

Dr Marcin Krupa^b, mgr inż. Mateusz P. Sikora^{b,c}, dr inż. Andrzej P. Sikora^{a,b,*}^aAGH w Krakowie; ^bInstytut Studiów Energetycznych Sp. z o.o., Warszawa; ^cIndar Energy (Francja)

The Yankee has struck oil (Jankesom uderzyła ropa)

DOI: 10.15199/62.2015.10.2

Wszyscy mają w pamięci lampę naftową Ignacego Łukasiewicza, ale mało kto wie, że chociaż głównym zainteresowaniem tego wynalazcy była przeróbka ropy, to z dużym zacięciem zajmował się również techniką wydobycia. Dzięki jego inicjatywie i poparciu przeprowadzono w Bóbrce w 1862 r. pierwsze wiercenie ręczne przy użyciu nożyc luźnospadowych. Jest to historyczna data w polskim górnictwie naftowym, gdy w miejsce kopania wprowadzono wiercenie. Kierownik kopalni A. Jabłoński został przez I. Łukasiewicza wysłany do Pensylwanii na praktykę, gdzie za datę pierwszego udanego wiercenia przyjmuje się dzień 27 sierpnia 1859 r. Wtedy to w Titusville w górach Pensylwanii obok rzeczki Oil Creek Colonel E.L. Drake i Uncle Billy William A. Smith natrafili na pokłady ropy znajdujące się na głębokości ok. 21 m (69 stóp). Ta innowacyjna technologia pozwalała wówczas na wydobycie 10–25 baryłek ropy dziennie. Tak rozpoczął się *black gold rush*. Ciągłe rosnący popyt zachęcał nowych poszukiwaczy do kolejnych odwiertów. Poprawiono wydobycie z 450 tys. baryłek w 1860 r. do 3 mln baryłek w 1862 r.¹⁾

Zwiększone wydobycie znacznie obniżyło cenę ropy naftowej, która spadła nawet do 10 centów¹⁾ w 1861 r. W wyniku tego, wielu jej producentów (firm *upstream*) zbankrutowało lub zaprzestano wydobycia, oczekując wzrostu cen.

Jak podaje Wójcik²⁾, wypływający z głębi Ziemi „olej skalny” znany był w Polsce dużo wcześniej. Świadczy o tym wzmianka Jarzębskiego (nadwornego budowniczego i muzyka króla Władysława IV Wazy), który przy opisie Warszawy z 1643 r. wyszczególnił pałac Ossolińskich, którego kamienie i dach były przed deszczem i śniegiem smolą ziemną dychtowane, która

pochodziła z okolic Gorlic. Kiedy ostatni zagraniczny światowy koncern opuszcza Polskę nie znajdując uzasadnienia dla inwestowania dalszych pieniędzy w poszukiwania i wydobycie węglowodorów w Polsce, warto pochylić się chwilę nad statystykami i ponad 150 lat później popatrzeć na problem trochę szerzej. BP Statistical Review³⁾ informuje o rekordowym wyniku wydobycia w Stanach Zjednoczonych Ameryki, które w 2014 r. wyprodukowały (tak, w języku angielskim wydobycie spod ziemi to produkcja – jaki to brak pokory wobec Matki Natury!) średnio 11644 tbb/d (tys. baryłek dziennie). EIA (Energy Information Administration, Waszyngton, USA) podaje, że produkcja ropy w marcu 2015 r. wyniosła 9531 tbb/d, a jej import oscyluje między 8910 a 9303 tbb/d, powodując wzrost przerobu w amerykańskich rafineriach.

Wzrost wydobycia amerykańskiego „czarnego złota” zauważalny jest prawie od dekady i ma on miejsce głównie dzięki nowym technikom wydobycia. *Shale oil boom* dość niespodziewanie pojawił się tam wraz z produkcją gazu z łupków. Ważnym elementem, który przyczynił się do takiej sytuacji był skok cen ropy naftowej na światowych rynkach. Wysoka cena (rys. 1) była poważnym gwarantem nowych inwestycji, pozwalała minimalizować ryzyko poszukiwań oraz eksploatacji kolejnych złóż, a także umożliwiały stały dopływ finansowania z bardzo dziwnych, wręcz spekulacyjnych źródeł badań oraz rozwoju nowych bardziej efektywnych technik wydobywczych. Inwestorzy i akcjonariusze (często kompletnie spoza branży) spodziewali się wyższej dywidendy. Bomba inwestycyjna podobna do internetowej lub nieruchomościowej tyka...

