

SERINUS ENERGY PLC

PREZENTACJA INWESTORSKA

LUTY 2020

Zastrzeżenia

Niniejszy dokument zawiera informacje dotyczące Spółki i jej podmiotów zależnych. Niniejszy dokument przedstawiony jest przy zastrzeżeniu, że jego treść ma charakter tylko orientacyjny i informacyjny, a żadna osoba lub kategoria osób nie powinna w żaden sposób i w żadnym celu opierać się na informacjach zawartych w niniejszym dokumencie, który nie stanowi żadnego zapewnienia o jakimkolwiek charakterze, ani ze strony Spółki ani jakiegokolwiek innego podmiotu, co do wartości Spółki czy korzyści wynikających z inwestowania w Spółkę. Wszelkie sprzeczne z powyższym oświadczenia są niezgodne z prawem. Między innymi Spółka, jej podmioty stowarzyszone i ich dyrektorzy, decydenci, agenci, doradcy, pracownicy bądź inne osoby nie złożyły ani też w ich imieniu nie złożono żadnego wyraźnego lub domniemanego zapewnienia bądź gwarancji co do dokładności lub kompletności informacji lub opinii zawartych w niniejszym dokumencie lub w odniesieniu do wszelkich błędów, pominięć lub nieprawidłowości, a ponadto w zakresie dopuszczalnym przepisami prawa Spółka, jej podmioty stowarzyszone i ich dyrektorzy, decydenci, agenci, doradcy, pracownicy bądź inne osoby nie ponoszą żadnej odpowiedzialności (z tytułu zaniedbania lub z innego tytułu) wynikającej w jakikolwiek sposób, bezpośrednio lub pośrednio z wykorzystania takich informacji lub opinii bądź w jakikolwiek inny sposób w związku z nimi.

Niniejszy dokument zawiera i opiera się między innymi na informacjach i stwierdzeniach odnoszących się do przyszłości, które są obarczone znacznym ryzykiem i niepewnością. Niektóre stwierdzenia odnoszące się do przyszłości można zidentyfikować w oparciu o takie określenia, jak „oczekuje”, „spodziewa się”, „powinien”, „uważa”, „planuje”, „będzie” i podobne sformułowania. Wszystkie takie informacje i stwierdzenia, inne niż stwierdzenia faktu historycznego, zawarte lub wynikające z niniejszego dokumentu, należy traktować jako odnoszące się do przyszłości. Takie informacje i stwierdzenia odnoszące się do przyszłości mogą opierać się na obecnych założeniach, szacunkach, prognozach i przewidywaniach co do kondycji gospodarki światowej lub regionalnej, geologicznych i/lub geofizycznych interpretacji określonych obiektów perspektywicznych lub obszarów, cen towarów, zakładanych poziomów nakładów inwestycyjnych i kosztów operacyjnych oraz innych czynników, w tym między innymi wewnętrznych szacunków dotyczących potencjalnych lub prawdopodobnych rezerw dostępnych do wydobywania w ramach poszczególnych istniejących lub perspektywicznych inwestycji. Chociaż wszystkie informacje i stwierdzenia odnoszące się do przyszłości odzwierciedlają obecne zamiary Spółki, jej przekonania i oczekiwania, nie ma pewności, że wszystkie takie obecne zamiary zostaną zrealizowane lub że wszystkie takie obecne przekonania i oczekiwania okażą się dokładne lub prawidłowe. Istnieje wiele czynników, które mogą spowodować, że faktyczne wyniki oraz sposoby realizacji założeń będą odbiegały w sposób istotny od tych wyrażonych lub sugerowanych w stwierdzeniach i prognozach. Dotychczasowe wyniki Spółki nie gwarantują jej przyszłych wyników. Spółka nie jest zobowiązana do publicznej aktualizacji lub weryfikacji informacji i stwierdzeń odnoszących się do przyszłości wskutek nowych informacji, przyszłych zdarzeń lub z innego powodu z zastrzeżeniem wymogów określonych w obowiązujących przepisach prawa papierów wartościowych. Między innymi nie złożono żadnych zapewnień ani gwarancji co do osiągnięcia lub zasadności poszczególnych celów, oczekiwań, szacunków, prognoz i założeń dotyczących wyników Spółki przedstawionych w niniejszym dokumencie, w związku z czym nie należy na nich polegać.

Uwaga: Niniejszy dokument stanowi wolne tłumaczenie oryginału sporządzonego w języku angielskim. W przypadku wątpliwości interpretacyjnych obowiązuje wersja angielska.





Podstawa prezentacji

Niniejszy dokument został przygotowany zgodnie z Międzynarodowymi Standardami Sprawozdawczości Finansowej („MSSF” lub „GAAP”) opublikowanymi przez Radę Międzynarodowych Standardów Rachunkowości („IASB”).

Miary niewystępujące w GAAP

W niniejszym dokumencie zamieszczono odniesienia do miar, które nie są definiowane przez GAAP. W szczególności pozycje „wartość retroaktywna dla pola” (ang. *field netback*) oraz „wartość retroaktywna netto po opodatkowaniu” (ang. *AT (after tax) netback*) nie posiadają standardowego znaczenia określonego w zasadach GAAP i stanowią miary niewystępujące w GAAP. Takie miary spoza zasad GAAP mogą być nieporównywalne z obliczeniami podobnych z nazwy miar dla innych podmiotów, zaś odbiorca powinien mieć na uwadze, że wykorzystanie takich miar w celu porównania różnych emitentów może być bezzasadne. Miary niewystępujące w GAAP służą do pomiaru wyników operacyjnych na tle wcześniejszych okresów i są powszechnie stosowane przez inwestorów, pożyczkodawców, analityków i inne podmioty. Takich dodatkowych miar spoza zasad GAAP nie należy stosować w oderwaniu ani też zamiast miar opracowanych zgodnie z zasadami GAAP. Definicję i uzgodnienie danej miary niewystępującej w GAAP lub dodatkowe sumy przedstawiono w niniejszym dokumencie.

Pozycje „wartość retroaktywna dla pola” (ang. *field netback*) oraz „wartość retroaktywna netto po opodatkowaniu” (ang. *AT netback*) to typowe miary niewystępujące w GAAP, stosowane w sektorze ropy naftowej i gazu. Służą one kierownictwu do oceny jednostkowych wyników operacyjnych z poszczególnych aktywów. „Wartość retroaktywna dla pola” oznacza cenę rynkową ropy lub gazu po potrąceniu opłat eksploatacyjnych (ang. *royalties*) i kosztów operacyjnych. „Wartość retroaktywna netto po opodatkowaniu” oznacza cenę rynkową ropy lub gazu po potrąceniu opłat eksploatacyjnych (ang. *royalties*), kosztów operacyjnych oraz podatków. W ocenie kierownictwa takie miary spoza zasad GAAP pomagają managementowi i inwestorom w ocenie rentowności i jednostkowych wyników operacyjnych Serinus, co ułatwia analizę progressu w porównaniu z poprzednimi okresami.



Podstawowe informacje

- Aktywa produkcyjne zlokalizowane na terenie Rumunii i Tunezji
- Duża i zróżnicowana baza aktywów, umożliwiająca dalszy rozwój, w połączeniu z precyzyjnie zdefiniowaną ścieżką wzrostu stopy zwrotu dla akcjonariuszy
- **Wydobycie: 2.128 boe/d (baryłek ekwiwalentu ropy naftowej dziennie) w III kw. 2019 r., ponad 6,7 razy wyższe niż średnie wydobycie w I kw. 2019 r. (wynoszące 317 boe/d)**
 - wydobycie w Rumunii: **1.685 boe/d** w III kw. 2019 r.
 - wydobycie w Tunezji: **443 boe/d** w III kw. 2019 r. – obejmuje wznowioną produkcję na polu Chouech Es Saida w lipcu 2019 r.
- Mocna pozycja Spółki pod względem rezerw i zasobów: **10,8 MMboe Potwierdzonych i Prawdopodobnych (2P) Rezerw oraz 1,1 MMboe obarczonych ryzykiem Zasobów Warunkowych 2C¹** w Tunezji i Rumunii
- W krótkim horyzoncie czasowym – zakładana realizacja programów prac, charakteryzujących się niskimi nakładami i ograniczonym ryzykiem, w celu uzyskania dalszego wzrostu/intensyfikacji wydobywania
 - W kwietniu 2019 r. ruszyło wydobywanie w ramach Projektu Gazowego Moftinu w Rumunii - przewiduje się, że niskokosztowe odwierty eksploatacyjne umożliwią osiągnięcie przez zakład przetwarzania gazu wydajności na poziomie ok. 15 MMscf/d (milionów standardowych stóp sześciennych dziennie) (2.500 boe/d)
 - Odwiert Moftinu-1004 – prace wiertnicze wykonane i produkcja uruchomiona w lutym 2020
 - Pozyskanie danych sejsmicznych 3D dla 148 km² w Rumunii – planowane zakończenie prac w II kw. 2020 r. Celem identyfikacja dalszych, płytko położonych złóż gazu (typu Moftinu)
 - W III kw. 2019 r. pole Chouech Es Saida w Tunezji zostało ponownie uruchomione
 - Możliwe rekonstrukcje odwiertów i zastosowanie metod mechanicznej eksploatacji (*artificial lift*) na polu Sabria w Tunezji
- Rozsądne warunki podatkowe i lokalizacja aktywów sprzyjają generowaniu wyższej stopy zwrotu netto

1. Zgodnie z niezależnym Raportem o rezerwach przygotowanym przez RPS wg stanu na 31 grudnia 2018 r.



Kadra kierownicza

Jeffrey Auld – Prezes i Dyrektor Generalny (ang. *Chief Executive Officer*)

- Od ponad 25 lat działa w obszarze światowego sektora naftowo-gazowego. W tym okresie zarządzał i był doradcą spółek działających na wschodzących rynkach naftowo-gazowych. Auld ma bogate doświadczenie w dziedzinie zarządzania finansami przedsiębiorstw, fuzji i przejęć oraz zarządzania strategicznego.

