

PERPEKTYWICZNE WYDOBYCIE WĘGLOWODORÓW W KONTEKŚCIE DŁUGOOKRESOWEGO BEZPIECZEŃSTWA ENERGETYCZNEGO RP

Tomasz
Kijewski

WYKORZYSTANIE GAZU ZIEMNEGO I ROPY NAFTOWEJ PRZEWYŻSZAŁO W OSTATNICH LATACH POZIOM OBJĘTOŚCI NOWOODKRYWANYCH ZŁÓŻ. ZAKŁADAJĄC, ŻE GLOBALNY SPADEK ZAPOTRZEBOWANIA NA SUROWCE ENERGETYCZNE ODNOTOWYWANY OD POŁOWY 2008 ROKU JEST ZJAWISKIEM TYMCZASOWYM – EKSPŁORACJA NOWYCH ZASOBÓW WĘGLOWODORÓW – BĘDZIE POSTĘPOWAŁA¹.

Jeśli powyższy scenariusz się sprawdzi, znaczenia mogą nabrać nie w pełni wykorzystane pola naftowo-gazowe, których eksploatacja będzie uzależniona od szeregu czynników politycznych, ekonomicznych oraz związanych z uwarunkowaniami bezpieczeństwa regionalnego i światowego (np. złoża w Kazachstanie czy Iranie)².

1) Więcej na temat aktualnych projektów naftowych i gazowych na świecie: G. Moritis, *Major upstream projects*, Oil and Gas Journal, 09.06.2008, s. 54-70.; J. Chen, *The world's largest untapped oil fields* Foreign Policy, grudzień 2008. http://www.foreignpolicy.com/story/cms.php?story_id=4562

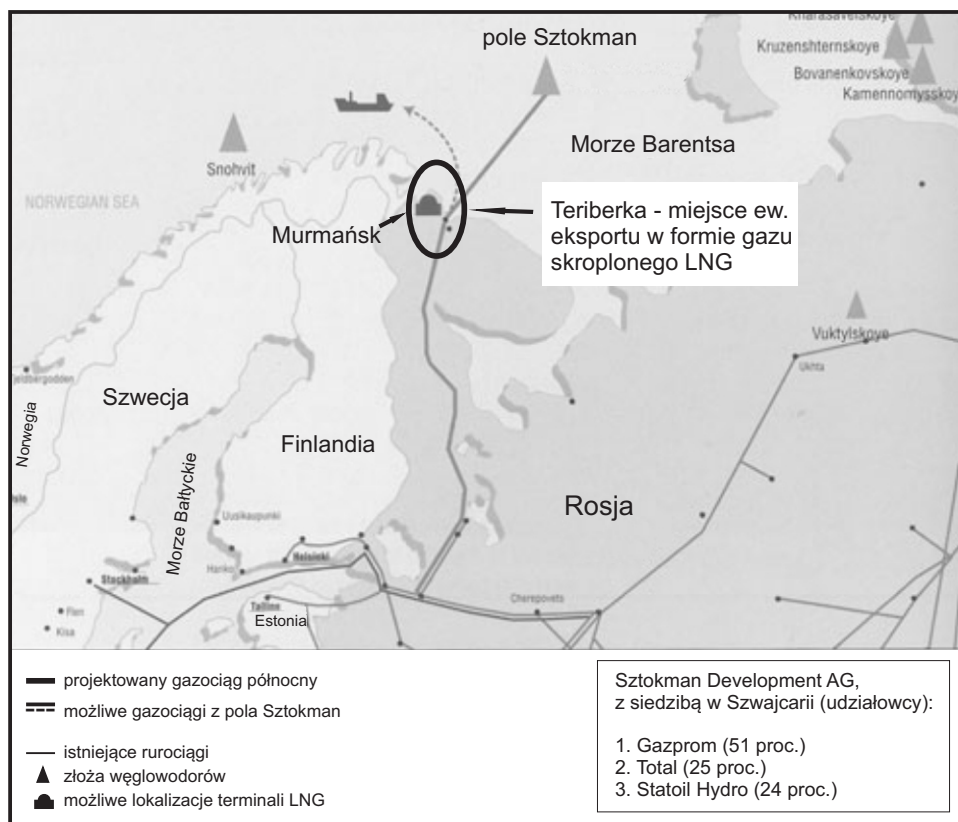
2) J. Chen, *op.cit.*

Przegląd wybranych pól naftowych i gazowych obrazuje skalę i międzynarodowy charakter poszczególnych projektów inwestycyjnych, w których uczestniczą koncerny energetyczne z różnych części świata. Rozwój pierwszych 5 projektów (*Sztokman, Sachalin II, North Field/South Pars, Kashagan, Delta Nigru*) może długookresowo mieć bezpośredni związek z europejskim, w tym z polskim, bezpieczeństwem energetycznym. Pola omówione w dalszej części opracowania (*Marcellus Shale, Ferdowsi/Mount/Zagheh, West Qurna, Carioca/Sugar Loaf, Chicontepec*) pokazują globalne kierunki i tendencje w zakresie poszukiwań i wydobycia nowych zasobów surowcowych. Ze względu na fakt, że w wielu przypadkach nie było możliwe precyzyjne określenie całkowitej pojemności danego złoża i jego części możliwej do wydobycia przy obecnych uwarunkowaniach, podane wielkości (w przypisach) mają charakter orientacyjny. Dane uzupełniono całkowitymi rezerwami danego surowca (ang. *proved reserves*)³, które znajdują się w dyspozycji poszczególnych krajów⁴.

3) Dane na podstawie *CIA World Factbook 2009*. Rezerwy, które – na podstawie analizy geologicznej – zostały zdefiniowane jako opłacalne do wydobycia (ang. *commercially recoverable*) ze znanych złóż oraz przy obecnych uwarunkowaniach ekonomicznych (ang. *current economic conditions*). W części przypadków, w skład rezerw wchodzi także zasoby w postaci tzw. kondensatu (ang. *condensate*), który jest ciekłą formą węglowodorów.

4) Szczególnie w przypadku złóż trudno dostępnych (np. meksykańskie *Chicontepec*), przeważnie nie jest możliwe wydobycie całego zasobu danego pola naftowego czy gazowego. Może to być skutkiem czynników technologicznych (niedostateczny rozwój techniki górniczej) lub ekonomicznych (koszt wydobycia), które mogą ograniczyć dostęp do zasobów nawet do poziomu 5-10 proc. zidentyfikowanych rezerw. W celu ujednolicenia i ułatwienia porównania potencjałów poszczególnych złóż zlokalizowanych w różnych częściach świata, w opracowaniu zastosowano kategorię wydobywalnych zasobów (ang. *extractable resources*). W przypadku złóż przygotowywanych do pełnego rozwoju (*Kashagan, Ferdowsi, South Pars, West Qurna, Carioca, Chicontepec*) przyjęto szacunkowo poziom 10 proc. objętości, której wydobycie – z całości zidentyfikowanych rezerw danego pola – może być technicznie możliwe i opłacalne. Szacunkowe informacje w ww. zakresie zamieszczono w przypisach.

1. Sztokman (Rosja)⁵



Źródło: Oprac. na podstawie <http://benmuse.typepad.com/.a/6a00d8341d9cb353ef0105356bdca7970c-800wi>.

Złoże *Sztokman* jest umiejscowione w rosyjskiej części Morza Barentsa, ok. 600 km na północny wschód od Murmańska. Przygotowanie do wydobywania surowców energetycznych w tym regionie jest procesem skomplikowanym z uwagi na panujące tam warunki atmosferyczne

5) *Sztokman* – 3,7 bln m³ gazu ziemnego (całkowite rosyjskie rezerwy – gazowe: 44,6 bln m³, naftowe: 79 mld baryłek).

zbliżone do arktycznych⁶. W celu rozwoju pola, *Gazprom* porozumiał się z francuskim *Total*⁷ i norweskim *StatoilHydro*, w wyniku czego w 2008 roku zawiązano spółkę *Shtokman Development AG*. Jej siedziba mieści się w Szwajcarii. Strona rosyjska posiada 51 proc. udziałów, *Total* – 25 proc., a *Statoil*⁸ – 24 proc.⁹.

Według oficjalnych informacji, konstrukcja dwóch platform wiertniczych służących eksploatacji złoża *Sztokman* ma być ukończona ok. 2011 roku, a oficjalną datą rozpoczęcia produkcji jest nadal 2013 rok¹⁰. Szef *Shtokman Development* Jurij Komarow jest przekonany, że początkowa produkcja gazu zimnego (23,7 mld m³) zostanie do 2020 roku potrojona i osiągnie wielkość ponad 70 mld m³ w skali roku¹¹. Niezależne od konsorcjum źródła wskazują jednak, że – z powodu cyklicznych opóźnień – uruchomienie produkcji gazu w rosyjskiej strefie Morza Barentsa może okazać się możliwe dopiero ok. 2016 roku. Podjęcie ostatecznych decyzji inwestycyjnych w ramach projektu *Sztokman*

6) Do zasilania platform wydobywczych, strona rosyjska planowała wykorzystać niewielkie, pływające elektrownie atomowe, co budziło sprzeciw organizacji ekologicznych.