W lipcu 2008 r., w wyniku różnych geopolitycznych problemów na Bliskim i Środkowym Wschodzie oraz po groźbie ataku Izraela na Iran, cena ropy przekroczyła magiczną granicę 140 USD/bbl (rys. 2). Typowa bessa, „trend niedźwiedzia” (*bearish trend*), utrzymywała się aż do końca 2008 r. Wzrost cen powrócił znów na początku

2009 r., cena ta utrzymywała się średnio na poziomie 100 USD/bbl. Ostatni znaczący spadek ceny ropy trwa od czerwca 2014 r. Dziś, koniec czerwca 2015 r. ceny oscylowały w przedziale 60–65 USD/bbl, nie widać było wzrostu popytu, a Arabia Saudyjska nie przestawała zwiększać produkcji, podążając niejako kursem zgodnym z oczekiwaniami politycznymi USA, bo w utrzymaniu tak niskiej ceny pomagały nałożone na Rosję sankcje ekonomiczne i gwałtowne załamanie wydobycia w tym regionie.

Światowe zawirowania na rynkach ropy nie przeszły niezauważone w Stanach Zjednoczonych Ameryki. Zestawiając wydobycie ropy naftowej z liczbą pracujących wiertni (*rigs in operation*) w USA (rys. 3), zauważa się bezpośrednią, niemal oczywistą zależność między ceną ropy naftowej a spadkiem liczby czynnych instalacji. Każdorazowy duży spadek wydobycia powodowany jest zwyczajowo zamykaniem tzw. „drogiej produkcji”. Zamykanie nie zawsze jest jednoznaczne z likwidacją. Eksploatacja złóż jest opłacalna przy cenie ropy naftowej oscylującej wokół 100 USD/bbl. Dla większości ekspertów optymalna cena za baryłkę, przy której produkcja jest ekonomicznie uzasadniona, wynosi 72–75 USD/bbl. Analitycy rynkowi przewidują jednak, że ceny 62–65 USD/bbl mogą utrzymywać się jeszcze przez najbliższe miesiące. To oznacza „spalanie” (*cash burn*) olbrzymiej ilości spekulacyjnej gotówki, bo pozytywne przepływy i dodatni *cash flow* nie są spodziewane! Jeśli te ceny będą obowiązywać przed zimą 2015/16, to fala bankructw w USA firm związanych spekulacyjnie z wydobyciem opartym na zasobach niekonwencjonalnych będzie nieunikniona!

Spadek liczby działających wiertni nie przekłada się bezpośrednio na spadek produkcji w USA. Przy stabilnym, stałym wzroście wydobycia ropy naftowej w latach 2000–2015 wystąpiły trzy gwałtowne spadki liczby działających urządzeń: w lutym 2002 r., w sierpniu 2009 r. i praktycznie przez cały 2015 r. Dodatkowo liczba działających urządzeń wiertniczych w 2007 r. była praktycz-

* Autor do korespondencji:

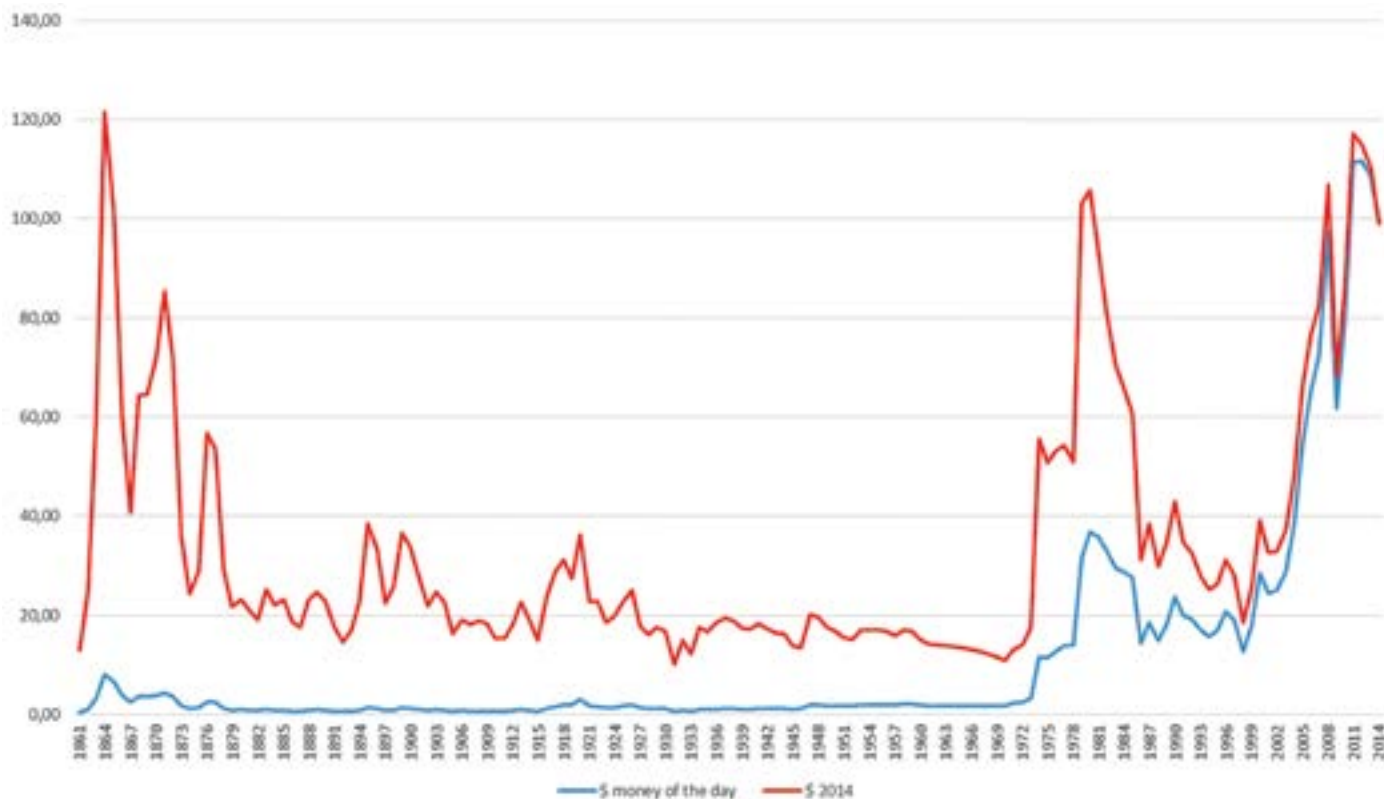
Wydział Wiertnictwa, Nafty i Gazu, AGH Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie, Al. A. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków, tel. (48) 605-199-557, e-mail: asikora@agh.edu.pl