Andrew Fairclough – Dyrektor Finansowy (ang. *Chief Financial Officer*)

- Od niemal 30 lat zaangażowany zawodowo w sektorze finansów korporacyjnych, rynków kapitałowych i zarządzania spółkami. W tym czasie zyskał szerokie doświadczenia w obszarze strategii spółek, finansowania z wykorzystaniem instrumentów kapitałowych i dłużnych, pozyskiwania kapitału, fuzji i przejęć, zarządzania kapitałem, planowania finansowego, projektowania budżetu oraz sprawozdawczości finansowej.

Calvin Brackman – Wiceprezes ds. Relacji Zewnętrznych i Strategii

- Posiada 25-letnie doświadczenie pracy w sektorze naftowym i gazowym, dotyczące zarówno podmiotów reprezentujących sektor publiczny, jak i prywatny. Jest odpowiedzialny za koordynowanie i wdrażanie strategii rozwoju Grupy oraz nadzoruje obszar kontaktów z administracją państwową i interesariuszami.

Alexandra Damascan – Prezes Serinus Energy Romania (Rumunia)

- W 2008 r. rozpoczęła pracę w SerinusEnergy Romania (spółki–córki Serinusa). Posiada szeroką wiedzę nt. technicznych i biznesowych aspektów działalności. Odegrała istotną rolę w realizacji prowadzonego przez Spółkę Programu Zagospodarowania Gazu Moftinu, na wszystkich jego etapach, począwszy od etapu poszukiwawczego do uruchomienia wydobycia.

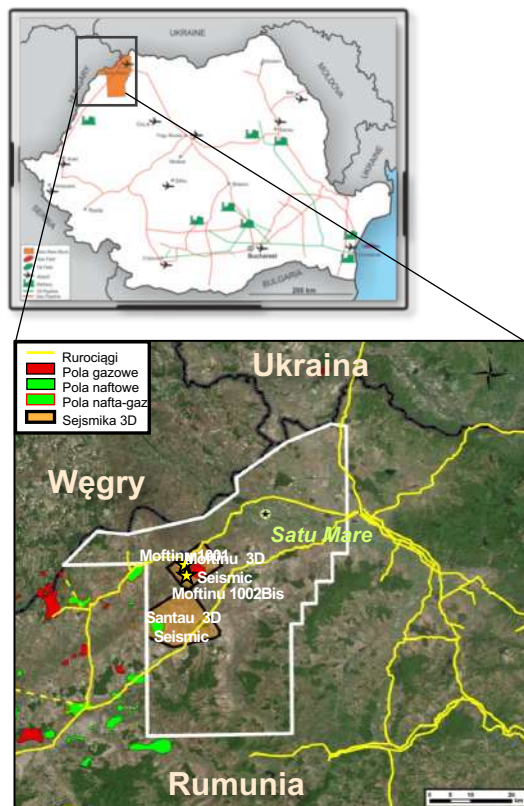
Haithem Ben Hassen – Prezes Serinus Energy Tunisia BV (Tunezja)

- Od listopada 2014 r. w zespole Serinus Energy Tunisia (spółki–córki Serinusa). W styczniu 2018 r. otrzymał awans na Prezesa Serinus Energy Tunisia. Pod jego nadzorem z sukcesem zrealizowano liczne projekty inwestycyjne prowadzone w ramach Grupy.



Rumunia

Przegląd aktywów



■ Koncesja Satu Mare w północno-zachodniej Rumunii

- 2.950 km² w lądowej części Rumunii
- Etap 3 prac poszukiwawczych
 - 100% efektywnego udziału operacyjnego¹
 - Przedłużenie pierwotnie obowiązującego terminu o 3-lata (od 28 października 2016 r.). W październiku 2019 r. uzyskano 12-miesięczne przedłużenie
 - Zobowiązania obejmują dwa odwierty poszukiwawcze (już wykonane) oraz opcjonalnie trzeci odwiert lub badanie sejsmiczne 3D dla 120 km² (Spółka przeprowadza badanie 3D dla 148 km²)

■ Możliwość rozwoju, obciążona niskim ryzykiem, w oparciu o odkryte złoża gazu, oraz potencjał poszukiwawczy (w dłuższej perspektywie)

- Odkrycie gazu Moftinu to 14,2 Bcf (miliard stóp sześciennych) obciążonych ryzykiem Rezerw 2P²
- Dodatkowe 4,9 Bcf obciążonych ryzykiem Zasobów Warunkowych 2C²

■ Projekt Moftinu

- Zakład przetwarzania gazu o wydajności 15 MMscf/d, wyposażony w moduły do dehydratacji i separacji, rozpoczął produkcję w kwietniu 2019 r.
- Koszty operacyjne za trzy kwartały 2019 r. wyniosły 0,89 USD za Mscf
- Moftinu znajduje się 3,1 km od głównego gazociągu sprzedażowego, zarządzanego przez Transgaz (państwową spółkę, będącą operatorem gazociągów przesyłowych)
- Umowa sprzedaży gazu zawarta z Vitol Gas and Power B.V. – popyt krajowy w Rumunii utrzymuje się na wysokim poziomie

1. Kierownictwo Spółki uważa, że Spółka posiada 100% udziału pod względem biznesowym, ponieważ początkowy partner, posiadający 40% udziału w koncesji Satu Mare, zrezygnował z uczestniczenia w kolejnych etapach realizacji przypisanych do koncesji prac poszukiwawczych i zagospodarowywania, a w związku z tym nie wniósł swojego udziału do kosztów wspólnego przedsięwzięcia. Dlatego w grudniu 2016 r. Spółka przekazała partnerowi formalne powiadomienie o niedotrzymaniu warunków wspólnej umowy operacyjnej (ang. joint operating agreement), a później przekazała mu zawiadomienie dotyczące przeniesienia udziałów na Serinus.
2. Zgodnie z niezależnym Raportem o rezerwach wg stanu na 31 grudnia 2018 r.