<http://www.portalmorski.pl/calypartykul.php?id=8159>

7) *Total* jest zaangażowany w szereg innych projektów energetycznych na terenie Federacji Rosyjskiej (m.in. w rozwój syberyjskiego pola naftowego – Kharyaginsk).

<http://en.rian.ru/russia/20090527/155104652.html>

8) *StatoilHydro* jest również udziałowcem konsorcjum Skanled, które 29 kwietnia 2009 roku ogłosiło wstrzymanie projektu mającego zapewnić nowe dostawy norweskiego gazu dla odbiorców w UE, m.in. – dla Polski (z Morza Północnego, i dalej – z Danii planowanym gazociągiem Balic Pipe).

9) http://www.total.com/en/press/press_releases/pr-2008/080221-gazprom-statoilhydro-shtokman_14663.htm

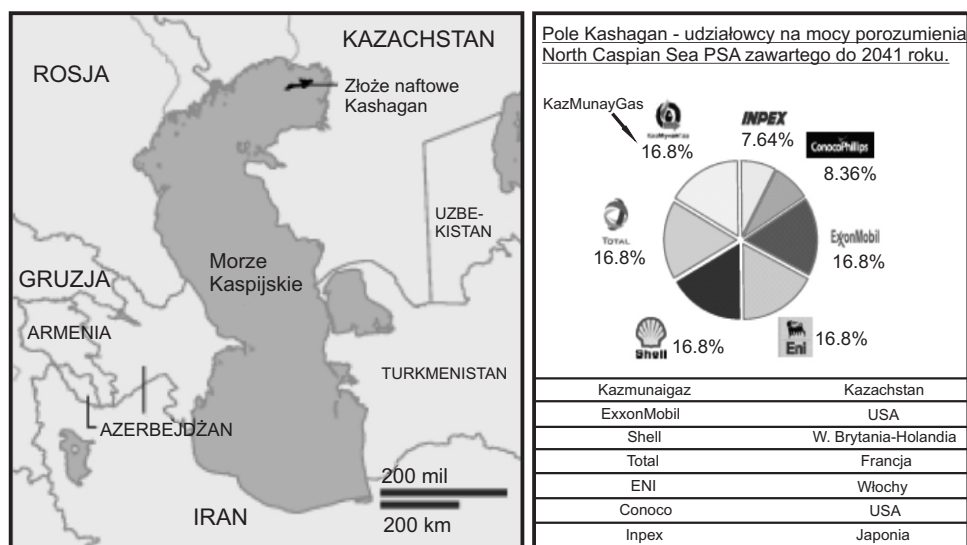
10) *Rok 2013 mało realny dla pola Sztokman*, Portal Morski, 26.01.2009.

www.portalmorski.pl/calypartykul.php11515?id=

11) <http://www.barentsobserver.com/shtokman-production-to-reach-71-billion-by-2020.4590977-116321.html>

miało się odbyć pod koniec 2009 roku, ale termin ten przesunięto na pierwszy kwartał 2010 roku¹². Prawdopodobnym powodem takiego kroku, jest niepewność związana z kształtowaniem się popytu i cen *blekitnego paliwa* w okresie globalnego kryzysu gospodarczego¹³. Otwarta pozostaje przy tym kwestia lokalizacji lądowego centrum produkcyjnego. Rosjanie preferują rejon Murmańska, natomiast zachodni partnerzy *Shtokman Development AG* sugerują norweskie *Hammerfest* lub *Kirkenes*.

2. Kashagan (Kazachstan)¹⁴



Źródła: ENI, http://www.eni.it/en_IT/attachments/investor-relations/presentation/2008/upstream-seminar-kashagan-update.pdf, http://s.wsj.net/public/resources/images/NA-AO650_KASHAG_20071129193244.gif, <http://www.oxfordenergy.org/pdfs/NG25.pdf>

12) <http://www.barentsobserver.com/getting-ready-for-shtokman-development.4596965-116320.html>

13) www.energyintel.com/DocumentDetail.asp?document_id=251378

14) *Kashagan* – 3,8-4,5 mld baryłek ropy naftowej (całkowite kazachskie rezerwy – naftowe: 30 mld baryłek, gazowe: 2,8 bln m³).

Pole naftowe *Kashagan* jest jednym z największych pojedynczych złóż naftowych na świecie. Jego znaczenie można porównać z odkrytym w 1968 roku *North Slope-Prudhoe Bay* na Alasce¹⁵. Złoża ropy naftowej w omawianym rejonie zostały sejsmicznie zidentyfikowane w latach 1993-1997 i od tego czasu trwają prace przygotowujące pole do wydobycia surowców. W przedsięwzięciu uczestniczą przedsiębiorstwa: *ENI*, *ExxonMobil*, *Shell*, *Total* i *KazMunaiGaz* (po 16,81 proc. udziałów), *ConoccoPhillips* (8 proc.) oraz japoński *Inpex* (7 proc.)¹⁶.

Z kazachskimi zasobami energetycznymi (m.in. pole *Kashagan*) państwa zachodnie wiążą nadzieję na alternatywne – wobec OPEC i Rosji – nowe źródła dostaw ropy naftowej. Wydobycie miało się rozpocząć w 2005 roku, ale – w wyniku kolejnych opóźnień – finalizacja inwestycji przesunęła się w czasie na przełom lat 2013/2014¹⁷. Przygotowanie do wydobycia zasobów roponośnych na *Morzu Kaspijskim* jest utrudniane przez panujące tam niesprzyjające warunki atmosferyczne (pokrywa lodowa i temperatura ok. -20°C w okresie zimowym) oraz specyficzny skład chemiczny tamtejszej ropy naftowej (m.in. duża zawartość siarki).

W okresie globalnego kryzysu gospodarczego (trudność w kredytowaniu inwestycji) problemem związanym z projektem *Kashagan* może być także duża skala przedsięwzięcia. Początkowe koszty inwestycyjne związane z wydobyciem ropy naftowej z tego pola szacowano na kwotę przekraczającą 34 mld USD¹⁸. Poza trudnymi do oszacowania skutkami

15) J. Chen, *op.cit.*

16) <http://www.subsea.org/projects/listdetails.asp?ProjectID=11>

17) Oxford Princeton Programme, Inc., 2008., <http://www.oxfordprinceton.com/dib/dib.asp?article=18846171&title=Kashagan+production+'will'+commence+in+2013'&key=The+Natural+Gas+Industry%2C+Professional+Training>

18) *Foreign Policy Association*, 2007., <http://centralasia.foreignpolicyblogs.com/2007/08/28/kazakhstan-v-eni-showdown-kashagan>

globalnego kryzysu ekonomicznego, warto odnotować, że do opóźnienia inwestycji przyczyniły się także rekordowe ceny ropy naftowej w połowie 2008 roku. Osiągnięcie przez ropę ceny 140 USD za baryłkę spowodowało konieczność renegotjacji porozumień zawartych przez kazachski rząd z podwykonawcami¹⁹.

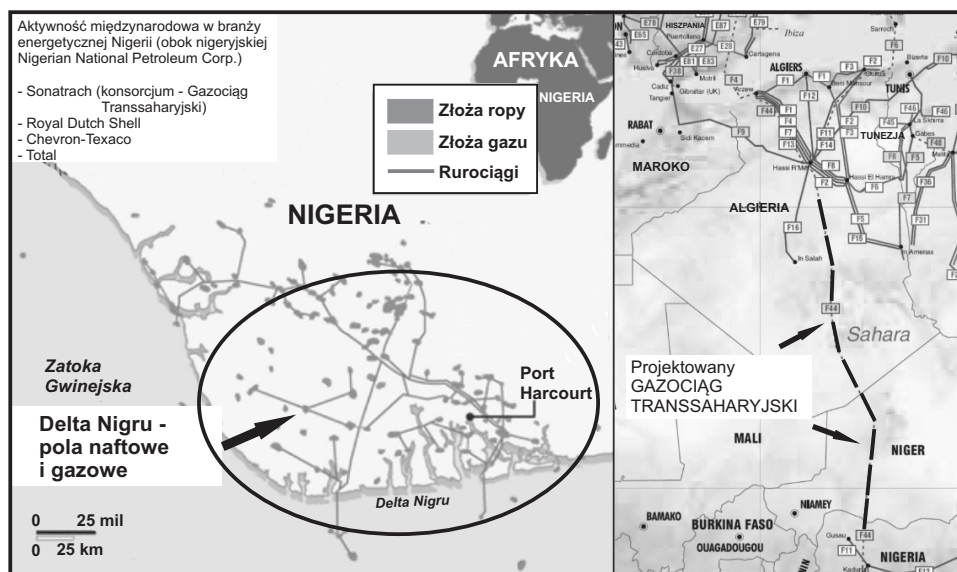
W 2008 roku strona kazachska doprowadziła do znacznego zwiększenia swojego udziału w przedsięwzięciu (z 8,33 do 16,81 proc.) stając się równoprawnym partnerem zachodnich koncernów energetycznych (uczestnictwo w każdym etapie projektu). Na 2009 rok zaplanowano zmianę sposobu zarządzania projektem. W miejsce wiodącej roli włoskiego koncernu *ENI* (poprzez *Agip KCO/Agip Caspian Sea B.V.*)²⁰, wprowadzono rotacyjny system przewodnictwa poszczególnych udziałowców w nowo utworzonej spółce *North Caspian Operating Company B.V.*²¹. Strategia energetyczna Kazachstanu wpisuje się w globalną tendencję do włączania się krajów-producentów w cały proces wydobywania, przerobu i dystrybucji nośników energii (*upstream, midstream, downstream*).