nie taka sama jak w 2012 r., podczas gdy produkcja uległa podwojeniu. W 2011 r., czyli w środku *shale oil boom*, lawinowo zwiększyła się liczba pracujących urzędzeń,

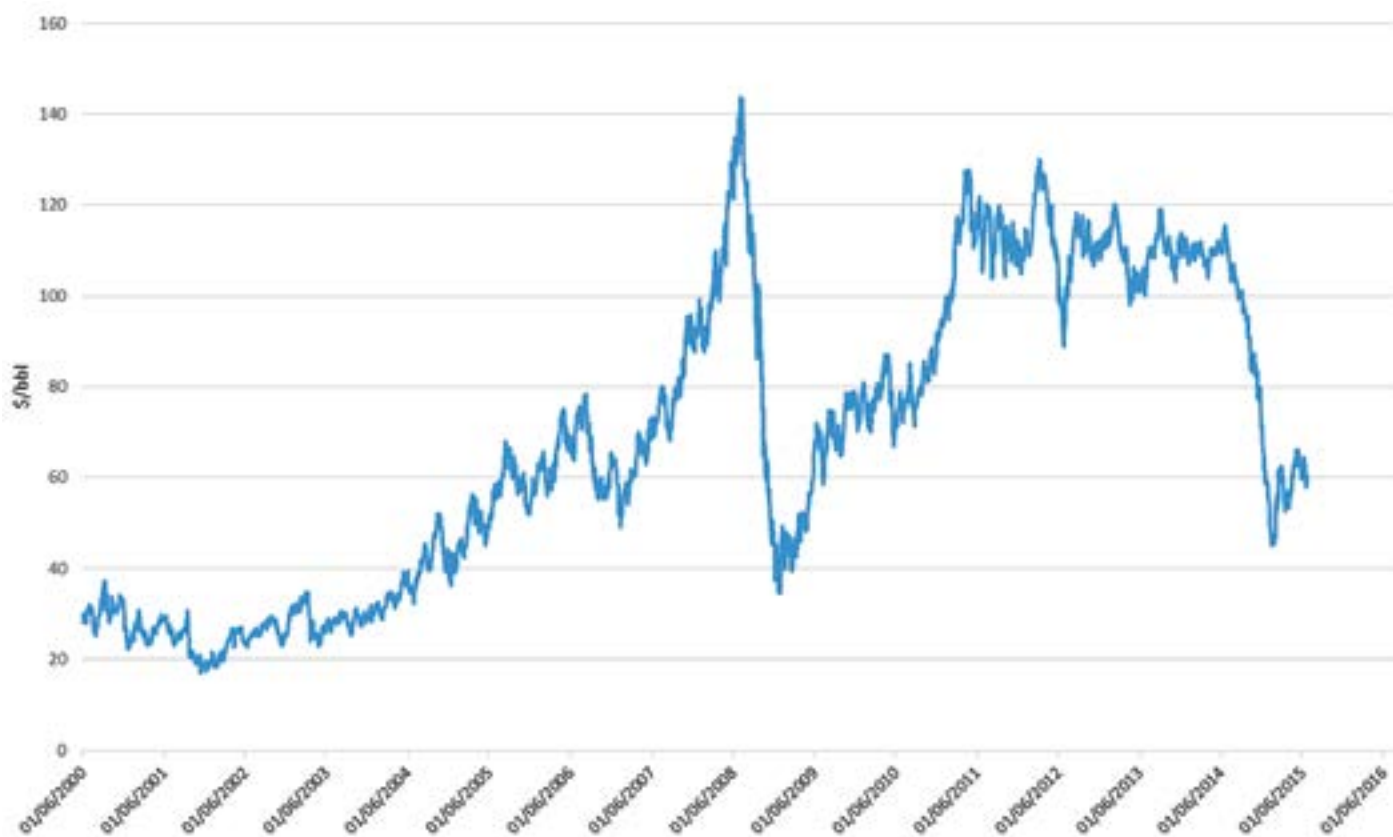
a w porównaniu z wcześniejszym okresem, produkcja wcale znacząco nie wzrosła.