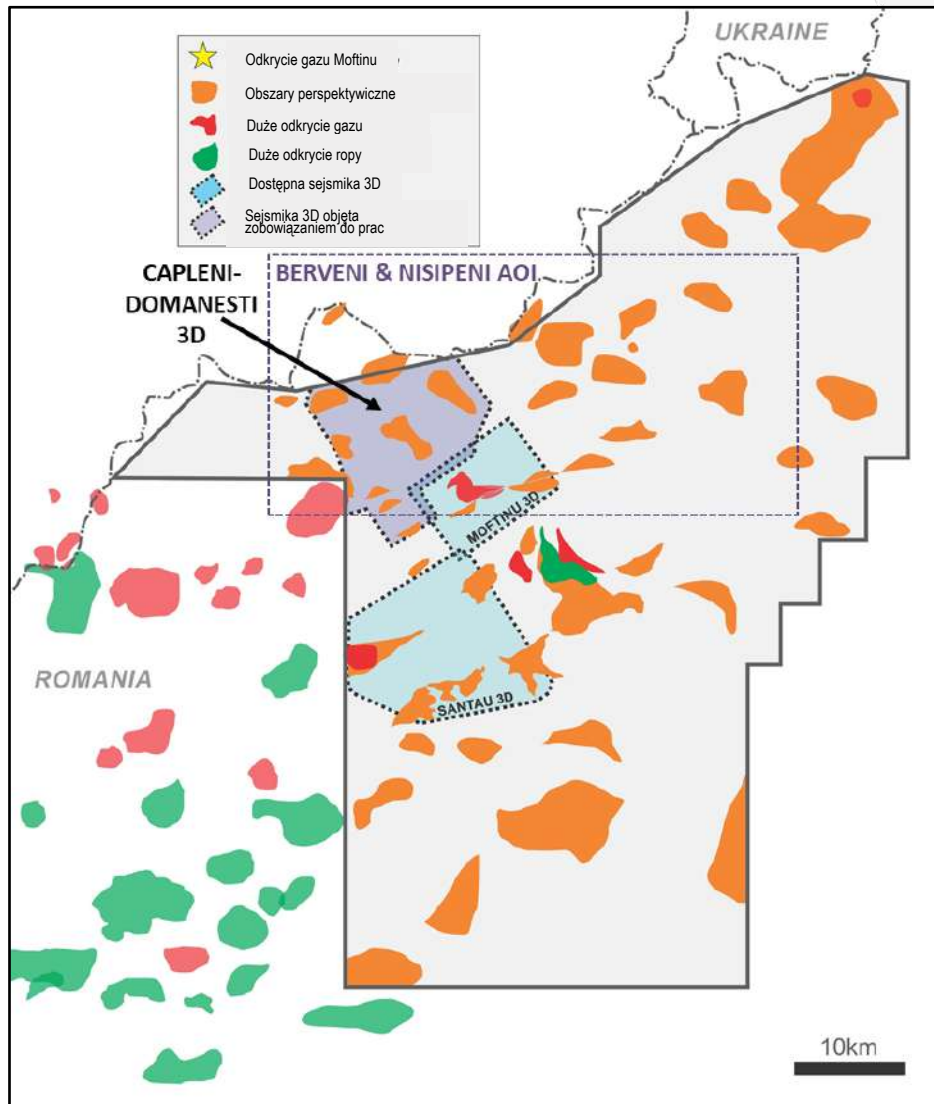


- Jeden z krajów o najdłuższej, wśród państw Europy, historii wydobycia ropy naftowej – 160 lat temu rozpoczęto tu przemysłową produkcję ropy
- Po Brexicie Rumunia stanie się drugim największym w UE producentem gazu
- Sieć interkonektorów – rurociągów przesyłowych, ogranicza import/eksport
 - Skutkuje to wyższym poziomem cen gazu w Rumunii – ceny kształtują się niezależnie od cen w Europie
 - Do końca września 2019 r. cena sprzedaży gazu w Rumunii (ang. *Realized Gas Price*) wynosiła średnio 7,09 USD/Mscf, znacznie powyżej średniej ceny odnotowanej w tym okresie na rynkach Europy
- Przejrzysty system regulacji i wydawania zezwoleń, funkcjonujący w oparciu o ustanowione normy i przepisy
- Podatek od zysków nadzwyczajnych (ang. *Windfall Tax*)
 - Produkcja gazu przez Spółkę podlega opodatkowaniu z tytułu *Windfall Tax* , który naliczany jest od przyrostu przychodów netto, gdy cena gazu przekroczy zdefiniowany przez regulatora poziom 47,53 RON/Mwh (ok. 3,44 USD za Mscf)
 - W ocenie Spółki nowa produkcja powinna zostać objęta zwolnieniem z tego podatku – Rumunia powinna wspierać wzrost wydobycia. W przypadku uzyskania takiego zwolnienia, Spółka dysponowałaby większymi środkami z przepływów pieniężnych, które mogłaby przeznaczyć na inwestycje, a tym samym przyspieszyć zwiększenie produkcji.



Rumunia

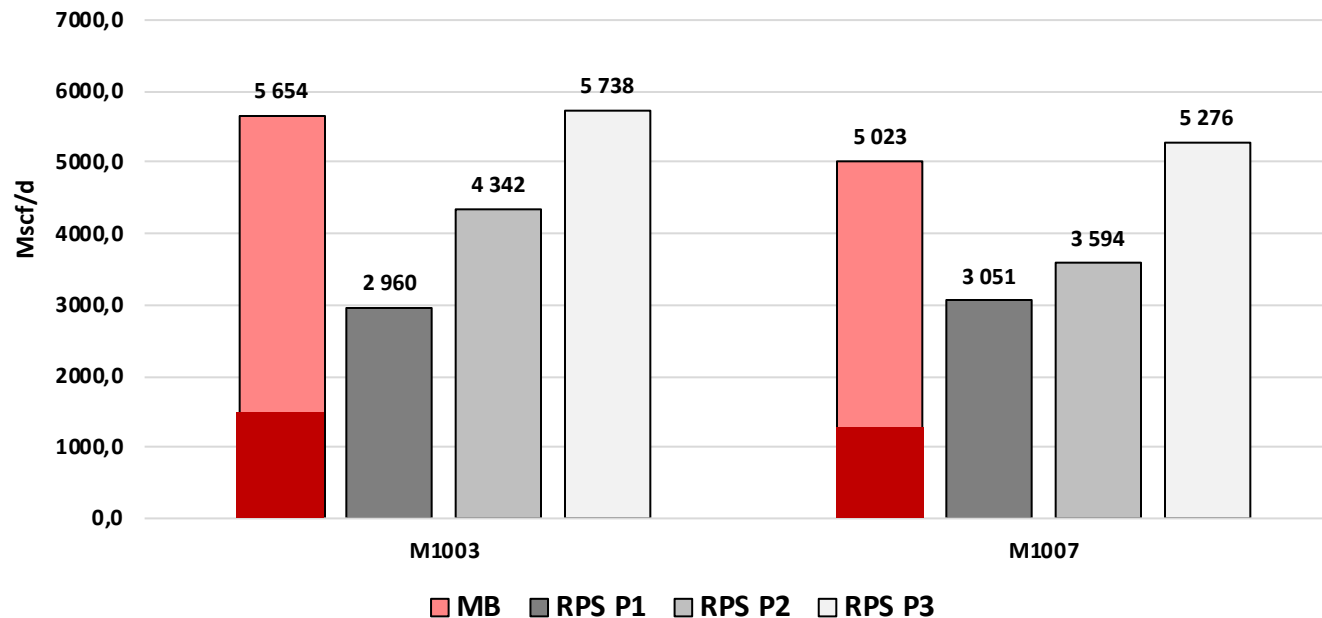
Najbliższe plany



- Planuje się, że niskokosztowe odwierty eksploatacyjne umożliwią pełne wykorzystanie zdolności produkcyjnych zakładu – przepustowość ok.15 MMscf/d (2.500 boe/d)
 - W III kw. produkcja z dwóch odwiertów produkcyjnych wyniosła średnio 10.11 MMscf/d
 - W styczniu i lutym 2020 r. został wykonany, uzbrojony oraz przetestowany odwiert Moftinu-1004
 - Testy wykazały przepływ 6,0 MMscf/d
 - Rozpoczęto produkcję 14 lutego 2020 r.
 - Zidentyfikowano dodatkowe lokalizacje do wykonania kolejnych odwiertów
 - Dodatkowe, niezagospodarowane dotychczas strefy zawierające gaz w istniejących odwiertach, mogą być niskokosztowo wprowadzone do produkcji, gdy obecne strefy zostaną wyeksploatowane (Zasoby Warunkowe)
- W II kw. 2020 r. – Badanie sejsmiczne 3D na obszarze 148 km²
 - Ponownie przetworzone dane sejsmiczne 2D (analiza AVO) mają ewidentnie wysokie amplitudy, co zdecydowanie wskazuje na potencjał występowania w rejonie Berveni-Nisipeni akumulacji gazu (o niskim ryzyku poszukiwawczym)
 - Spółka pozyska nowe dane 3D do analizy AVO w celu identyfikacji kolejnych potencjalnych, płytko położonych złóż gazu
 - Wiercenia w obszarze wyraźnych anomalii w znacznym stopniu zwiększają szanse na osiągnięcie sukcesu, ograniczając ryzyko i poprawiając ekonomikę całego cyklu



Przewidywania dot. możliwego wydobycia oszacowane metodą
Material Balance (MB) w stosunku do wydobywalnych rezerw 1P, 2P
i 3P wg oszacowań z raportu niezależnego eksperta



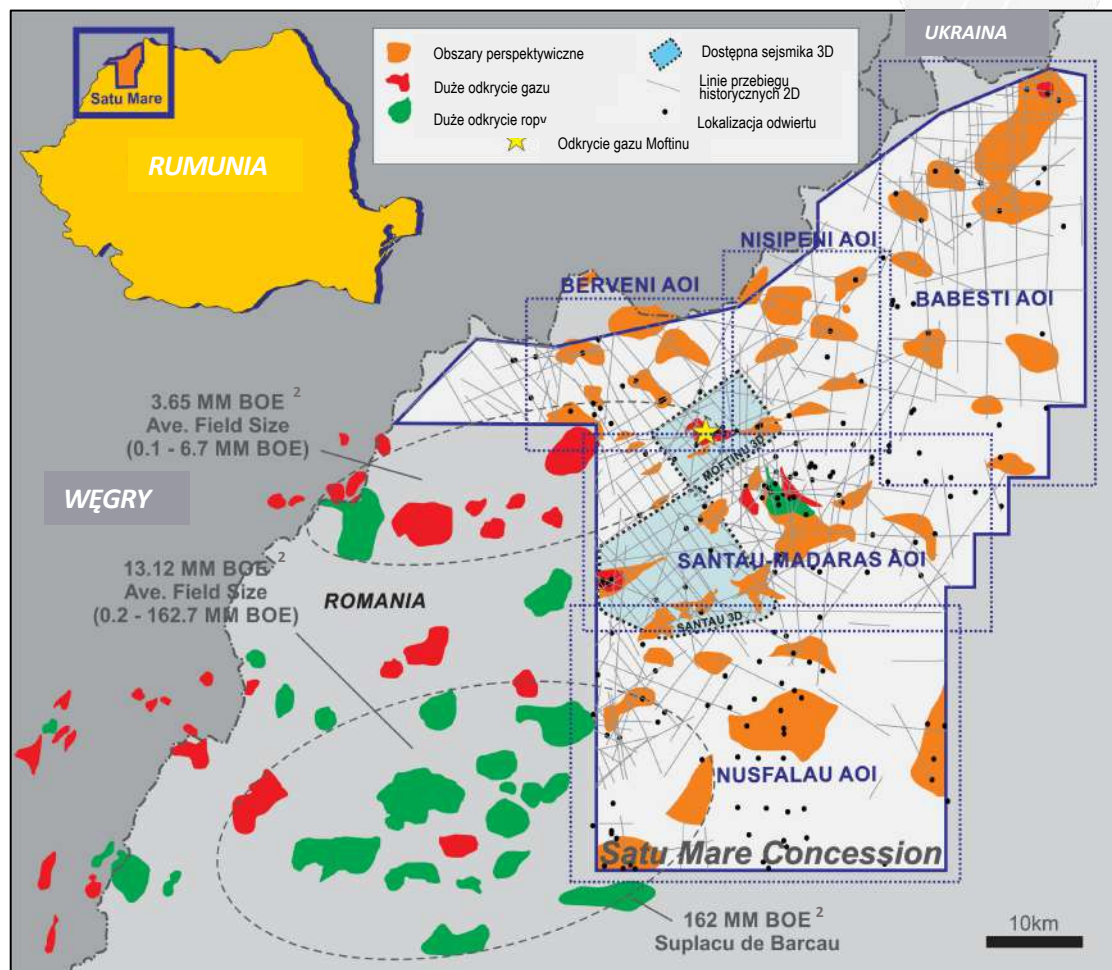
Zgodnie z raportem niezależnego eksperta o rezerwach 1P, 2P and 3P wg stanu na 31 grudnia 2018 r.