19) J. Chen, *op.cit.*

20) <http://www.agipkco.com/wps/wcm/connect/agip+kco/AgipKCO+EN/Home/About+Agip+KCO/>

21) <http://www.energytoday.eu/articles/92999.php>

3. Delta Nigru (Nigeria)²²



Źródła: <http://www.csmonitor.com/2004/1001/csmimg/p6a.gif>,

http://www.theodora.com/pipelines/north_africa_pipelines_map.jpg

Większość zasobów energetycznych Nigerii jest zlokalizowana w regionie *Delty Nigru*, w której mieści się 481 pól naftowych i 93 gazowe²³. Z powodu niestabilności polityczno-wojskowej na omawianym obszarze (działalność antyrządowych sił *Ruchu Wyzwolenia Delty Nigru*), inwestycje energetyczne są utrudnione. **W wyniku powtarzających się ataków na infrastrukturę, zachodnie koncerny takie jak *Shell*, *Chevron-Texaco*, czy *Total* są często zmuszone znacząco ograniczać produkcję ropy naftowej**²⁴. Jeśli chodzi o systemy do wydobycia i transportu gazu ziemnego, nigeryjskie możliwości są ogra-

22) *Delta Nigru* – 2,7 bln m³ gazu i 3,4 mld baryłek ropy (całkowite nigeryjskie rezerwy – naftowe: 36,2 mld baryłek, gazowe: 5,2 bln m³).

23) <http://www.nationmaster.com/encyclopedia/Niger-Delta-Field>

24) www.allbusiness.com/mining/oil-gas-extraction-crude-petroleum-natural/494829-1.html

niczone. Istnieje terminal do eksportu LNG, ale znaczna część uwalnianych wraz z produkcją ropy naftowej zasobów gazowych jest marnotrawiona²⁵.

Koncepcja *Gazociągu Transsaharyjskiego* (ang. *Trans-Saharan Gas Pipeline*) jest rozważana od lat 80. XX wieku, ale nie została ona zrealizowana m.in. z powodu znacznych kosztów (ok. 12 mld USD) i trudności natury technicznej. **Za pomocą liczącego 4300 km rurociągu błękitne paliwo mogłoby być transportowane do wybrzeży śródziemnomorskich, z opcją dostaw na rynki europejskie.** Współpracująca ze stroną nigeryjską Algieria posiada bardzo dobrze rozwiniętą infrastrukturę do eksportu LNG (m.in. terminal *Beni Saf*). Z Algierii, nigeryjski gaz ziemny mógłby być też transportowany podmorskim rurociągiem do Hiszpanii. W przypadku podjęcia ostatecznej decyzji o realizacji, rurociąg – o przepustowości 20-30 mld m³ gazu rocznie – mógłby zostać ukończony ok. 2015 roku²⁶. Realizacją przedsięwzięcia są zainteresowane niektóre kraje UE, które poszukują alternatywnych kierunków importu *błękitnego paliwa*²⁷. Poza gwarancjami odbioru kilkudziesięciu mld m³ nigeryjskiego gazu, kraje członkowskie Unii mogą wesprzeć finansowo budowę *Gazociągu Transsaharyjskiego*²⁸.

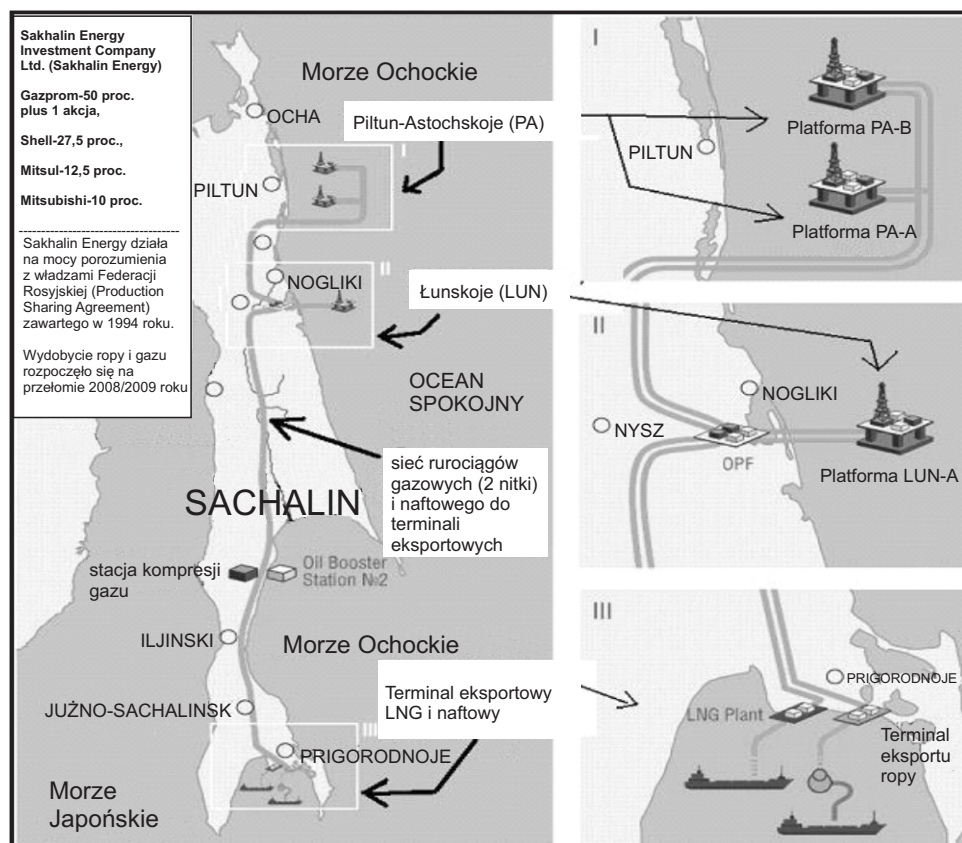
25) Według oficjalnych danych Nigeryjskiej Narodowej Kompani Naftowej, 40 proc. wydobywanego rocznie gazu podlega spaleni (ekspersi Banku Światowego oceniają, że w skali globalnej Nigeria jest odpowiedzialna za ponad 12 proc. marnotrawionego w ww. sposób gazu ziemnego). <http://www.eia.doe.gov/cabs/Nigeria/NaturalGas.html>

26) <http://uk.reuters.com/article/governmentFilingsNews/idUKL238010020070924>

27) Komisarz UE ds. energetycznych Andris Piebalgs we wrześniu 2008 roku odbył wizytę w Nigerii zapewniając tamtejsze władze o zainteresowaniu Unii importem gazu., <http://www.eia.doe.gov/cabs/Nigeria/NaturalGas.html>

28) **Warto przy tym odnotować, że afrykańskie węglowodory są przedmiotem zainteresowania szeregu zagranicznych firm, które kuszą lokalne władze obietnicami szeroko zakrojonych inwestycji.** Jedną z takich firm jest Gazprom oferujący władzom w Abudży warte 2,5 mld USD projekty gazowe. W 2008 roku strony podpisały wstępne porozumienie w tej sprawie.

4. Sachalin II (Rosja)²⁹



Źródło: Oprac. na podstawie danych *Petroleum Economist* – *World Energy Atlas 2007* i informacji konsorcjum kierowanego przez Gazprom,
<http://www.gazprom.com/eng/articles/article25792.shtml>.

Nasila się również aktywność Gazpromu w Algierii, gdzie od 2008 roku funkcjonuje przedstawicielstwo tej firmy. W styczniu 2009 roku Gazprom Netherlands B.V. uzyskało prawa do wydobywania węglowodorów w algierskim regionie El Assel (Berkine Basin), *EU Keen On Trans-Saharan Gas Pipeline*, Business Monitor International Ltd, wrzesień 2008., <http://www.oilandgasinsight.com/file/69057/eu-keen-on-trans-saharan-gas-pipeline.html>
<http://www.gazprom.ru/eng/news/2009/01/33737.shtml>

29) *Sachalin II* – 1 mld baryłek ropy naftowej oraz 0,5-2 bln m³ gazu ziemnego (całkowite rosyjskie rezerwy – naftowe: 79 mld baryłek, gazowe: 44,6 bln m³).