W ciągu ostatnich kilku miesięcy razem z cenami ropy spadła liczba pracujących

urzędzeń wiertniczych i dość szybko zbliżyła się do sytuacji z czerwca 2009 r., kiedy to liczba pracujących wiertni wynosiła tylko 895. Statystyki¹⁾ podają średnią cenę baryłki ropy



Rys. 1. Ceny ropy naftowej w latach 1861–2014³⁾



Rys. 2. Notowania ropy brent na ICE 2000–2015⁵⁾



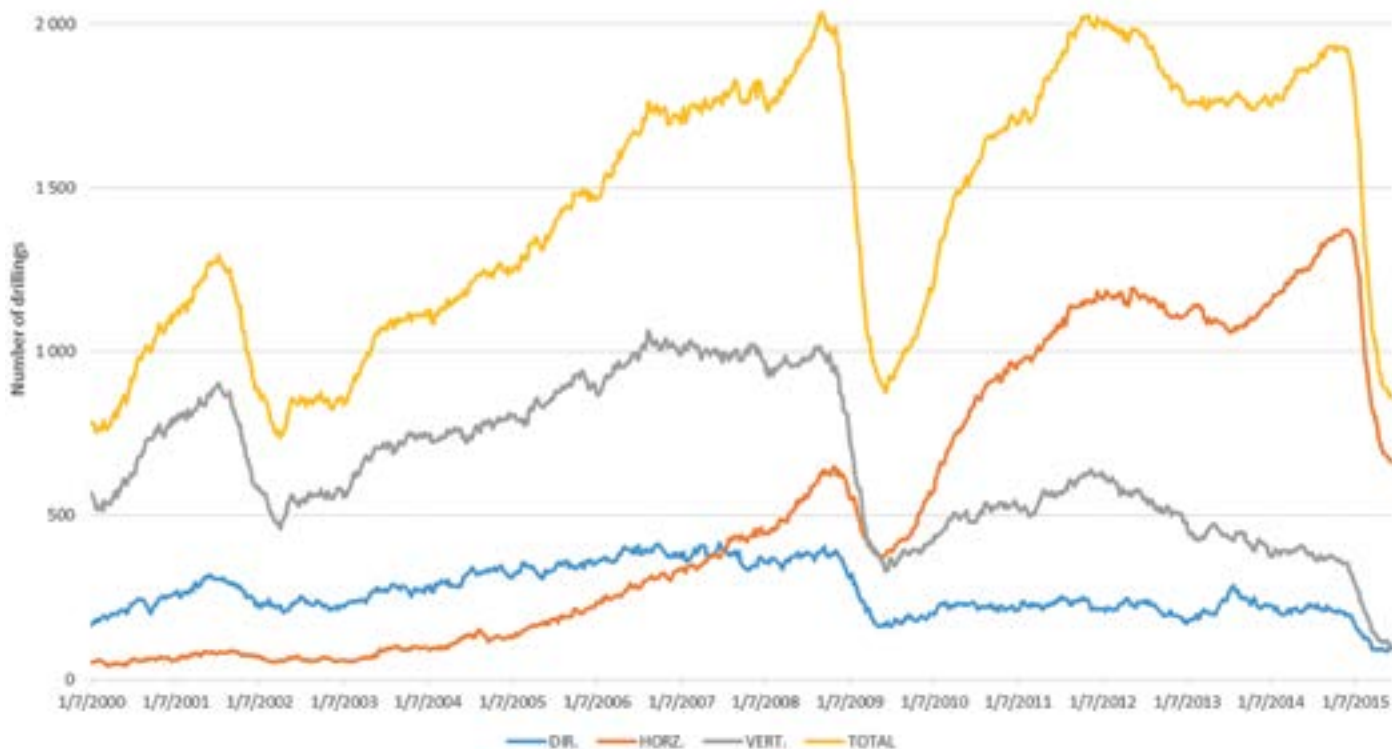
Rys. 3. Liczba pracujących wiertni oraz wydobycie ropy naftowej w USA, tbb/d

61,67 USD w 2009 r. Na koniec czerwca 2015 r. cena ta wynosiła 60–65 USD/bbl. Amerykanie biją rekordy wydobycia. To oznacza, że zamykane są przede wszystkim urzędzenia na drogich koncesjach. Jeżeli teraz do analizy włączyć technologię i uwzględnić rodzaje wierceń wykonywanych obecnie w Stanach Zjednoczonych (rys. 4), to widać, że są to przede wszystkim odwierty poziome (horyzontalne), wierce

głównie by pozyskiwać węglowodory z łupków, które stają się bardziej konkurencyjne. Oczywiście pozostawia się w użyciu urzędzenia bardziej efektywne, które przez ulepszenie techniki wydobycia pozwalają „wypompować” ze złoża więcej ropy i wyeksploatować je dokładniej.