- Odwierty Moftinu-1003 i Moftinu-1007 pozwoliły na wydobycie ponad 1 miliarda stóp sześciennych gazu od czasu uruchomienia produkcji w kwietniu 2019 r. (dane na 31 grudnia 2019)
- Znaczące wydobycie z odwiertów, zapowiadające szybki zwrot kosztów uruchomienia



Rumunia

Działania w dłuższym horyzoncie czasowym



Koncesja Satu Mare obejmuje 73 mln BOE zasobów perspektywicznych¹ obarczonych ryzykiem

■ Obszar Berveni i Nisipeni (I i II)

- płytko zalegające obiekty gazowe w plioceńskich skałach
- niskie ryzyko poszukiwawcze, budowa geologiczna analogiczna do złoża Moftinu

■ Obszar Santau i Madaras (III i IV)

- przebudowa istniejących odwiertów na obszarze objętym badaniem sejsmicznym 3D Moftinu
- głębiej zalegające obiekty gazowe (miocen)

■ Obszar Nusfulau (V)

- znajduje się na linii występowania dużych akumulacji ropy (np. Suplacu de Barcău – zasoby: 162 MM boe)

■ Obszar Babesti (VI)

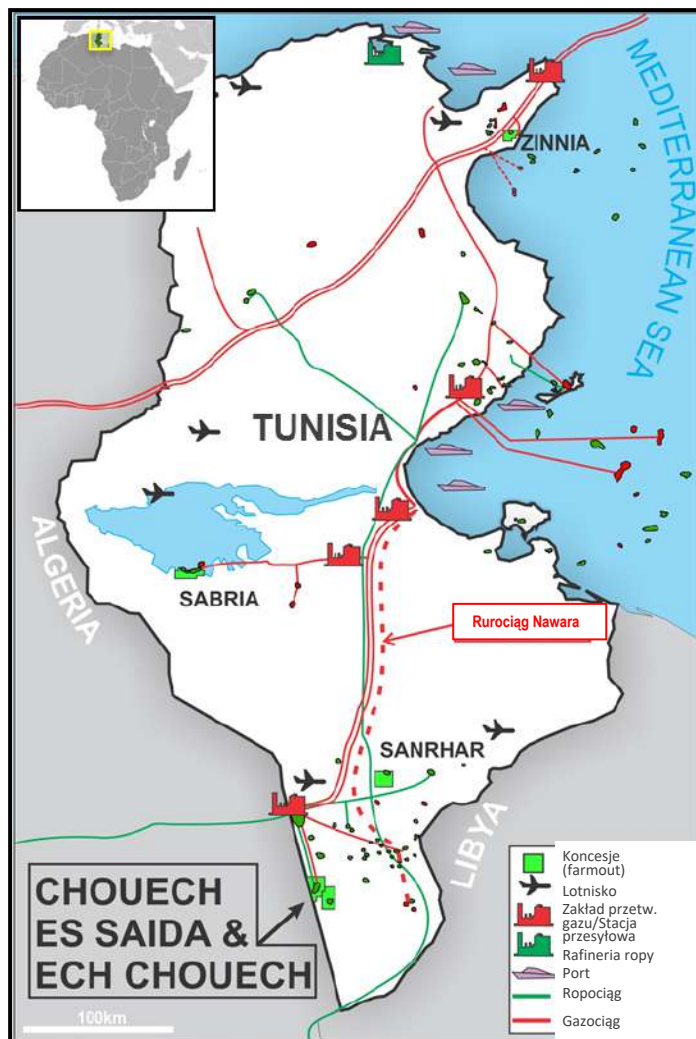
- szansa na odkrycie bardzo dużych akumulacji gazu, ograniczenie stanowi kwestia skali korzyści względem nakładów

Obszar działań poszukiwawczych		Zasoby wydobywalne ¹			
		P90 (MMboe)	P50 (MMboe)	średnia (MMboe)	P10 (MMboe)
I.	Berveni				
II.	Nisipeni	39	56	59	83
III.	Santau				
IV.	Madaras	26	47	62	109
V.	Nusfulau	1	5	22	45
VI.	Babesti	3	17	34	94
Razem nieobarczone ryzykiem		98	151	181	284
Razem obarczone ryzykiem		44	65	73	107

1. Szacunki Spółki 2. Wielkość zasobów poszczególnych pól - za Wood Mackenzie Database 2017

Tunezja

Przegląd aktywów



- 5 koncesji, dla wszystkich Spółka jest operatorem i właścicielem 100% udziałów operacyjnych, z wyjątkiem koncesji Sabria (udział operacyjny: 45%)¹
- Program dodatkowych prac, charakteryzujący się niskim ryzykiem i niskimi kosztami, pozwalający na zwiększenie wydobywania
- Znaczący potencjał poszukiwawczy – koncesje Choueche Es Saida i Ech Choueche

Produkcja przypadająca na udziały operacyjne²

		2015	2016	2017	2018	2019 ⁶
Choueche	(Boe/d)	736	489	15	0	49
Sabria	(Boe/d)	<u>550</u>	<u>632</u>	<u>361</u>	<u>352</u>	<u>305</u>
Razem	(Boe/d)	1.285	1.121	376	352	354

Rezerwy przypadające na udziały operacyjne³

		1P	2P
Rezerwy ⁴	(MMboe)	2,25	8,43
Wskaźnik żywotności rezerw ⁵	(lata)	5,5	20,6

- Informacje dot. warunków każdej z koncesji znajdują się na pierwszym slajdzie „Załącznika”.
- Pole Choueche pozostawało zamknięte od 28 lutego 2017 r. do lipca 2019 r., a pole Sabria było nieczynne w okresie od 22 maja do 6 września 2017 r. - w obu przypadkach spowodowały to protesty społeczne w południowej Tunezji. Pole Choueche wznowiło produkcję w III kw. 2019 r.
- Ok. 75% produkcji stanowi ropy.
- Rezerwy brutto - zgodnie z niezależnym Raportem o Rezerwach wg stanu na 31 grudnia 2018 r.
- Szacowane rezerwy dla Sabrii i Choueche Es Saida; wskaźnik żywotności rezerw (ang. Reserve Life Index) obliczony przy założonym powrocie do normalnego poziomu wydobywania netto z 2016 r., tj. 1.121 boe/d, (był to ostatni okres, gdy na obu polach wydobywanie prowadzono przez cały rok).
- Dotyczy okresu dziewięciu miesięcy zakończonym 30 września 2019 r. - pole Choueche Es Saida wznowiło produkcję w lipcu 2019 r. ze średnią przekraczającą łączne wydobywanie w okresie. W III kw. 2019 r. średnie wydobywanie wynosiło 443 boe/d.