Projekt *Sachalin II* jest wyceniany na ponad 20 mld USD³⁰ i stanowi jedną z największych inwestycji zagranicznych w Rosji. Pola *Piltun-Astokhskoje* i *Lunskoje* znajdują się w strefie przybrzeżnej, ok. 15 km na wschód od wyspy Sachalin. W zorganizowanym na potrzeby tego przedsięwzięcia konsorcjum, uczestniczy *Gazprom* (rola dominująca) oraz *Shell*, *Mitsui* i *Mitsubishi*. Realizacja inwestycji *Sachalin II* jest nadzorowana przez utworzoną w 1994 roku spółkę *Sakhalin Energy Investment Company Ltd.*

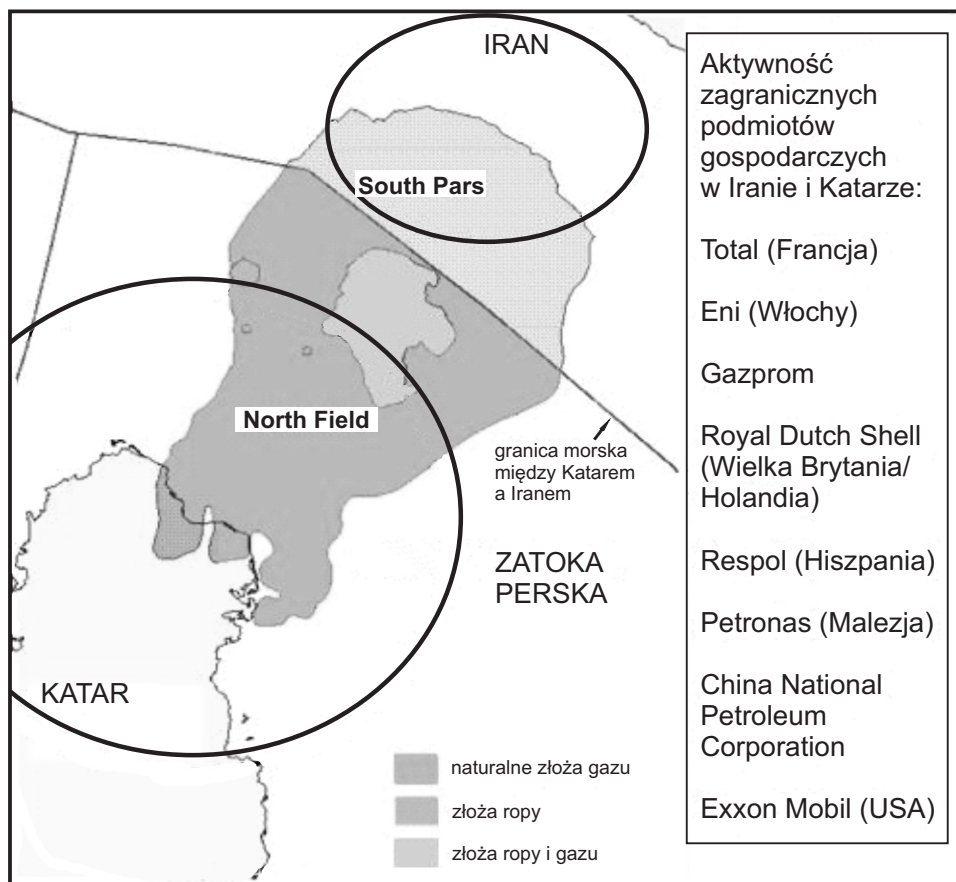
Początkowo, głównym operatorem *Sachalin II* był brytyjsko-holenderski *Royal Dutch Shell*. W kwietniu 2007 roku *Shell* i japońscy udziałowcy spółki *Sachalin Energy* – w związku z zagrożeniem wysokimi karami za zanieczyszczenie środowiska – zgodzili się na dominującą rolę *Gazpromu*. Przekazanie kontroli nad projektem stronie rosyjskiej zagwarantowało *Gazpromowi* najsilniejszą pozycję (50 proc. plus 1 akcja). Zgodnie z nowym podziałem udziałów *Shell* uzyskał 27,5 proc., *Mitsui* – 12,5 proc. i *Mitsubishi* – 10 proc.

Cały projekt (platformy wiertnicze, rurociagi, gazo- i naftoporty) znajduje się w bardzo zaawansowanym stadium rozwoju³¹. W grudniu 2008 roku uruchomiono całoroczną produkcję ropy naftowej (platforma *Piltun-Astokhskoye-B*), a 15 stycznia 2009 roku konsorcjum *Sachalin Energy* poinformowało o rozpoczęciu wydobycia gazu ziemnego z platformy *Lunskoye-A (LUN-A)*³². **Oficjalne otwarcie gazoportu LNG nastąpiło w lutym 2009 roku.**

30) W czerwcu 2008 roku firma poinformowała, że międzynarodowe konsorcjum banków (m.in. *Japan Bank for International Cooperation*) zabezpieczyło na realizację projektu 5,3 mld USD.

31) N. Sharushkina, *World Watch, Energy-intel*, 20.02.2009.<http://www.energyintel.com/worldwatch.asp>

5. North Field / South Pars (Katar, Iran)³³



Źródło: Oprac. na podstawie US EIA, <http://www.eia.doe.gov/cabs/Qatar/NaturalGas.html>.

32) *Russia look to control world's gas prices*, Miriam Elder in Yuzhno-Sakhalinsk, 27.12.2008, www.telegraph.co.uk/earth/energy/gas/3982543/Russia-look-to-control-worlds-gas-prices.html; *Start of First Russian Offshore Gas Production*, Sakhalin Energy, <http://www.sakhalinenergy.com/en/default.asp?p=channel&c=1&n=325>

33) *North Field / South Pars* – ok. 5,3 bln m³ gazu i 5,6 mld baryłek ropy (całkowite rezerwy Kataru – naftowe: 15,2 mld baryłek, gazowe: 25,6 bln m³; całkowite rezerwy Iranu – naftowe: 138,4 mld baryłek, gazowe: 26,8 bln m³).

Położone na pograniczu irańsko-katarskim złożo węglowodorów (odkryte w 1976 roku) jest wykorzystywane niezależnie przez oba kraje. ***North Field* znajduje się w eksploatacji od dłuższego czasu, ale z jego zasobami wiąże się nadzieje na sześciokrotne zwiększenie produkcji gazu ziemnego do 2012 roku**³⁴. Obecnie poziom wydobywania gazu z omawianego złoża wynosi ok. 73 mld m³ rocznie, ale może zostać zwiększony do 200 mld m³³⁵. Tak, jak w przypadku eksploatacji szeregu innych złóż w rejonie Zatoki Perskiej, przy wydobyciu surowców energetycznych z *North Field* współpracują ze sobą międzynarodowe grupy naftowe (m.in. *ExxonMobil*, *Shell* i *Total*³⁶), które mają doświadczenie w realizacji projektów infrastrukturalnych na dużą skalę. Większość tych przedsięwzięć, w których zagraniczni inwestorzy współpracują z katarskim potentatem gazowym *Qatargas*, koncentruje się na obrocie skroplonym gazem ziemnym LNG.

Zasoby pola *South Pars* należą do największych niewykorzystanych złóż gazu ziemnego na świecie i stanowią znaczną część całkowitych irańskich rezerw *błękitnego paliwa*. Projekt *South Pars* przewiduje 25 faz rozwoju, które mają być realizowane na przestrzeni ok. 20 lat przez inwestorów z różnych stron świata. Za przedsięwzięcie odpowiedzialna jest spółka Pars Oil & Gas Company³⁷. Oprócz pola gazowego *South Pars* (dzielonego z Katarą), w Iranie odkryto także perspektywiczne pola naftowe *Azadegan* i *Dashte-Abadan*. Zachodnie koncerny

34) W stosunku do wydobycia z 2005 roku, EIA., <http://www.eia.doe.gov/cabs/Qatar/NaturalGas.html>

35) *Iran develops South Pars gas field*, Persian Journal, 11.07.2008., http://www.iranian.ws/iran_news/publish/article_25899.shtml

36) *Total* jest obecny w katarskiej branży energetycznej od 1936 roku., http://www.total.com/static/en/medias/topic3546/Total_in_2008_Upstream.pdf

37) Koordynuje ona również rozwój wydobycia węglowodorów z pól *North Pars*, *Golshan* i *Ferdowsi* w Zatoce Perskiej., http://www.oilvoice.com/n/POGC_Provides_South_Pars_Production_Update/21d6d4a4.aspx

zainteresowane surowcami energetycznymi Iranu (np. *Royal Dutch Shell*, *Total* czy hiszpański *Repsol*) mają utrudnione możliwości funkcjonowania³⁸. Ma to związek z agresywną polityką Iranu (dążenie do uzyskania broni nuklearnej), która jest powodem sankcji gospodarczych i technologicznych popieranych przez Waszyngton³⁹. Francuski *Total*, wraz z partnerami biznesowymi, zainwestował w *South Pars* ok. 2 mld USD, ale pod koniec 2002 roku przekazał funkcję operatora irańskiej firmie *South Pars Gas Company*⁴⁰.