W Polsce w całej historii „łupkowego eldorado” wykonano tylko 12 odwiertów

poziomych z zabiegiem szczelinowania. Jak podało Ministerstwo Środowiska, do 18 czerwca 2015 r. koncesjonariusze wykonali 70 otworów rozpoznawczych, z czego 16 to otwory krzywe (poziome), a 54 to otwory pionowe. Od trzech miesięcy nie przybył żaden nowy otwór. W 2015 r. zakończono wiercenie 2 otworów w poszukiwaniu gazu z łupków. W części otworów wykonano



Rys. 4. Rodzaje wierceń z USA⁹⁾

zabiegi specjalne, mające na celu wstępna ocenę możliwości wydobycia gazu z łupków. Szczelinowanie hydrauliczne przeprowadzono w 25 otworach (w 37% wykonanych), w tym w 12 otworach poziomych. Wykonano także 9 zabiegów mikroszczelinowania DFIT (*diagnostic fracture injection test*). W 41 otworach nie wykonano dotychczas żadnych zabiegów specjalnych. W 2015 r. nie wykonano jeszcze żadnego zabiegu specjalnego w otworze. Liczby wykonanych otworów i przeprowadzonych szczelinowań zestawiono w tabeli.

Co się stanie, gdy Arabia Saudyjska zrezygnuje z polityki „niskiej ceny”, a inne geopolityczne czynniki pozwolą ustabilizować cenę ropy naftowej na poziomie 100 USD/bbl? Taki scenariusz może spowodować, że stosunkowo szybko powrócą w Ameryce inwestycje w niekonwencjonalne złoża. Konsekwencją powinno być automatyczne zwiększenie produkcji. Ta jednak jest ściśle uzależniona od popytu.

Tabela. Liczby otworów i szczelinowań w Polsce⁴⁾

| Rok | Otwory | Szczelinowania | DFIT |
|------|--------|----------------|------|
| 2010 | 3 | 2 | 1 |
| 2011 | 12 | 7 | |
| 2012 | 24 | 8 | 7 |
| 2013 | 14 | 4 | 1 |
| 2014 | 15 | 4 | |

Amerykańskie instytucje rządowe zawsze starają się grać kartą magazynowania surowca. Patrząc jednak na dane dotyczące zapasów ropy i produktów ropopochodnych (rys. 5), widzi się ich dość znaczny przyrost, a tendencja jest wzrostowa od ponad 10 lat.