Tunezja

Podstawowe informacje



- Kraj o ugruntowanej pozycji światowego producenta ropy
 - zasoby - 400 mln baryłek ropy
- Rewolucja z 2011 r. przyniosła demokratyczne zmiany
- Niepokoje społeczne w okresie transformacji
 - od maja do września 2017 r. w południowej Tunezji zostało wstrzymane wydobywanie ropy z powodu niepokoїв społecznych
 - od tego czasu sytuacja stopniowo stabilizowała się i nastąpiła znacząca poprawa klimatu inwestycyjnego
- Entreprise Tunisienne D'Activites Petrolieries („ETAP”) to tunezyjskie państwowe przedsiębiorstwo naftowe, będące partnerem Serinusa w koncesji Sabria
 - Spółka i ETAP nawiązały trwałą współpracę
- Na terenie Tunezji działają liczne prywatne i państwowe zagraniczne koncerny naftowe, prowadząc intensywne poszukiwania i wydobywanie, jak np. ENI, OMV, Mazarine, Perenco
- Projekt gazowy Nawarwa oraz budowa rurociągu z południowej Tunezji, to wspólne przedsięwzięcie (joint venture) firm OMV i ETAP, przewidywane zakończenie w 2020 r. – przepustowość 85.000 Mscf/d
 - Rurociąg przebiega w pobliżu pola Chouech Es Saida



Tunezja

Najbliższe plany

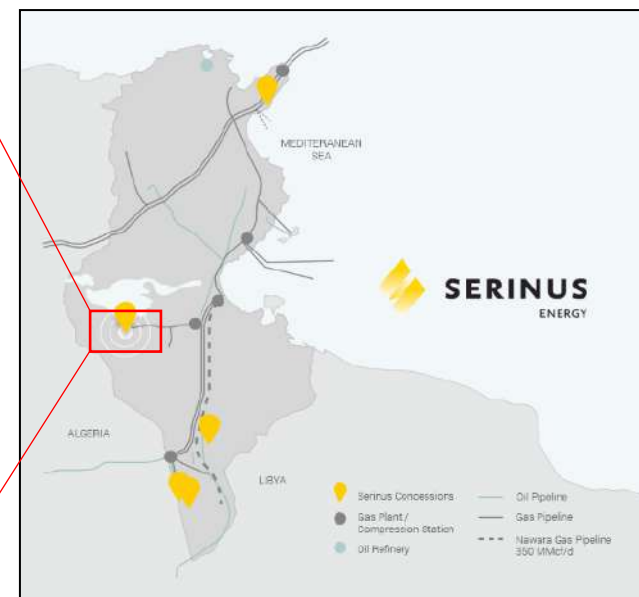
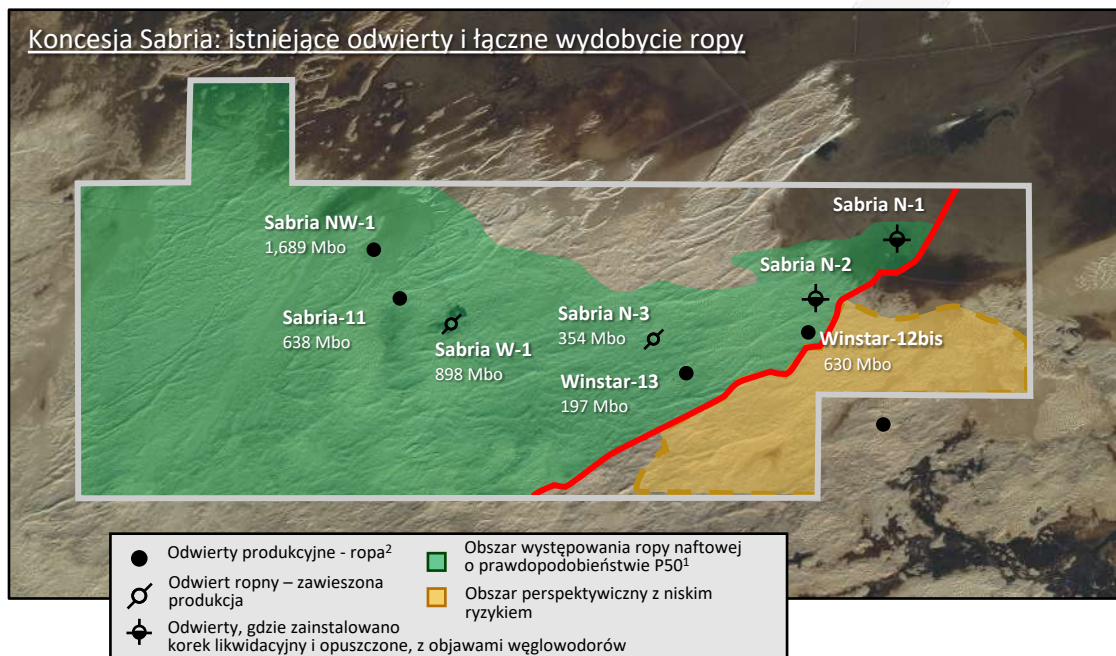


- Wytypowano niskokosztowe projekty inwestycyjne (rekonstrukcje otworów, mechaniczne wspomaganie wydobywania ropy - *artificial lift*) dla pola Sabria, których realizacja planowana jest w 2020 r. – znaczne zwiększenie łącznej skali produkcji
 - W planach - ponowna aktywacja odwiertu Sabria N-2, który wiele lat temu został uszkodzony w trakcie uzbrajania i nigdy nie został uruchomiony
 - Oczekuje się, że zastosowanie *artificial lift* wpłynie na zwiększenie wydobywania z odwiertów, dostarczając przy tym cennych danych o złożu
- Pole Chouech Es Saida wznowiło produkcję w III kw. 2019 r. – po przeprowadzonej wymianie elektrycznych pomp głębinowych
- Duży potencjał rozwojowy na Sabrii (jedynie 1,2% całości rozpoznanych zasobów ropy zostało wydobytych) oraz znaczny potencjał poszukiwawczy koncesji Chouech Es Saida i Ech Chouech, przy czym podjęcie wierceń poszukiwawczych i produkcyjnych zależy od tego, na ile sytuacja społeczna, polityczna i warunki prowadzenia działalności operacyjnej w Tunezji będą sprzyjały inwestycjom



Tunezja

Sabria: Duży potencjał rozwojowy



Pole Sabria – dane eksploatacyjne²

łączne wydobyte ropy	4.405 Mstb ropy
łączne wydobyte gazu	12,2 Bscf gazu
Odwierty wykonane/produkcyjne	8/6
Aktualny stopień szczypania	1,2%
Oczekiwane wydobyte z odwiertu (przy P50) ¹ (ang. EUR/well)	982 Mstb dla ropy

■ Nieeksploatowane bogate złożo ropy - 358 MMbbl OOIP¹ (dla P50) – dotychczas wydobyto jedynie 1,2%

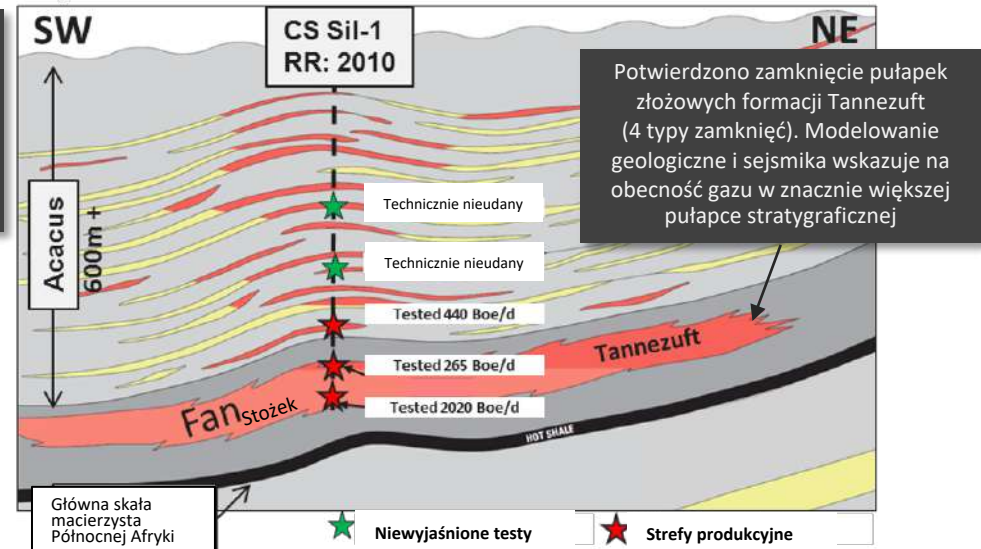
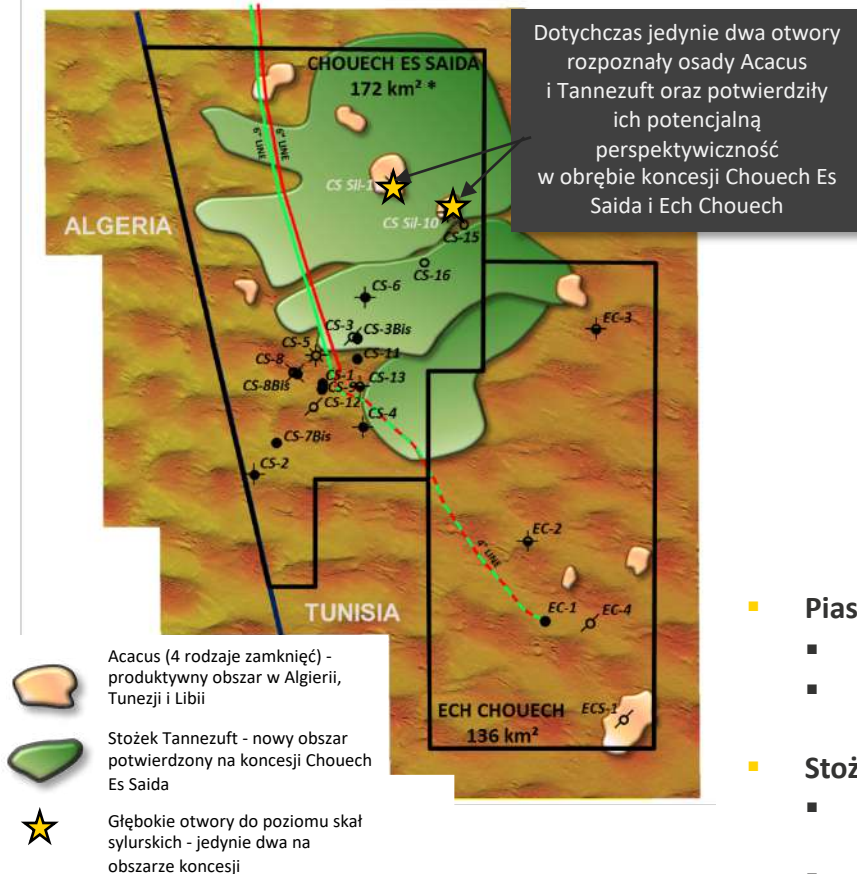
- Niskokosztowe programy prac mogą w krótkim terminie przełożyć się na wzrost produkcji z istniejących odwiertów
- Dalsze wiercenia zagospodarowujące złożo stanowią w perspektywie średnio- i długoterminowej szansę na znaczny wzrost przy niskim poziomie ryzyka