W związku z niekorzystnymi uwarunkowaniami inwestycyjnymi dla firm zachodnich i globalnym osłabieniem gospodarczym, Teheran zabiega o przyspieszenie wykorzystania swoich rezerw w oparciu o inne źródła kapitału zagranicznego⁴¹. W 1998 roku założono specjalną strefę ekonomiczną (*Pars Special Economic Energy Zone*), której celem jest pobudzenie inwestycji energetycznych w regionie. W dziedzinie produkcji skroplonego gazu LNG perspektywiczna może okazać się także współpraca irańsko-chińska (pod koniec 2008 roku prowadzono rozmowy z *China National Petroleum Corporation*)⁴². Teherańskie władze rozważają również kooperację z takimi grupami jak *Indian Oil Corporation* czy *Sinopec*⁴³. W rozwój irańskich zasobów od 1997 roku zaangażowana

38) *Repsol, Shell renegotiating Iran gas deal*, AFP, 12.05. 2008., <http://afp.google.com/article/ALeqM5iIGkIuxbmjYcu2B04-BJ0CZTOdhQ>

39) http://www.iranian.ws/iran_news/publish/article_25899.shtml

40) *Total* zachował jednak znaczny wpływ na rozwój *South Pars* poprzez posiadanie 40 proc. udziałów w międzynarodowym konsorcjum.

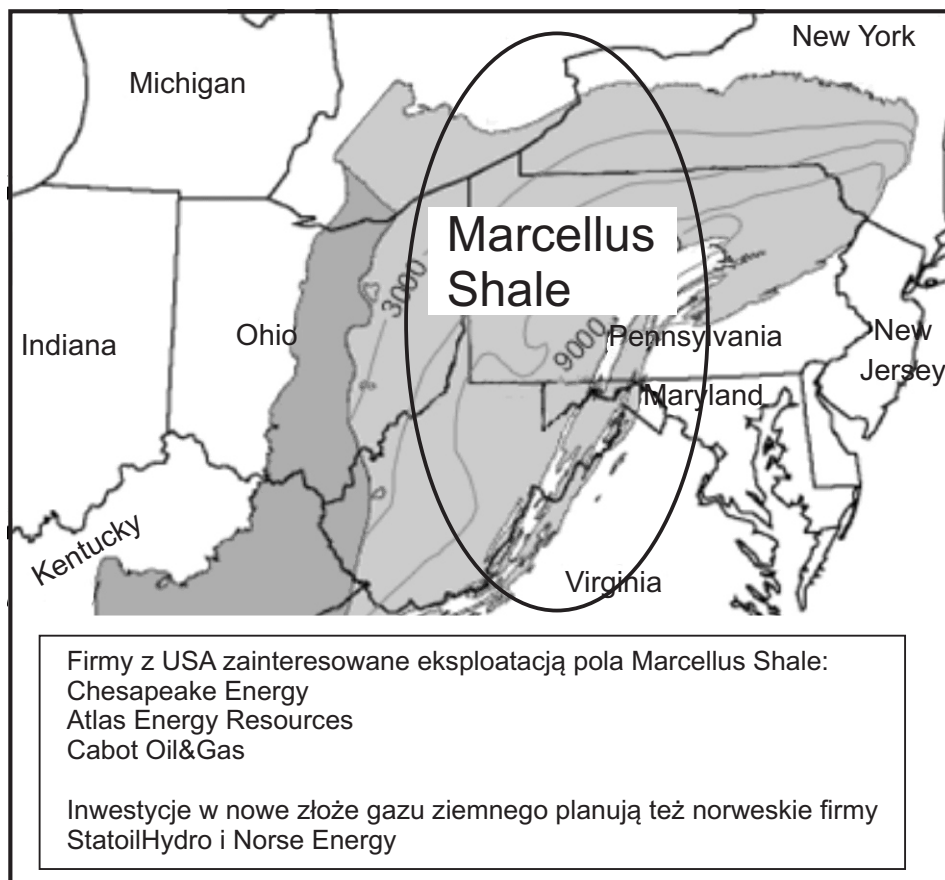
41) W maju 2009 roku resort odpowiedzialny za sektor naftowy Iranu ogłosił o zamiarze pozyskania funduszy na rozwój *South Pars* o wartości ok. 1 mld euro.

42) P. Williams, *China National Petroleum to take stake in South Pars field*, 28.11.2008. http://74.125.77.132/search?q=cache:JQEK4YhUbPgJ:www.meed.com/news/2008/11/china_national_petroileum_to_take_stake_in_south_pars_field.html+south+pars+consortium+total+2008&hl=pl&ct=clnk&cd=2&gl=pl

43) <http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/Iran/NaturalGas.html>

jest też strona rosyjska. W lutym 2008 roku *Gazprom* podpisał umowę, która zakłada inwestycje w sektor wydobywczy w Iranie, m.in. w rejonie pola *South Pars* (faza 2 i 3 projektu – wspólnie z *Totalem* i malezyjskim *Petronasem*)⁴⁴.

6. *Marcellus Shale (USA)*⁴⁵



Źródło: Oprac. na podstawie <http://geology.com/articles/marcellus/marcellus-shale-depth-map.gif>

44) *Two or three South Pars Blocks in Iran developed by Gazprom*, Natural Gas, 20.02.2008., <http://www.natural-gas.ch/2008/02/20/two-or-three-south-pars-blocks-in-iran-developed-by-gazprom/>

45) *Marcellus Shale* – ok. 1,4 bln m³ gazu ziemnego (całkowite amerykańskie rezerwy – gazowe: 5,9 bln m³, naftowe: 20,9 mld baryłek).

Pole *Marcellus Shale* jest zlokalizowane w północno-wschodniej części Stanów Zjednoczonych. Może ono stanowić znaczące wzmocnienie całkowitego potencjału gazowego USA, który ocenia się na prawie 6 bln m³ (2008)⁴⁶. Znajdujące się na głębokości ok. 2 km złoża, rozciąga się w regionie pasma górskiego Appalachów na terenie kilku stanów (m.in. Nowego Jorku, Wirginii Zachodniej, Ohio, Pensylwanii). Wydobycie gazu ziemnego na omawianym obszarze staje się możliwe dzięki postępom w rozwoju technologii górniczych (wymaga zastosowania technik horyzontalnych odwiertów)⁴⁷.

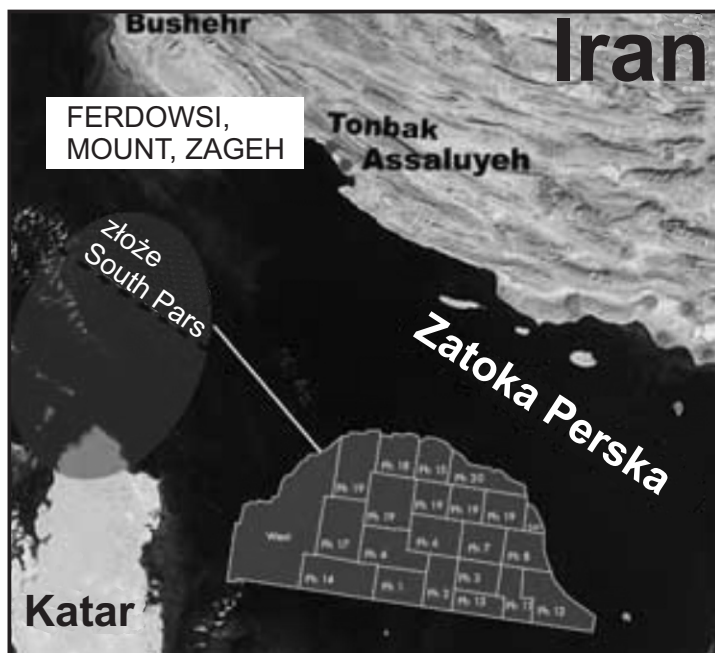
Inwestycjami w nowo odkryte amerykańskie złoża są zainteresowane koncerny energetyczne z Norwegii. *Chesapeake Energy*, **jedna z firm zaangażowanych w eksploatację pola *Marcellus*, ogłosiła w listopadzie 2008 roku zamiar sprzedania prawie 1/3 udziałów w projekcie norweskiemu *StatoilHydro* (drugi – po *Gazpromie* – dostawca gazu do Europy)**. Aktywność w omawianym regionie USA wykazuje też inna firma z Norwegii – *Norse Energy*. Zidentyfikowanie znaczących zasobów gazu ziemnego *Marcellus Shale* wpisuje się w zapoczątkowaną w późnych latach 90. XX wieku serię odkryć skalnych złóż gazowych w USA (*Barnett Shale*, *Fayetteville*, *Haynesville*, *Woodford*) i Kanadzie⁴⁸. W związku z perspektywą nadwyżek gazu ziemnego w Ameryce Północnej, pod znakiem zapytania może stać realizacja kosztownych projektów LNG (gazu skroplonego) w regionie.

46) <https://www.cia.gov/library/publications/the-world-factbook/geos/us.html#Econ>

47) *Energy-intel*, http://www.energyintel.com/DocumentDetail.asp?Try=Yes&document_id=251440&publication_id=5

48) B. Shook, *Energy-intel*, 18.02.2009., <http://www.energyintel.com/worldwatch.asp>

7. *Ferdowsi, Mount i Zageh (Iran)*⁴⁹



Źródło: Oprac. na podstawie <http://www.petropars.com/tabid/59/Default.aspx>.

