

Modelowa marża rafineryjna = przychody ze sprzedaży produktów (93,5% Produkty = 36% Benzyna + 43% Diesel + 14,5% Ciężki olej opałowy) - koszty (100% wsadu: ropa i pozostałe surowce). Całość wsadu przeliczona wg notowań ropy Brent. Notowania rynkowe spot.

Spread Ural Rdam vs fwd Brent Dtd = Med Strip - Ural Rdam (Ural CIF Rotterdam)

Modelowa marża petrochemiczna = przychody ze sprzedaży produktów (98% Produkty = 44% HDPE + 7% LDPE + 35% PP Homo + 12% PP Copo) - koszty (100% wsadu = 75% nafty + 25% LS VGO). Notowania rynkowe kontrakt.

Uzysk paliw = uzysk średnich destylatów + uzysk benzyn (uzyski wyliczone w stosunku do przerobu ropy)

Kapitał pracujący (ujęcie bilansowe) = zapasy + należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe - zobowiązania z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe

Zmiana kapitału pracującego (ujęcie cash flow) = zmiana stanu należności + zmiana stanu zapasów + zmiana stanu zobowiązań

Dźwignia finansowa = dług netto / kapitał własny wyliczone wg średniego stanu bilansowego w okresie

Dług netto = (krótkoterminowe + długoterminowe zobowiązania z tytułu kredytów, pożyczek i dłużne pap. wart.) – środki pieniężne

Zastrzeżenia prawne



Niniejsza prezentacja została przygotowana przez PKN ORLEN („PKN ORLEN” lub „Spółka”). Ani niniejsza Prezentacja, ani jakkolwiek kopia niniejszej Prezentacji nie może być powielona, rozpowszechniona ani przekazana, bezpośrednio lub pośrednio, jakiejkolwiek osobie w jakimkolwiek celu bez wiedzy i zgody PKN ORLEN. Powielanie, rozpowszechnianie i przekazywanie niniejszej Prezentacji w innych jurysdykcjach może podlegać ograniczeniom prawnym, a osoby do których może ona dotrzeć, powinny zapoznać się z wszelkimi tego rodzaju ograniczeniami oraz stosować się do nich. Nieprzestrzeganie tych ograniczeń może stanowić naruszenie obowiązującego prawa.

Niniejsza Prezentacja nie zawiera kompletnej ani całościowej analizy finansowej lub handlowej PKN ORLEN ani Grupy PKN ORLEN, jak również nie przedstawia jej pozycji i perspektyw w kompletny ani całościowy sposób. PKN ORLEN przygotował Prezentację z należytą starannością, jednak może ona zawierać pewne nieścisłości lub opuszczenia. Dlatego zaleca się, aby każda osoba zamierzająca podjąć decyzję inwestycyjną odnośnie jakichkolwiek papierów wartościowych wyemitowanych przez PKN ORLEN lub jej spółkę zależną opierała się na informacjach ujawnionych w oficjalnych komunikatach PKN ORLEN zgodnie z przepisami prawa obowiązującymi PKN ORLEN.

Niniejsza Prezentacja oraz związane z nią slajdy oraz ich opisy mogą zawierać stwierdzenia dotyczące przyszłości. Jednakże, takie prognozy nie mogą być odbierane jako zapewnienie czy projekcje co do oczekiwanych przyszłych wyników PKN ORLEN lub spółek grupy PKN ORLEN. Prezentacja nie może być rozumiana jako prognoza przyszłych wyników PKN ORLEN i Grupy PKN ORLEN.

Należy zauważyć, że tego rodzaju stwierdzenia, w tym stwierdzenia dotyczące oczekiwań co do przyszłych wyników finansowych, nie stanowią gwarancji czy zapewnienia, że takie zostaną osiągnięte w przyszłości. Prognozy Zarządu są oparte na bieżących oczekiwaniach lub poglądach członków Zarządu Spółki i są zależne od szeregu czynników, które mogą powodować, że faktyczne wyniki osiągnięte przez PKN ORLEN będą w sposób istotny różnić się od wyników opisanych w tym dokumencie. Wiele spośród tych czynników pozostaje poza wiedzą, świadomością i/lub kontrolą Spółki czy możliwością ich przewidzenia przez Spółkę.

W odniesieniu do wyczerpującego charakteru lub rzetelności informacji przedstawionych w niniejszej Prezentacji nie mogą być udzielone żadne zapewnienia ani oświadczenia. Ani PKN ORLEN, ani jej dyrektorzy, członkowie kierownictwa, doradcy lub przedstawiciele takich osób nie ponoszą żadnej odpowiedzialności z jakiegokolwiek powodu wynikającego z dowolnego wykorzystania niniejszej Prezentacji. Ponadto, żadne informacje zawarte w niniejszej Prezentacji nie stanowią zobowiązań ani oświadczenia ze strony PKN ORLEN, jej kierownictwa czy dyrektorów, Akcjonariuszy, podmiotów zależnych, doradców lub przedstawicieli takich osób.

Niniejsza Prezentacja została sporządzona wyłącznie w celach informacyjnych i nie stanowi oferty kupna bądź sprzedaży ani oferty mającej na celu pozyskanie oferty kupna lub sprzedaży jakichkolwiek papierów wartościowych bądź instrumentów lub uczestnictwa w jakiejkolwiek przedsięwzięciu handlowym. Niniejsza Prezentacja nie stanowi oferty ani zaproszenia do dokonania zakupu bądź zapisu na jakiegokolwiek papierze wartościowym w dowolnej jurysdykcji i żadne postanowienia w niej zawarte nie będą stanowić podstawy żadnej umowy, zobowiązania lub decyzji inwestycyjnej, ani też nie należy na niej polegać w związku z jakąkolwiek umową, zobowiązaniem lub decyzją inwestycyjną.



ORLEN

W celu uzyskania dalszych informacji o PKN ORLEN, prosimy o kontakt z Biurem Relacji Inwestorskich:

telefon: + 48 24 256 81 80

faks: + 48 24 367 77 11

e-mail: ir@orlen.pl

www.orlen.pl