1. Objętości szacowane dla istniejących odwiertów zgodnie z Raportem o Rezerwach i Zasobach Warunkowych (Tunezja) wg stanu na 31 grudnia 2018 r.; „OOIP” - (ang. original-oil-in-place) - początkowe zasoby złoża

2. Wg stanu na 31 grudnia 2018 r.



Wielohoryzontalny potencjał poszukiwawczy w obrębie obu koncesji



■ Piaskowce Acacus z 4 typami zamknięć

- Wysoko perspektywiczny obszar, doskonale nadający się do sejsmiki 3D
- Obszar produktywny - zlokalizowany wzdłuż regionalnego trendu ze średnią wydajnością 3,775 boe/d¹

■ Stożek Tannezuft

- Przestrzenny zasięg osadów stożka to ok. 125 km² i ok. 50 m miąższości, w Chouech – wskazania obecności gazu i kondensatu w tych osadach
- Ogromny potencjał rozwojowy w przypadku potwierdzenia obecności pułapek stratygraficznych

1. Dane zaczerpnięto z: Wood Mackenzie Database, 2017



Plany rozwoju – harmonogram

Planowane nakłady kapitałowe w celu zwiększenia produkcji¹ – w ujęciu krótko- i średnioterminowym

	III kw. 2019	IV kw. 2019	I kw. 2020	II kw. 2020	III kw. 2020	IV kw. 2020	Dalszy okres - po 2020 r.
Rumunia							
Berverni - przeprowadzenie badania sejsmicznego 3D – pozyskanie danych, analiza i interpretacja							- W zależności od wyników badania 3D obszaru Berverni (zidentyfikowanie obiektów perspektywicznych) – ew. wykonanie dodatkowych odwiertów poszukiwawczych dedykowanych rozpoznanym w badaniu obiektom
Odwiert Moftinu-1004 (zamówienia, przygotowanie wiertni, prace wiertnicze i uzbrojenie odwiertu)							- O ile odwiert poszukiwawczy przyniesie pozytywne wyniki, przewidywane wykonanie odwiertów produkcyjnych na obszarze Berverni
Odwiert poszukiwawczy Berverni							- Budowa nowego zakładu przetwarzania gazu do obsługi nowego pola/pól
Tunezja							
Dalsze stymulowanie wydobywania na polu Chouech Es Saida							- Wykonanie odwiertów rozpoznawczych na polu Sabria
Ponowna aktywacja odwiertu N2 na polu Sabria							- Wykonanie odwiertów poszukiwawczych skierowanych na głębiej zalegające i dotychczas niezbadane strefy na polu Chouech Es Saida
Możliwa instalacja <i>artificial lift</i> w odwiertach na polu Sabria							

1. Harmonogram zależy od dostępnych funduszy, terminowego wydawania pozwoleń i dostępności sprzętu.



Serinus Energy plc

Śródroczne skrócone skonsolidowane sprawozdanie z przepływów pieniężnych
(w tys. USD) (dane niebadane)

	9 miesięcy zakończone 30 września	
	2019	2018
Działalność operacyjna		
Środki pieniężne z działalności operacyjnej	5.552	2.839
Zmiana stanu niepieniężnego kapitału obrotowego	33	(6.031)
Przepływy pieniężne z działalności operacyjnej	5.585	(3.192)
Działalność finansowa		
Przepływy pieniężne z działalności finansowej	(3.241)	12.242
Działalność inwestycyjna		
Przepływy pieniężne wykorzystane w działalności inwestycyjnej	(2.649)	(12.358)
Zmiana stanu środków pieniężnych z tytułu różnic kursowych	(7)	626
Zmiana stanu środków pieniężnych i innych aktywów pieniężnych	(312)	(2.682)
Środki pieniężne i inne aktywa pieniężne na początek okresu	2.283	7.252
Środki pieniężne i inne aktywa pieniężne na koniec okresu	1.971	4.570
Koszty wydobycia ogółem (USD/boe)	11,96	20,61

Coraz lepsze wyniki finansowe

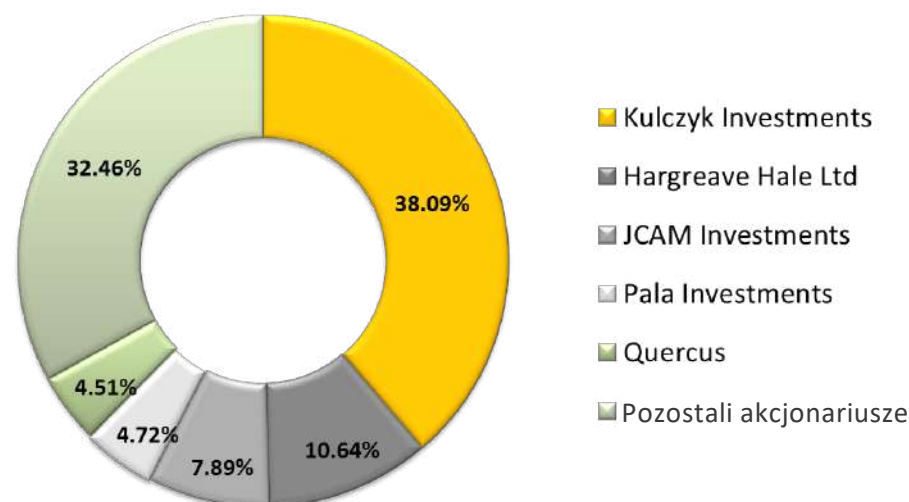
- Środki pieniężne z działalności operacyjnej zwiększyły się o 8,777 mln USD w stosunku do poprzedniego okresu – efekt uruchomienia produkcji w Rumunii od 25 kwietnia 2019 r.
- Przepływy pieniężne wykorzystane w działalności inwestycyjnej – odnotowano spadek z 12,358 mln USD do 2,649 mln USD, co odzwierciedla zakończenie budowy zakładu przetwarzania gazu Moftinu na początku II kw. i wskazuje na niższe zapotrzebowanie na kapitał w dalszych okresach.
- Zmiana stanu środków pieniężnych i innych aktywów pieniężnych – saldo niższe r/r o 2,599 mln USD w wyniku spłaty ostatniej raty Kredytu Głównego. Na przyszłe wzrosty wpłynie efekt ujęcia w wynikach generowanej przez cały okres produkcji/przychodów.
- Koszty wydobycia spadły z 20,61 USD/boe do 11,96 USD/boe. W przyszłości koszty te będą ograniczane w wyniku redukcji kosztów wydobycia gazu w Rumunii oraz na skutek ujęcia w wynikach wyższego udziału rumuńskiej produkcji.