Pola naftowe *Ferdowsi, Mount i Zageh*, które są ze sobą połączone, zostały odkryte w 2003 roku w strefie wód terytorialnych Iranu, w *Zatoce Perskiej* (ok. 70 km od linii brzegowej w pobliżu miasta portowego *Bushehr*). Najbardziej zasobne w węglowodory jest pole *Ferdowsi*, którego zidentyfikowaną wielkość ocenia się na ok. 30,6 mld baryłek ropy naftowej (realne wydobycie będzie zapewne na znacznie niższym poziomie). Eksploatacja pól *Ferdowsi, Mount i Zageh* może wymagać bardzo poważnych nakładów finansowych⁵⁰. Pomimo, że proces eksploatacji irańskich zasobów będzie czasochłonny i kosztowny, zauważalna

49) *Ferdowsi, Mount i Zageh* – 3,8 mld baryłek ropy naftowej (całkowite rezerwy Iranu – naftowe: 138,4 mld baryłek, gazowe: 26,8 bln m³).

50) Według wypowiedzi z kwietnia 2008 roku ministra ds. ropy naftowej Iranu Gholama Nozariego, w ciągu 15 lat rozwój potencjału naftowego kraju może wymagać ogromnych środków rzędu 500 mld USD., www.foreignpolicy.com/story/cms.php?story_id=4562

jest aktywność szeregu zainteresowanych nimi podmiotów⁵¹. Działania podejmują m.in. malezyjskie firmy gazowe, które mają silną pozycję w międzynarodowym obrocie skroplonym gazem LNG. W grudniu 2007 roku strona irańska zawarła porozumienie inwestycyjne o wartości 16 mld USD dotyczące zasobów energetycznych pola *Ferdowsi* z *SKS Oil & Gas International*, która należy do *Malaysian Petrofield Company*⁵². W listopadzie 2008 roku doszło do podpisania trzech umów irańsko-malezyjskich, na mocy których malezyjska firma *Petrofield* uzyskała dostęp do irańskich zasobów naftowo-gazowych⁵³. Władze irańskie zagwarantowały udział w przedsięwzięciu krajowemu koncernowi naftowemu (ang. *Iranian National Oil Company*).

51) W 2004 roku Teheran zawarł porozumienie ze stroną japońską w sprawie rozwoju pola naftowego Azadegan (rezerwy ok. 26 mld baryłek). Spotkało się to jednak z negatywną reakcją Waszyngtonu, który obawia się, że zyski z kontraktów handlowych (szacowane wówczas na 2 mld USD) dostarczą Teheranowi środków w celu przyspieszenia budowy broni nuklearnej oraz wsparcia antyzachodnich ugrupowań terrorystycznych. *Japan, Iran sign key oil deal*, 2004.

www.chinadaily.com.cn/english/doc/2004-02/19/content_307397.htm

52) www.pogc.ir/FerdowsiGasField/tabid/157/Default.aspx

53) *Iran-Malaysia sign cooperation agreements on oil and gas*, Ghavanin, 12.11.2008.

<http://www.ghavanin.com/english/news/detail.asp?codeclass=453&id=31547&codelanguage=2>

8 . West Qurna (Irak)⁵⁴



Źródło: Oprac. na podstawie Global Security, http://www.globalsecurity.org/military/world/iraq/images/iraq_oilfields-map.gif.

Zidentyfikowaną wielkość położonego w południowo-wschodniej części kraju pola szacuje się na 6-21 mld baryłek ropy naftowej (przyjęte szacunkowo 10 proc. wydobywanej objętości to 0,6-2,1 mld baryłek). Obecnie *West Qurna* jest wykorzystywane na poziomie tylko ok. 100 tys. baryłek dziennie, ale potencjał pola jest znacznie większy. Zakłada się, że przy odpowiednich inwestycjach, możliwe jest osiągnięcie dziennego wydobycia na poziomie ok. 600 tys. baryłek ropy dziennie⁵⁵.

54) *West Qurna* – 0,6-2,1 mld baryłek ropy naftowej (całkowite iraackie rezerwy – naftowe: 115 mld baryłek, gazowe: 3,1 bln m³).

55) *Łukoil* rości sobie prawo do irackiego pola *West Qurna*, co uzasadnia porozumieniem, rzekomo podpisanym jeszcze przez Saddama Hussein'a w 1997 roku. Obecny iraacki rząd miał zastrzeżenia odnośnie prawomocności umowy, na którą powołuje się strona rosyjska. Sugerowano, że zawarta umowa była niekorzystna i została anulowana przez przywódcę Iraku na krótko przed utratą przez niego władzy. W 2008 roku strony powołały grupę roboczą, która miała doprowadzić do rewizji porozumień. Wypowiedzi przedstawicieli irackiego parlamentu w maju 2009 roku wskazują, że – pomimo prowadzenia rozmów z Totalem i Chevronem – koncesja na rozwój pola *West Qurna* może

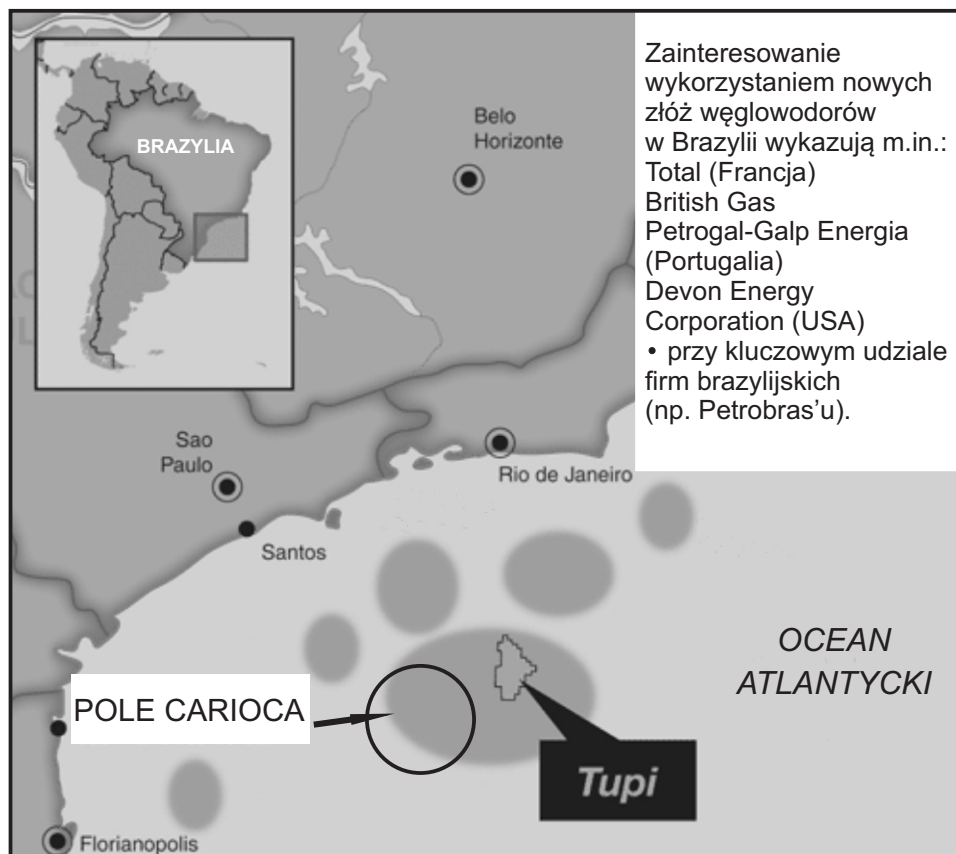
**Problemem związanym z pełniejszym wykorzystaniem ira-
kich surowców energetycznych⁵⁶ są długotrwałe zaniedbania
inwestycyjne oraz zdewastowana infrastruktura (wojny, długo-
trwałe sankcje). Eksploatacji złóż surowcowych Iraku nie
sprzyja też sytuacja w obszarze bezpieczeństwa wewnętrznego,
pomimo znaczącej poprawy w tym zakresie w ostatnim czasie⁵⁷. Nadzie-
ję na przyspieszenie procesów inwestycyjnych w iraacki sektor wydoby-
wczy, może stanowić ustawowe uregulowanie statusu i warunków
wydobycia krajowych zasobów surowcowych. Regulacje prawne w po-
wyższym zakresie są jednak przedmiotem nieporozumień na iraackiej
scenie politycznej (zakres wpływu iraackich przedsiębiorstw naftowych
na produkcję i generowane zyski).**

zostać ostatecznie przyznana Łukoilowi. Może się do tego przyczynić obietnica władz Federacji Rosyjskiej anulowania 12 mld USD długu Iraku. Strona rosyjska jest również bardzo aktywna w zakresie energetyki w innych częściach świata (Boliwia, Wenezuela), <http://en.rian.ru/business/20090518/155036100.html>, http://www.energia.gr/article_en.asp?art_id=20268

56) W maju 2009 roku pojawiła się informacja, że węgierski MOL i austriacki OMV kupiły po 10 proc. udziałów firmy Pearl Petroleum Company, która ma prawa do złóż gazu w kurdyjskim regionie Iraku. Wydobywany tam gaz ziemny może w przyszłości zasilić gazociąg Nabucco, który jest ważny w kontekście dywersyfikacyjnych planów UE., <http://www.cire.pl/item,40217,1.html>, <http://www.omv.com/portal/01/com>

57) W Iraku powtarzają się ataki terrorystyczne, których celem są wysoko postawieni przedstawiciele sektora energetycznego (np. próba zamachu na wiceministra ds. ropy pod koniec 2008 roku). *Iraqi deputy oil minister escapes attempt on life*. Oil & Gas Journal, 10.11.2008, s. 5.