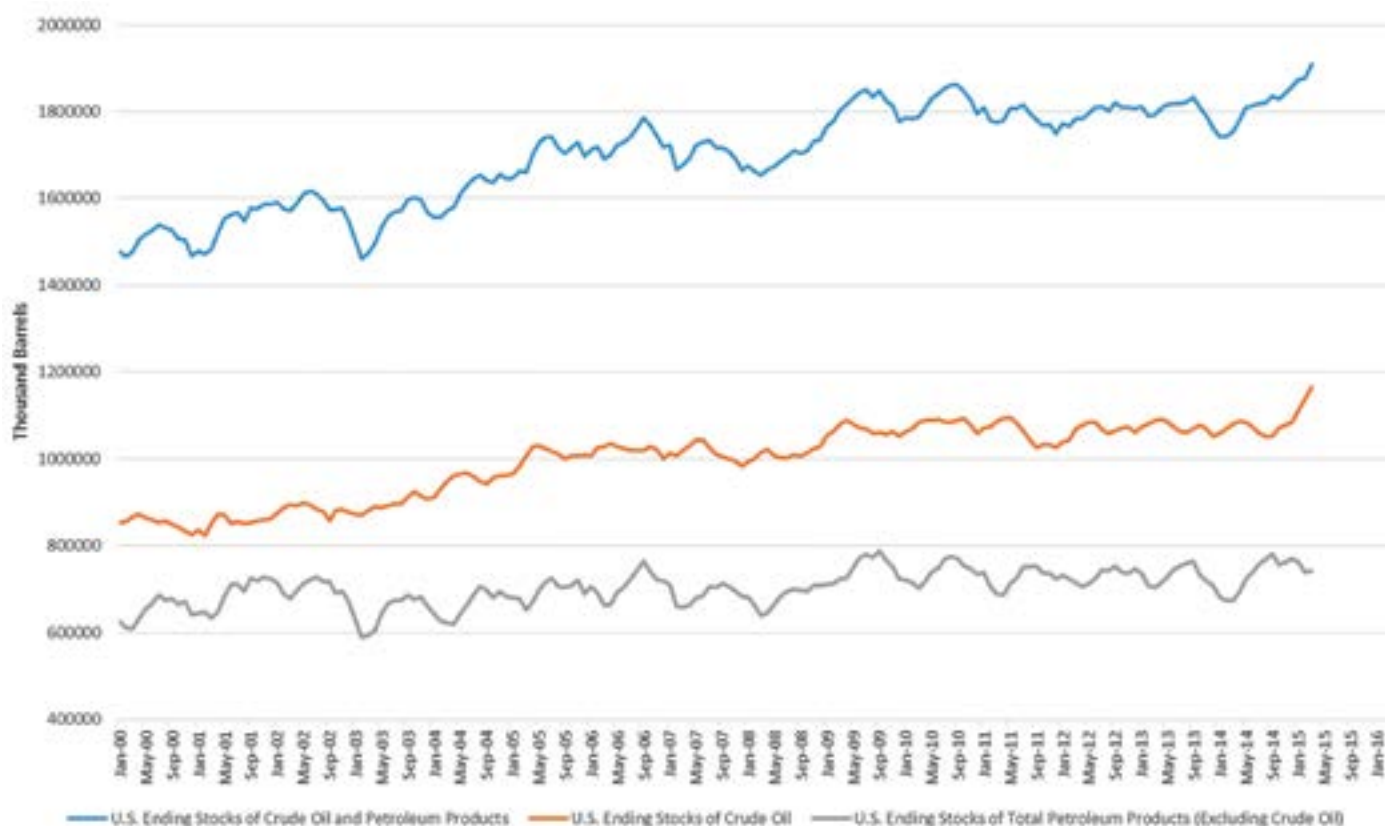
Możliwości magazynowe nie są niewyczerpalne, a magazynowanie to dodatkowy koszt. Obecnie amerykańskie prawo ciągle jeszcze nie pozwala na eksport ropy, a pozytywne wieści dotyczące pojedynczych zezwoleń na eksport gazu z łupków w postaci LNG (np. do Europy) nie oznaczają, że ropa naftowa może być równie szybko wysyłana w świat. Utrzymujące się niskie ceny ropy i gazu powodują stałe pogarszanie się ekonomiki części „drogich” projektów wydobycia węglowodorów w USA i Kanadzie, a wiele podmiotów finansowało projekty wydobycia ropy i gazu poprzez kredyty i dzisiaj ma kłopoty z ich spłatą. To oznacza, że wiele bardzo atrakcyjnych złóż, zarówno w fazie już produkcyjnej, jak i rozpoznawczej czy poszukiwawczej, zarówno niekonwencjonalnych (gaz z łupków, *tight oil*, *tight gas*), jak i konwencjonalnych, można nabyć po bardzo atrakcyjnych cenach.

Jednocześnie w USA instaluje się ogromne moce skraplania (57,5 mln t LNG w budowie, 93,5 mln t w fazie załatwiania pozwoleń, 220 mln t proponowanych). Część tych inwestycji finansowana przez instytucje finansowe (fundusze *private equity*), m.in. przez obecny

w Polsce fundusz Blackstone, zdecydowanie bardziej skłonna jest do sprzedaży części udziałów już teraz. Możliwe będzie zatem zakupienie 1–2 czy nawet 3 mln t mocy skraplania i kupienie lub wynajęcie do tego odpowiedniej floty metanowców.

W ten sposób PGNiG, polska energetyka, a może przede wszystkim polskie Azoty weszyłyby w cały łańcuch wartości LNG na najbardziej atrakcyjnym i stabilnym politycznie rynku gazowym (także propan!) na świecie. Można to połączyć z negocjacjami w sprawie tarczy antyrakietowej i będzie to dodatkowy element pogłębiający partnerstwo polsko-amerykańskie. Polskiej chemii nie wystarczy jednak gaz ziemny i to ciągle nie swój, z własnych złóż, ale importowany przez pośredników.