Kapitał zakładowy

- Spółka posiada wyemitowanych 238.881.285 akcji zwykłych
- Spółka nie posiada akcji własnych (wg stanu 30 września 2019 r.), 38,09% akcji Spółki pozostaje poza wolnym obrotem (wg definicji AIM „*shares not in public hands*”)
- Nie ma ograniczeń w zakresie obrotu akcjami zwykłymi Spółki
- Akcje zwykłe Spółki są notowane na rynku AIM w ramach London Stock Exchange (symbol: SENX.LN) i Giełdzie Papierów Wartościowych w Warszawie (symbol: SEN.WP)

Główni akcjonariusze - struktura



KONTAKT

Jeffrey Auld
Prezes i Dyrektor Generalny (CEO)
Serinus Energy plc
Londyn
Tel.: +44 7900 891 538
E-mail:
jauld@serinusenergy.com

Calvin Brackman
Wiceprezes ds. Relacji Zewnętrznych i Strategii
Serinus Energy plc
Calgary
Tel.: +1 403 264 8877
E-mail:
cbrackman@serinusenergy.com





Załączniki

Rodzaje koncesji i warunki podatkowe

Koncesja (rodzaj, termin wygaśnięcia)	Udziały operacyjne	VAT	Opłaty koncesyjne (royalty) ropa/ciecze	Opłaty koncesyjne (royalty) gaz	Podatek od zysków nadzwyczajnych (Windfall Tax)	Podatek dochodowy
Rumunia						
Satu Mare (koncesja, maj 2034 ⁽¹⁾)	100% ^(1, 2)	19%	3,5 % - 13,5%	3,5 % - 13,0%	60%-80% Nakładany na dodatkowe przychody, gdy cena gazu przekroczy poziom odpowiednio 47,53 RON/MWh i 85,00 RON/MWh	16%
Tunezja						
Choueich Es Saida (zezwoleńie, grudzień 2027)	100% ⁽³⁾	-	15%	15%		35%
Ech Choueich (zezwoleńie, czerwiec 2022)	100%	-	15%	15%		35%
Sabria (koncesja, listopad 2028)	45%	-	2% - 15% W zależności od współczynnika R	2% - 15% W zależności od współczynnika R		50% - 75% W zależności od współczynnika R
Zinnia (koncesja, grudzień 2020)	100%	-	2% - 15% W zależności od współczynnika R	2% - 15% W zależności od współczynnika R		50% - 75% W zależności od współczynnika R
Sanrhar (koncesja, grudzień 2021)	100%	-	12,5%	12,5%		55% - 80% W zależności od współczynnika R

1. Serinus posiada 100% efektywnego udziału operacyjnego w koncesji Satu Mare (na podstawie przedłużenia koncesji, wydanego 28 października 2016 r. przez rumuńskiego regulatora)

2. Kierownictwo Spółki uważa, że Spółka posiada 100% udziału pod względem biznesowym, ponieważ dotychczasowy partner, posiadający 40% udziału w koncesji Satu Mare, zrezygnował z uczestniczenia w realizacji przypisanych do koncesji prac kolejnych etapów - poszukiwawczego i zagospodarowania i w związku z tym nie wniósł swojego udziału do kosztów wspólnego przedsięwzięcia. Dlatego w grudniu 2016 r. Spółka przekazała partnerowi formalne powiadomienie o niedotrzymaniu warunków umowy, a następnie przekazała mu zawiadomienie dotyczące przeniesienia udziałów na Serinus

3. ETAP posiada opcję odkupu (ang. back-in option) 50-proc. udziału, kiedy łączna produkcja netto (po royalty) osiągnie poziom 6,5 MMbbl, wg stanu na III kw. 2019 r. łączna produkcja wyniosła ok. 5,2 MMbbl



Główne obszary działalności



1. Zgodnie z niezależnym raportem o rezerwach wg stanu na 31 grudnia 2018 r. Szacunki dla Tunezji obejmowały wszystkie koncesje z wyjątkiem koncesji Zinnia i dlatego do tej koncesji nie zostały przypisane żadne rezerwy, ani obciążone ryzykiem zasoby warunkowe.
2. Produkcja w Rumunii w III kw. 2019 r. w ramach Projektu Gazowego Moftinu
3. Produkcja w Tunezji w III kw. 2019 r. z pola Sabria oraz z odwiertów na polu Chouech Es Saida

Rumunia



Rezerwy potwierdzone i prawdopodobne¹	2,41 MMboe
Zasoby warunkowe 2C¹	0,83 MMboe
Produkcja²	1.685 boe/d

- Projekt Zagospodarowania Gazu Moftinu – produkcja gazu ruszyła w kwietniu 2019 r., szeroki katalog obiektów poszukiwawczych na wiele lat prac – pozyskanie nowych danych z badania sejsmicznego 3D (planowane w II kw. 2020 r.)
- Koncentracja na alokacji kapitału do projektów rozwojowych, które charakteryzują się potencjałem do generowania wysokich wewnętrznych stóp zwrotu (IRR)

Tunezja



Chouech Es Saida/
Ech Chouech

Rezerwy potwierdzone plus prawdopodobne¹	8,43 MMboe
Zasoby warunkowe 2C¹	0,25 MMboe
Produkcja³	443 boe/d

- Główny potencjał rozwojowy w zakresie wydobycia ropy – pole Sabria
- Szereg obiektów poszukiwawczych na wiele lat prac w ramach koncesji zlokalizowanych na południu
- Niskie ryzyko poszukiwawcze i techniczne, możliwości inwestycyjne – zarówno w Sabrii, jak i Chouech



Szacunkowa wartość retroaktywna (netback)

■ Atrakcyjny system podatkowy i uwolnione ceny gazu

- Średnia zrealizowana cena za okres 9 miesięcy 2019 r. wynosiła ok. 7,09 USD/Mcf¹
- Atrakcyjny system podatkowy daje możliwość uzyskiwania bardzo przyzwoitej wartości retroaktywnej netto po opodatkowaniu i to dla szerokiego spektrum poziomu cen gazu

Rumuński system podatkowy

Royalties (opłaty koncesyjne) - ropa	3,5% - 13,5%
Royalties - gaz	3,5% - 13,0%
Podatek od zysków nadzwyczajnych (Windfall Tax)	zależy od przyrostu przychodów netto w stosunku do zróżnicowanych cen progowych ⁴
Podatek dochodowy	16%
VAT	19% (podlegający zwrotowi)

Orientacyjny netback dla produkcji gazu przy różnych potencjalnych cenach rynkowych (USD)²

Cena gazu na rynku ³	(USD/Mcf)	\$4,50	\$5,00	\$5,50	\$6,00	\$6,50	\$7,00	\$7,50	\$8,00
Royalties (średnio 5,8%)	(USD/Mcf)	(\$0,26)	(\$0,29)	(\$0,32)	(\$0,35)	(\$0,38)	(\$0,41)	(\$0,44)	(\$0,46)
Windfall Tax ⁴	(USD/Mcf)	(\$0,31)	(\$0,50)	(\$0,69)	(\$0,88)	(\$1,07)	(\$1,28)	(\$1,66)	(\$1,90)
Koszty operacyjne ⁵	(USD/Mcf)	(\$0,89)	(\$0,89)	(\$0,89)	(\$0,89)	(\$0,89)	(\$0,89)	(\$0,89)	(\$0,89)
Netback dla pola	(USD/Mcf)	\$3,04	\$3,32	\$3,60	\$3,88	\$4,16	\$4,42	\$4,51	\$4,75
Podatki ⁶ (16%)	(USD/Mcf)	(\$0,49)	(\$0,53)	(\$0,58)	(\$0,62)	(\$0,67)	(\$0,71)	(\$0,72)	(\$0,76)
AT Netback²	(USD/Mcf)	\$2,55	\$2,79	\$3,02	\$3,26	\$3,49	\$3,71	\$3,79	\$3,99

1. Zgodnie ze sprawozdaniem finansowym Spółki za III kw. 2019 r.

2. „Netback dla pola” (wartość retroaktywna - ang. Field Netback) lub „AT Netback” (wartość retroaktywna netto po opodatkowaniu - ang. AT Netback) to typowe wskaźniki spoza zasad GAAP, stosowane w sektorze naftowo-gazowym, służące do oceny jednostkowych wyników operacyjnych z poszczególnych aktywów. Więcej informacji i uzgodnienie wskaźników spoza zasad GAAP z najbardziej zbliżonymi do nich wskaźnikami zgodnymi z zasadami GAAP - patrz część „Miary niewystępujące w GAAP” znajdująca się w „Uwagach” do niniejszej prezentacji

3. Założono zrealizowanie rynkowej ceny gazu w warunkach podłączenia do gazociągu sprzedażowego i krajowego systemu przesyłu gazu zarządzanego przez Transgaz