9. Carioca / Sugar Loaf (Brazylia)⁵⁸



Źródło: Oprac. na podstawie *Energy Tribune*, http://www.energytribune.com/live.com/live_images/tupi_map_feb_08.gif.

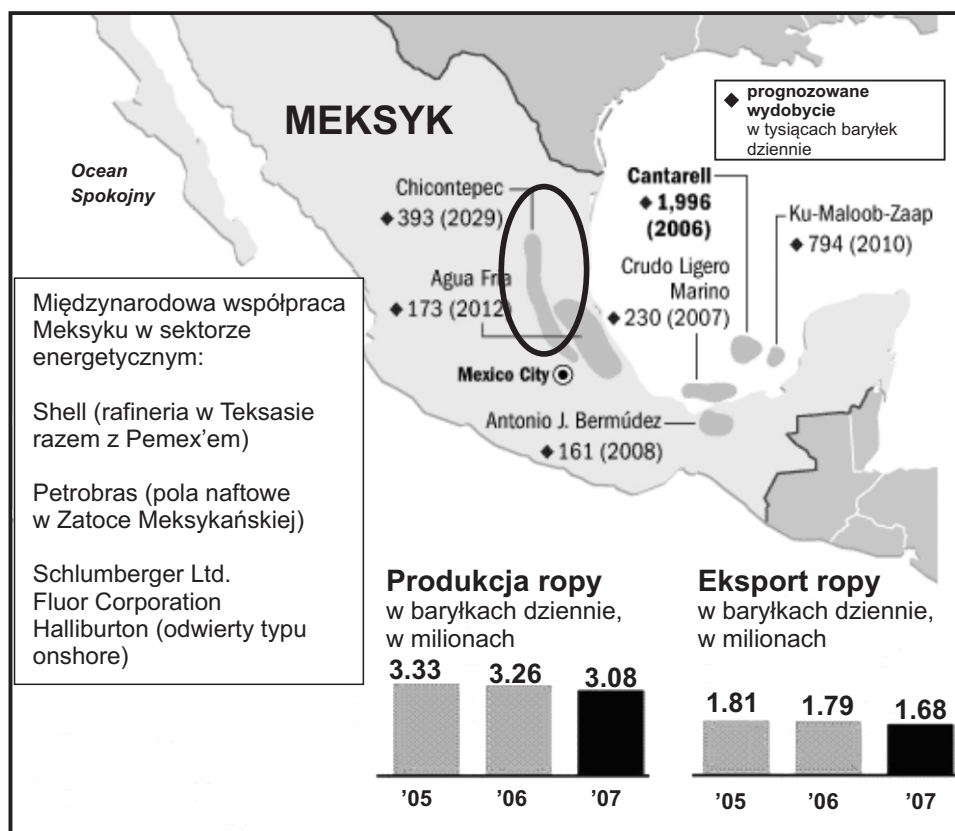
Potencjał odkrytego pod koniec 2007 roku pola *Carioca* w wodach Oceanu Atlantyckiego znacząco zmienia międzynarodową pozycję energetyczną Brazylii, która do tego czasu dysponowała potwierdzonymi zidentyfikowanymi rezerwami szacowanymi na 12,2 mld baryłek ropy naftowej. Obecnie Brazylia znajduje się na 24 miejscu pod względem

58) *Carioca Sugar Loaf* – 3,3 mld baryłek ropy naftowej (całkowite brazylijskie rezerwy – naftowe: 12,1 mld baryłek, gazowe: 0,3 bln m³).

produkcji tego surowca. Z wypowiedzi brazylijskiego prezydenta Luiza Luli da Silvy wynika, że kraj ten rozważa możliwość przystąpienia do OPEC, w czym niewątpliwie pomogłoby zwiększenie krajowego wydobycia ropy. **W przypadku uruchomienia wydobycia z nowo odkrytych złóż, przemysł naftowy Brazylii stanie przed perspektywą skoku rozwojowego, co może doprowadzić do przystąpienia tego kraju do OPEC.** W kwietniu 2008 roku brazylijski potentat naftowy *Petrobras* zakontraktował prace przygotowawcze do wydobycia w rejonie pól *Carioca*, a także *Tupi*, *Guará* i *Iara*. Pierwszy etap przewiduje się na 2011 rok⁵⁹. Z uwagi na trudność w eksploatacji pól naftowych znajdujących się pod dnem oceanicznym (na głębokości ok. 3-4 km), rozwój pola *Carioca* może zająć nawet ponad dekadę i będzie przedsięwzięciem ryzykownym ekonomicznie.

59) *BG Group.*, <http://www.bg-group.com/OurBusiness/WhereWeOperate/Pages/Brazil.aspx>

10. Chicontepec (Meksyk)⁶⁰



Źródło: Wall Street Journal, http://online.wsj.com/public/resources/images/NA-AH703_MEXOIL_2006020820202012.gif.

Strategia rozwoju trudnodostępnych zasobów energetycznych jest spowodowana faktem, że władze meksykańskie starają się pilnie powstrzymać bardzo znaczący spadek wydobycia ropy naftowej, który sięga 10 proc. rocznie⁶¹. Sytuacja ta może

60) Chicontepec – 1,9 mld baryłek ropy naftowej (całkowite meksykańskie rezerwy – naftowe: 11,6 mld baryłek, gazowe: 0,4 bln m³).

61) GL Group., <http://www.glgroup.com/News/Long-shot-for-Pemex-to-reduce-overall-decline-from-new-Chicontepec-wells-29379.html?obj=Search&Keyword=lynch>.

doprowadzić do większego otwarcia się Meksyku na zagraniczne inwestycje w sektorze poszukiwawczo-wydobywczym. Sprawa ma tym większe znaczenie, że meksykańskie przedsiębiorstwo naftowe *Petroleos de Mexico (Pemex)* dostarcza ok. 40 proc. wpływów do budżetu państwa⁶². Wydobycie ropy naftowej z pola *Chicontepec*, chociaż zostało ono odkryte jeszcze w 1926 roku, przez dziesięciolecia było bardzo ograniczone z powodu skomplikowanej natury tego złoża. Rozwój technologii górniczych oraz rosnące do 2008 roku ceny ropy na światowych rynkach wzmogły zainteresowanie nawet trudnodostępnymi zasobami energetycznymi Meksyku. Zmniejszające się wydobycie z największego meksykańskiego pola *Cantarell* skłania rząd do uruchomienia produkcji w nowych rejonach (projekty *Ku-Maloob-Zaap*, *Crudo Ligerio Marino*).

Dotychczas udało się wykorzystać tylko niewielki procent potencjału *Chicontepec*. Do 2021 roku *Pemex* planuje zwiększyć produkcję z ok. 30 tys. do ponad 550 tys. baryłek dziennie. Jednak, w związku z ograniczeniami technologicznymi, zakłada się że będzie można wykorzystać poniżej 10 proc. zasobów pola *Chicontepec*⁶³. *Pemex* planował, że do końca 2008 roku uda się uzyskać dostęp do nowych zasobów naftowych z rejonu *Chicontepec*, ale opóźnienia w kontraktowaniu odwiertów przesunęły przedsięwzięcie na 2009 rok.

62) <http://mexidata.info/id1838.html>

63) http://www.foreignpolicy.com/story/cms.php?story_id=4562

PODSUMOWANIE

1. Wnioski dotyczące bezpośrednio bezpieczeństwa energetycznego państw europejskich

- **Rozwój instalacji do eksportu LNG świadczy o zainteresowaniu Federacji Rosyjskiej umocnieniem pozycji także w tej formie przesyłu gazu ziemnego.** Projekt *Sachalin II* jest istotny, ponieważ umożliwia rosyjskim firmom uruchomienie nowego kanału służącego sprzedaży gazu ziemnego – poprzez transport gazu skroplonego LNG drogą morską. Obrót gazem ziemnym w postaci skroplonej stanowi obecnie ok. 10 proc. całkowitego handlu światowego tym surowcem. Po uruchomieniu pola *Sachalin II* – wielkość ta wzrasta do 15 proc. Otwarcie pierwszego rosyjskiego gazoportu LNG w lutym 2009 roku ma na celu eksport *błękitnego paliwa* do Azji (większość z 50 transportów zaplanowanych na 2009 roku ma trafić do Japonii). Jednak strona rosyjska także kontynuuje prace nad budową zdolności dostarczania gazu ziemnego drogą morską dla państw strefy euroatlantyckiej (Europa, USA). Możliwości takie ma zapewnić system do eksportu LNG *Sztokman*, który ma być oficjalnie ukończony w 2013 roku. W powyższym kontekście, warto odnotować też zapowiedzi *Gazpromu* z początku 2009 roku o ponownym rozważeniu budowy fabryki LNG w Primorsku nad Morzem Bałtyckim (koło Petersburga)⁶⁴.