Jednocześnie zapowiadane podpisanie umowy TTIP (Transatlantic Trade and Investment Partnership) znieśli wszelkie bariery administracyjne w tym zakresie. Zalety takiej sytuacji to (i) doskonała inwestycja biznesowa i obecność w całym łańcuchu wartości LNG, w dłuższej perspektywie umożliwiająca przynajmniej częściowe zastąpienie kontraktu jamalskiego oraz zniwelowanie ekonomicznych kosztów kontraktu katarskiego, (ii) wzrost (i to ogromny) bezpieczeństwa energetycznego Polski, (iii) transfer technologii eksploatacji złóż niekonwencjonalnych, (iv) inwestycja dająca dużą elastyczność (dostawy można kierować także do Europy Zachodniej



Rys. 5. Stan zapasów ropy naftowej i produktów ropopochodnych⁶⁾

i do Azji!) oraz (v) gigantyczny sukces polityczny i strategiczny (wzmocnienie relacji z USA, TTIP, uniezależnienie się od dostaw z Rosji). Potrzebne są jednak duże środki finansowe i dlatego PGNiG nie powinien inwestować w obszary bez przyszłości (górnictwo węglowe), w których nie ma ani bezpośrednio kompetencji (sieci ciepłownicze), ani nie są jego strategicznymi aktywami (elektrociepłownie węglowe, magazyny gazu, sieci dystrybucyjne), ale raczej pozbyć się ich za godziwe pieniądze.

W Rosji następuje wyraźne załamanie wydobycia ropy. Z analiz własnych płyną liczne ważne wnioski. I tak, głęboki spadek cen ropy naftowej wraz z efektem sankcji gospodarczych i politycznych nałożonych na Rosję w wyniku konfliktu na Ukrainie znajduje głębokie odzwierciedlenie w wydobyciu, eksporcie i przetwórstwie węglowodorów. Pogarszająca się sytuacja budżetowa Rosji, zasadniczy spadek przychodów i zysków rosyjskich firm sektora oil&gas, wraz z minimalizowaniem aktywności firm międzynarodowych w zakresie rozwoju wydobycia ropy w Rosji, stawiają pod bardzo dużym znakiem zapytania większość inwestycji w nowe obszary wydobycia tego surowca.

Światowe spowolnienie gospodarcze i znaczące zwiększenie wydobycia ropy naftowej ze złóż niekonwencjonalnych w Stanach Zjednoczonych doprowadziły do nadpodaży ropy na rynkach światowych, a w rezultacie do ok. 50-proc. spadku cen baryłki ropy. Ma to dramatyczne odbicie w budżecie rosyjskim i budżetach krajów OPEC, ściśle uzależnionych od cen ropy. Jednakże, dopóki kraje mające największy wpływ na jej ceny, zarówno od strony podaży (Arabia Saudyjska i pozostałe kraje Zatoki Perskiej, Stany Zjednoczone), jak i popytu (Stany Zjednoczone, Chiny, Unia Europejska), nie są zainteresowane wzrostem cen (z bardzo różnych powodów), nie należy oczekiwać ich wzrostu do poprzednich poziomów.

Sankcje wprowadzone przez Stany Zjednoczone i kraje Unii Europejskiej będą miały długoterminowo bardzo poważny wpływ na wydobycie ropy naftowej w Rosji, z uwagi na brak lokalnej technologii rozwoju „trudnych” złóż (Arktyka, *tight oil*). W krótkiej perspektywie zahamowanie rozwoju nowych pól jest wymuszane przez brak własnych funduszy w firmach rosyjskich i brak dostępu do międzynarodowych rynków finansowych. Werbalne bagatelizowanie tych problemów przez rząd rosyjski nie przyczynia się do zmiany tej sytuacji. Nawet obniżenie podatków eksportowych, które (w założeniu) miało doprowadzić do zwiększenia (utrzymania) eksportu ropy, nie jest w stanie zrównoważyć negatywnego wpływu spadku cen na finanse spółek naftowych. Poważniejsza zmiana systemu podatkowego jest blokowana na szczeblu rządowym Federacji Rosyjskiej. W efek-

cie potencjalny długoterminowy wpływ tych czynników może przełożyć się na spadek wydobycia nawet o 90–95 mln t/r w stosunku do scenariusza bazowego w perspektywie najbliższych dziesięciu lat.

Sumaryczny efekt wyczerpywania się złóż rosyjskich z historycznych obszarów wydobycia węglowodorów, brak wystarczających inwestycji w nowych obszarach, o trudnych warunkach geologicznych (daleka północ, wschodnia Syberia, Sachalin), wynikający z problemów finansowych spółek rosyjskich oraz utraty dostępu do zagranicznych technologii i międzynarodowych rynków finansowych prowadzi do zmniejszenia wolumenów wydobycia rosyjskiej ropy naftowej. Jednocześnie, ze względów politycznych, Rosja stara się prowadzić działania mające odwrócić kierunek przepływu eksportowanej ropy i zastąpić kraje z Unii Europejskiej w maksymalnym stopniu Chinami. Skumulowany efekt warunków geologicznych oraz mechanizmów ekonomicznych i politycznych analizowanych przez autorów ma zasadniczy (negatywny) wpływ na wydobycie ropy naftowej w Rosji i krajach basenu Morza Kaspijskiego.