64) Zapowiedzi te zbiegły się w czasie z kryzysem gazowym Ukraina-Rosja oraz negocjowaniem przez Polskę kontraktu na dostawy LNG z Kataru. Pojawiły się jednocześnie informacje sugerujące, że gaz skroplony dla Polski może być w przyszłości dostarczany do Świnoujścia właśnie z rosyjskiego gazoportu LNG w Primorsku (na zasadzie porozumienia swapowego ze stroną katarską).

- **W przypadku powodzenia kolejnych inwestycji w infrastrukturę do eksportu gazu drogą morską, międzynarodowa pozycja Federacji Rosyjskiej może ulec wzmocnieniu.** Dywersyfikacja rynków zbytu *błękitnego paliwa* leży w interesie Moskwy. Obecnie Rosja jest uzależniona do sprzedaży znacznej części tego surowca do Europy za pośrednictwem rurociągów. Otwarcie perspektywy eksportu morskiego LNG na rynki europejskie i światowe pozwoliłoby stronie rosyjskiej bardziej elastycznie kształtować swoją politykę energetyczną, a z jej pomocą, także politykę zagraniczną. Jednak w czasie globalnego spowolnienia gospodarczego, *Gazprom* może mieć problem z finansowaniem kosztownych inwestycji LNG.
- ***Gazociąg Transsaharyjski (Nigeria-Algieria-UE) mógłby zwiększyć realną dywersyfikację (źródeł surowców, a nie samych tras przesyłu) w Unii Europejskiej.*** W sytuacji wzrastającego zagrożenia dostaw paliwa gazowego z Rosji do Europy, byłoby to korzystne dla europejskiego bezpieczeństwa energetycznego. Problemem mogą okazać się kwestie techniczne oraz skuteczne zabezpieczenie przebiegającej przez pustynne terytoria instalacji o długości ponad 4 km. Prawdopodobieństwo sabotowania infrastruktury energetycznej na linii Nigeria – Algieria jest znaczące w kontekście obserwowanej obecnie aktywności bojowników z *Delt Nigru* , która destrukcyjnie wpływa na funkcjonowanie w regionie szeregu firm (m.in. z kapitałem zachodnim).
- **Projekt *Gazociągu Transsaharyjskiego* jest skomplikowanym przedsięwzięciem, w którym ogniskują się interesy Nigerii, Algierii oraz poszczególnych krajów europejskich.** Niewykluczone, że w długoterminowej perspektywie Polska, która planuje sprowadzanie *błękitnego paliwa* drogą morską, mogłaby być

pośrednio beneficjentem *Gazociągu Transsaharyjskiego* (np. poprzez obniżenie ceny katarskiego gazu LNG za pomocą porozumień typu SWAP⁶⁵ i dostaw afrykańskiego skroplonego gazu z położonej bliżej Algierii).

- **W przypadku powrotu światowej koniunktury gospodarczej, rozwój nowych złóż gazu ziemnego (np. w Katarze czy Iranie) może być szansą na zabezpieczenie odpowiedniego poziomu gazu skroplonego, który przed kryzysem stanowił towar deficytowy.** Obecnie, z uwagi na globalne spowolnienie gospodarcze i spadek zapotrzebowania na energię (m.in. na gaz ziemny), na rynku gazu skroplonego odnotowuje się nadprodukcję.
- **Perspektywy eksploatacji ogromnych zasobów gazowych wzmacniają pozycję Teheranu w zawiązanym w 2008 roku, wspólnie z Katarą i Rosją, kartelu gazowym (tzw. *Big gas troika*).** Powyższa grupa państw posiada największe globalne rezerwy *błękitnego paliwa*, ale dotychczasowa współpraca w ramach kartelu nie wydaje się mieć poważnych konsekwencji dla rynków światowych. Katar od wielu lat stara się pozostawać stosunkowo niezależny zarówno od wpływów rosyjskich firm energetycznych, jak i tych z kapitałem zachodnim.

65) Kontrakt SWAP stanowi rodzaj umowy zawieranej pomiędzy dwoma lub więcej stronami, które zobowiązują się, że w przyszłości wymieniają się płatnościami wedle zdefiniowanych reguł. Kontrakt towarowy typu SWAP oparty jest na cenie określonego towaru, np. ropy naftowej, energii elektrycznej czy też gazu ziemnego. Koncerny gazownicze podpisują umowy tego typu, by np. zaoszczędzić na kosztach transportu.

- **Z punktu widzenia bezpieczeństwa obszaru euroazjatyckiego, istotne mogą być uwarunkowania związane z wydobyciem surowców energetycznych z rejonu Morza Kaspijskiego.** Praktycznie wszystkie państwa regionu (m.in. Iran, Rosja, Kazachstan, Azerbejdżan) posiadają plany zwiększenia wydobycia surowców energetycznych, a kierunki ich eksportu są ograniczone. Rozbieżności odnośnie wyznaczonych w tym regionie granic i stref wpływów, mogą dodatkowo stanowić czynnik wzmagający napięcia pomiędzy poszczególnymi krajami.

2. *Wnioski dotyczące globalnych tendencji w zakresie wydobycia nowych zasobów surowcowych*

- **Długookresowo, wydobycie surowców z trudnodostępnych pól naftowych i gazowych będzie miało wpływ na zaspokojenie popytu na ropę naftową i gaz ziemny.** W związku z wyczerpywaniem się światowych zasobów energetycznych (zjawisko tzw. *oil/gas peak*) oraz mocno skoncentrowaną grupą państw-eksporterów, dostęp do nowych, niewykorzystywanych obecnie złóż surowców energetycznych będzie nabierał coraz większego znaczenia. Zakładając, że rozwój technik górniczych będzie postępował, wykorzystanie ogromnego potencjału niektórych złóż (np. *South Pars*), może okazać się wykonalne w dłuższej perspektywie. Zmniejszenie zapotrzebowania na paliwa (globalny kryzys ekonomiczny) powoduje spadek cen ropy naftowej, a w konsekwencji także powiązanych z nimi cen gazu). W rezultacie, skutkuje to osłabieniem tempa realizacji nowych projektów gwarantujących sprostanie długookresowemu popytowi na te nieodnawialne nośniki energii. Nie można

wykluczyć więc, że ewentualne utrudnienia w finansowaniu niezbędnych inwestycji w sektorze naftowo-paliwowym doprowadzą w rezultacie do niedoborów na rynkach określonych surowców energetycznych.

- **Skala i tempo wydobycia węglowodorów z nowych złóż będą uzależnione od kondycji finansowej firm sektora naftowo-gazowego.** Jest prawdopodobne, że w wyniku spadku cen ropy naftowej zagrożony będzie szereg projektów inwestycyjnych, planowanych w celu utrzymania poziomu wydobycia odpowiadającego popytowi. Władze koncernów energetycznych są na etapie szacowywania nowych uwarunkowań inwestycyjnych, które pojawiły się w drugiej połowie 2008 roku, w związku z kryzysem gospodarczym i spadkiem cen ropy naftowej. Międzynarodowe firmy z branży energetycznej odnotowują znaczny spadek wpływów. W czwartym kwartale 2008 roku dochody szeregu koncernów były znacznie niższe niż w analogicznym okresie 2007 roku (np. *BP* – o 37 proc., *Chevron* – o 42 proc.)⁶⁶.
- **Z powodu trudności w kredytowaniu inwestycji energetycznych, nasileniu może ulec tendencja do łączenia się firm z poszczególnych krajów w transnarodowe koncerny i rozmaite konsorcja.** Skala i stopień skomplikowania przedsięwzięć mających na celu wydobycie ropy i gazu z trudnodostępnych złóż będą dodatkowo wzmacniać powyższy proces (podział ryzyka inwestycyjnego, dostęp do technologii). Wraz z umożliwieniem inwestycji zagranicznych, państwa posiadające znaczne rezerwy energetyczne, będą się starały zagwarantować krajowym firmom równorzędną rolę w danych projektach (lub nawet – dominującą, jak *Gazprom* w przypadku *Sachalin II*).

66) Szacunki bazujące na cenie ropy wynoszącej ok. 55 USD za baryłkę. *Threat to oil investment from falling price of crude*, Financial Times, 13.01.2009.

- **Zauważalne jest zwiększone zainteresowanie państw posiadających zasoby surowców energetycznych pełnowymiarowym udziałem w poszczególnych etapach projektów: w wydobyciu (*upstream*), przetwarzaniu (*midstream*) i dystrybucji (*downstream*). Jest to bardziej opłacalne ekonomicznie ze względu na wyższą cenę surowca przetworzonego (np. benzyny, gazu LNG, LPG, itd.).**
- **Sankcje hamujące inwestycje w Iranie, chociaż zasadne, mogą grozić zdominowaniem tamtejszej branży naftowej przez inwestorów z krajów, których władze prezentują niechętny stosunek do demokracji zachodnich (np. kapitał chiński czy rosyjski).** Do eksploatacji irańskich złóż konieczne są szeroko zakrojone inwestycje, które nie mogą być wykonane bez zaangażowania kapitału zagranicznego. Teheran, stara się wzmoocnić swoją polityczną i militarną rolę w regionie i nie ma wątpliwości, że nie zawaha się użyć swoich rezerw surowcowych w celach politycznych.