W obszarze eksportu ropy naftowej i produktów ropopochodnych (ale również gazu ziemnego) od wielu lat można zaobserwować tendencję do marginalizacji ścieżek eksportowych nie w pełni kontrolowanych przez podmioty rosyjskie. Temu celowi służy budowa nowych terminali eksportowych i nowych rurociągów, a pewnie również zajęcie Krymu. Z punktu widzenia Naftoportu jest to zjawisko niepokojące: terminale w Ust-Ludze i Primorsku już przejęły znaczną część eksportu realizowanego przez inne, niezależne od Rosji, porty Morza Bałtyckiego. Istotne jest również podjęcie próby przekierowania części wolumenów eksportowych do Azji.

Spadek wydobycia oraz przełożenie rosyjskich celów politycznych na sektor oil&gas (np. zakup od Total przez Rosneft udziałów w niemieckiej rafinerii Schwedt) musi budzić pytanie o możliwość wygaszania przesyłu ropy naftowej z Rosji przez rurociąg Przyjaźń. Prawdopodobieństwo tego wrośnie bardzo znacząco w przypadku zrealizowania się scenariusza rozwoju sytuacji w rosyjskim przemyśle naftowym, czyli po prostu z niedoboru surowca będącego przedmiotem eksportu. Należy ponadto wziąć pod uwagę, że po rozbudowaniu mocy eksportowych (BTS-1 i BTS-2, ESPO) już dziś Transneft dysponuje ok. 50-proc. rezerwą mocy przesyłowych w stosunku do projektowanych przepływów eksportowych.

Przemysł rafineryjny w Europie przechodzi kryzys, objawiający się poważną redukcją mocy przetwórczych. Z uwagi na położenie oraz istniejącą infrastrukturę zjawisko to w niewielkim stopniu dotknęło rafinerie środkowoeuropejskie. Przedstawiony w artykule scenariusz bazowy nie niesie większych

zmian dla rafinerii położonych w tym obszarze, jednakże w przypadku zrealizowania się scenariusza pesymistycznego (niskiego) niedobór ropy dla tych rafinerii może sięgnąć 10 mln t w 2020 r. (w tym prawie 8 mln t dla odbiorców polskich). W takiej sytuacji Naftoport i infrastruktura PERN będzie odgrywać zasadniczą rolę w zapewnieniu bezpieczeństwa paliwowego Polski.

Wracając do przyjętego założenia wzrostu ceny do poziomu 100 USD/bbl oraz możliwości szybkiego powrotu do pracy wiertni na drogich koncesjach można obawiać się, że jeśli nie zwiększy się zapotrzebowanie na amerykańskim rynku na produkty petrochemiczne i na ropę naftową (a nic nie zapowiada takiego zwiększenia), to cena ropy zamiast rosnąć powinna jeszcze bardziej maleć przez rynkową nadpodaż. Często używany argument, że „duży Amerykanin potrzebuje dużego auta, które dużo spala” wydaje się być już kompletnie nieaktualny. Firmy motoryzacyjne, nawet te amerykańskie, poczyniły spore modyfikacje i ich silniki spalają znacznie mniej benzyny, niż miało to miejsce jeszcze kilka lat temu.

Spadek cen ropy cieszy przeciętnego Yankee i Kowalskiego (czy, jak się to ładnie pisze, opinię publiczną) i bardzo dobrze prezentuje się w wieczornych informacjach telewizyjnych lub na portalach internetowych, a jeszcze lepiej w programach wyborczych. Z dużą łatwością sprzedaje się odbiorcy wiadomość, że wraz z cenami ropy spadnie cena benzyny. Wytrawniejszy telewizz lub czytelnik pomyśli może o opóźnionym spadku ceny gazu ziemnego, która jest ciągle jeszcze indeksowana w odniesieniu do ceny ropy. A spadek cen to przede wszystkim spadek miejsc pracy na koncesjach wydobywczych, także spadek produkcji w rafineriach europejskich i przy odwiertach poszukiwawczych. To również brak inwestycji w polskie łupki. Niska cena ropy to niskie lub zerowe finansowanie badań i nowych technologii. Niska cena to brak inwestycji w nowe złoża i w poszukiwania złóż węglowodorów na innych kontynentach (także w Polsce). Ale spadek cen to olbrzymia szansa inwestycyjna dla polskich firm, które mogą mieć właśnie teraz swoje przysłowiowe „pięć minut”.

Otrzymano: 29-06-2015

LITERATURA

1. D. Yergin, *The prize. The epic quest for oil, money and power*, Simon & Schuster, New York 1991.
2. A. Wójcik, *Gorlice i okolice*, Warszawa 1962, 27.
3. BP Statistical Review of World Energy 2015.
4. <http://infolupki.pgi.gov.pl/stan-prac-poszukiwawczych-za-gazem-lupkowym-czerwiec-2015-r, dostep 27 czerwca 2015 r.>
5. Intercontinental Exchange, Inc. (ICE), <https://www.theice.com/index>.
6. U.S. Energy Information Administration (EIA), <http://www.eia.gov/>
7. Baker Hughes, Analysis, <http://www.bakerhughes.com>.