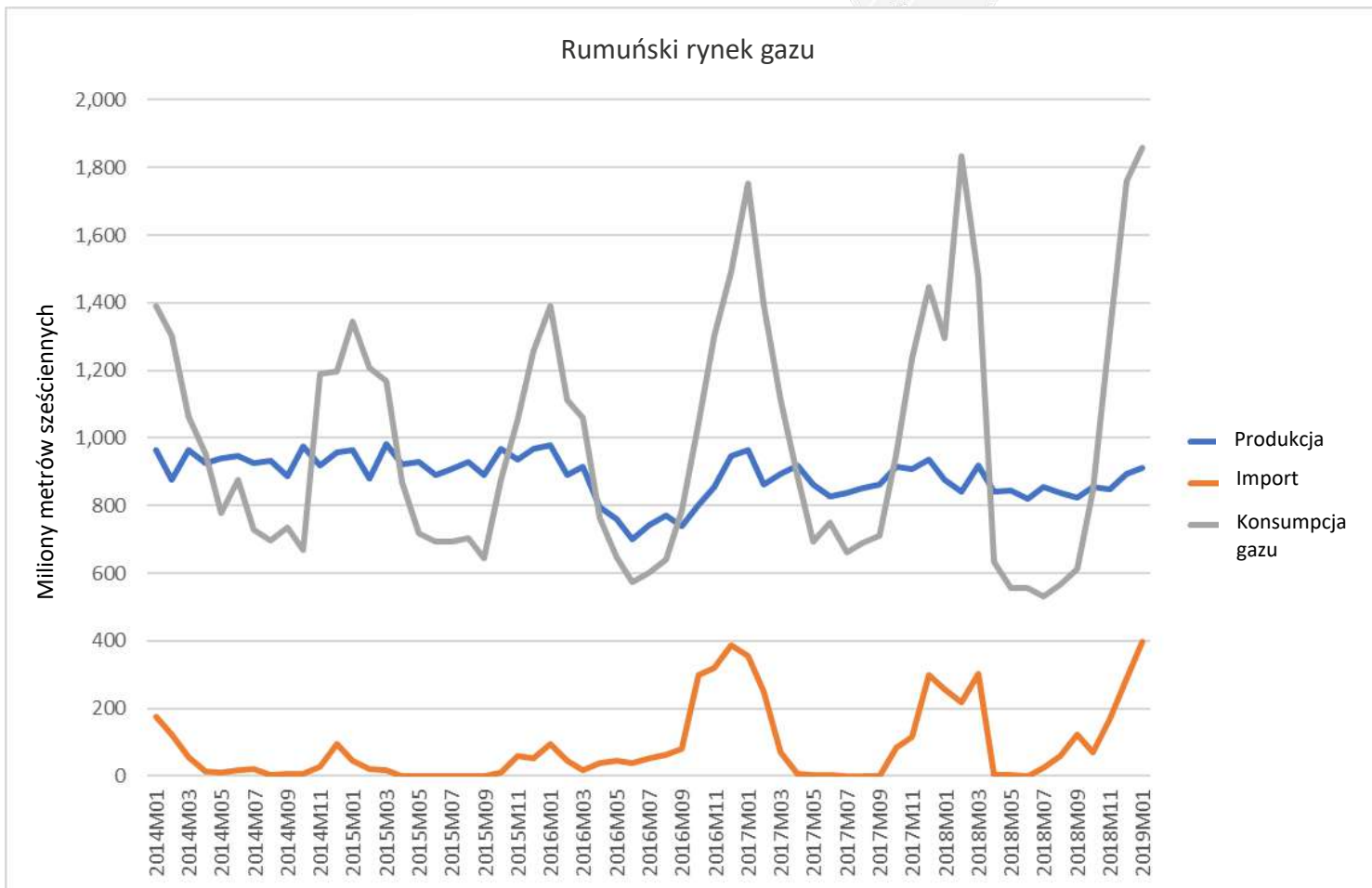
4. Podatek od zysków nadzwyczajnych (ang. Windfall Tax) wyliczono w oparciu o zdefiniowaną w rumuńskich lejach stawkę za kilowatogodzinę (RON/MWh), przeliczoną na USD po kursie 4,0253 RON/USD z dnia 15 października 2018 r. Skonwertowanie na Mcf przeprowadzono w oparciu o stawkę 0,2930711 Mcf/MWh. Po przeliczeniu ceny progowe to: 3,46 USD/Mcf, powyżej której naliczany jest 60% podatek od przyrostu przychodów netto oraz 6,19 USD/Mcf, powyżej której naliczany jest 80% podatek od przyrostu przychodów netto. Jednocześnie dopuszczalne jest odliczanie nakładów inwestycyjnych w kwocie stanowiącej maksymalnie 30% przyrostu przychodów netto w każdym roku obrotowym

5. Zgodnie ze sprawozdaniem finansowym Spółki za III kw. 2019 r.

6. Wyliczone w oparciu o wartość retroaktywną dla pola bez odpisów amortyzacyjnych. Ostateczne podatki mogą być niższe



Rumuński rynek gazu



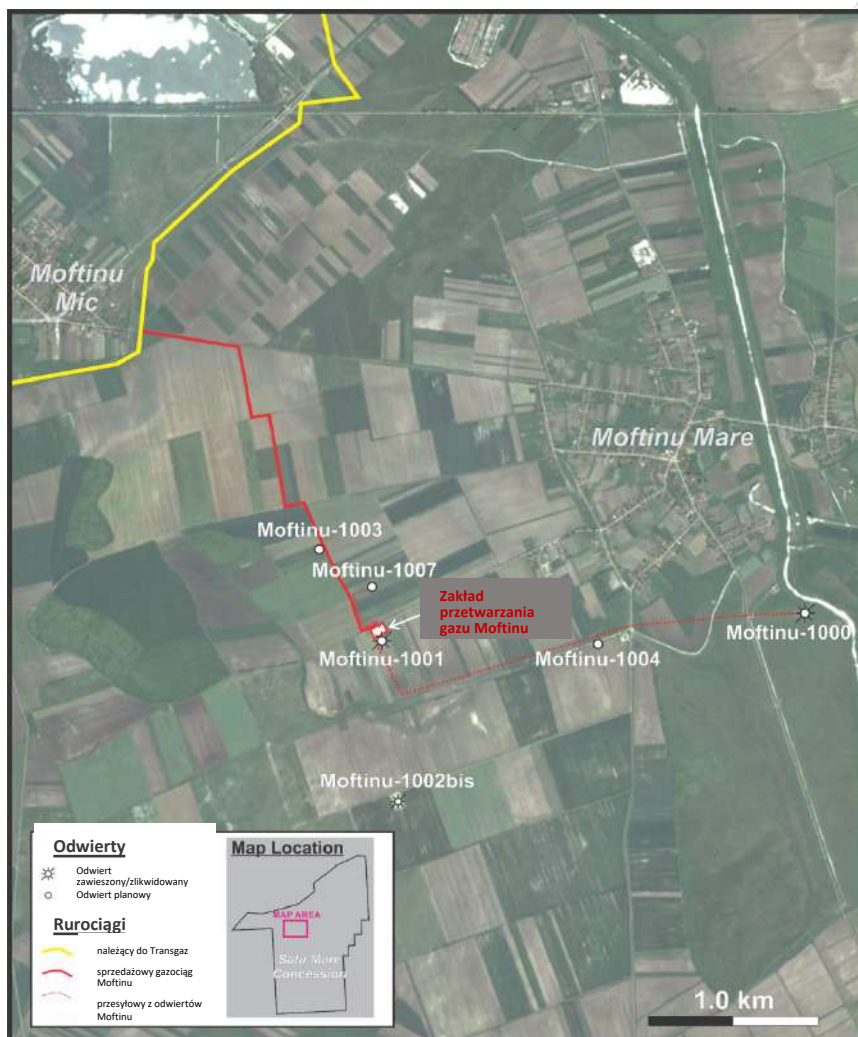
- Wzrasta zużycie gazu na rynku krajowym
- Produkcja krajowa gazu – bez większych zmian
- W miesiącach zimowych gwałtowny wzrost importu gazu, ze względu na konieczność uzupełnienia sezonowych niedoborów
- Brak interkonektorów/transgranicznej sieci przesyłu – w efekcie ceny gazu w Rumunii są wyższe i kształtują się w oderwaniu od cen na rynkach europejskich

źródło: Eurostat Database – dane w ujęciu miesięcznym [nrg_103m] na 12 kwietnia 2019 r.



Rumunia

Projekt Moftinu



Produkcja - uruchomiona w kwietniu 2019 r.

- Trzy odwierty produkcyjne – podłączone, prowadzone wydobyć:
 - Moftinu-1000: testowa wydajność 1,96 MMscf/d
 - Moftinu-1003: testowa wydajność 6,30 MMscf/d
 - Moftinu-1007: testowa wydajność 5,66 MMscf/d

Zagospodarowanie

- Początkowy wydatek gazu: 15,0 MMscf/d (450.000 m³/dziennie)
- Dehydracja i odzyskiwanie NGL/kondensatu
- Wykonano przyłącze (o długości 3,1 km) do systemu przesyłu Transgazu

Potencjał na przyszłość

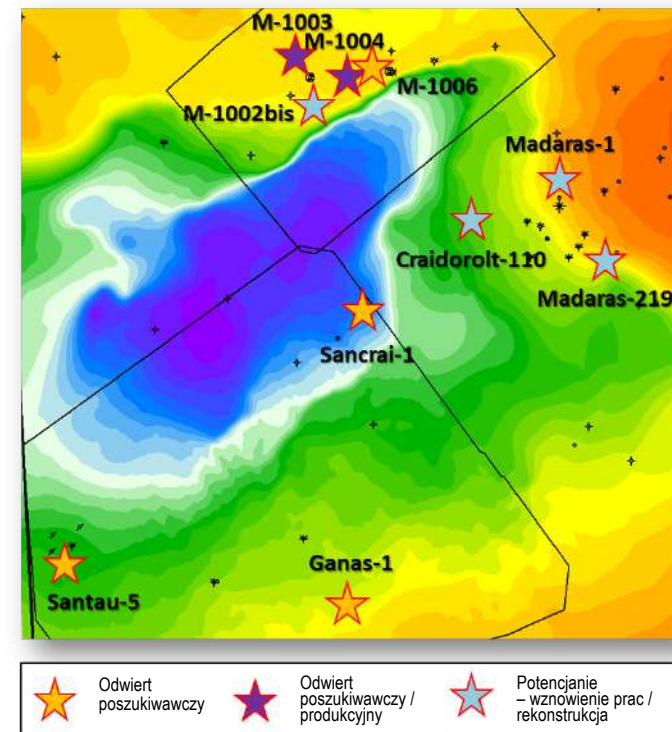
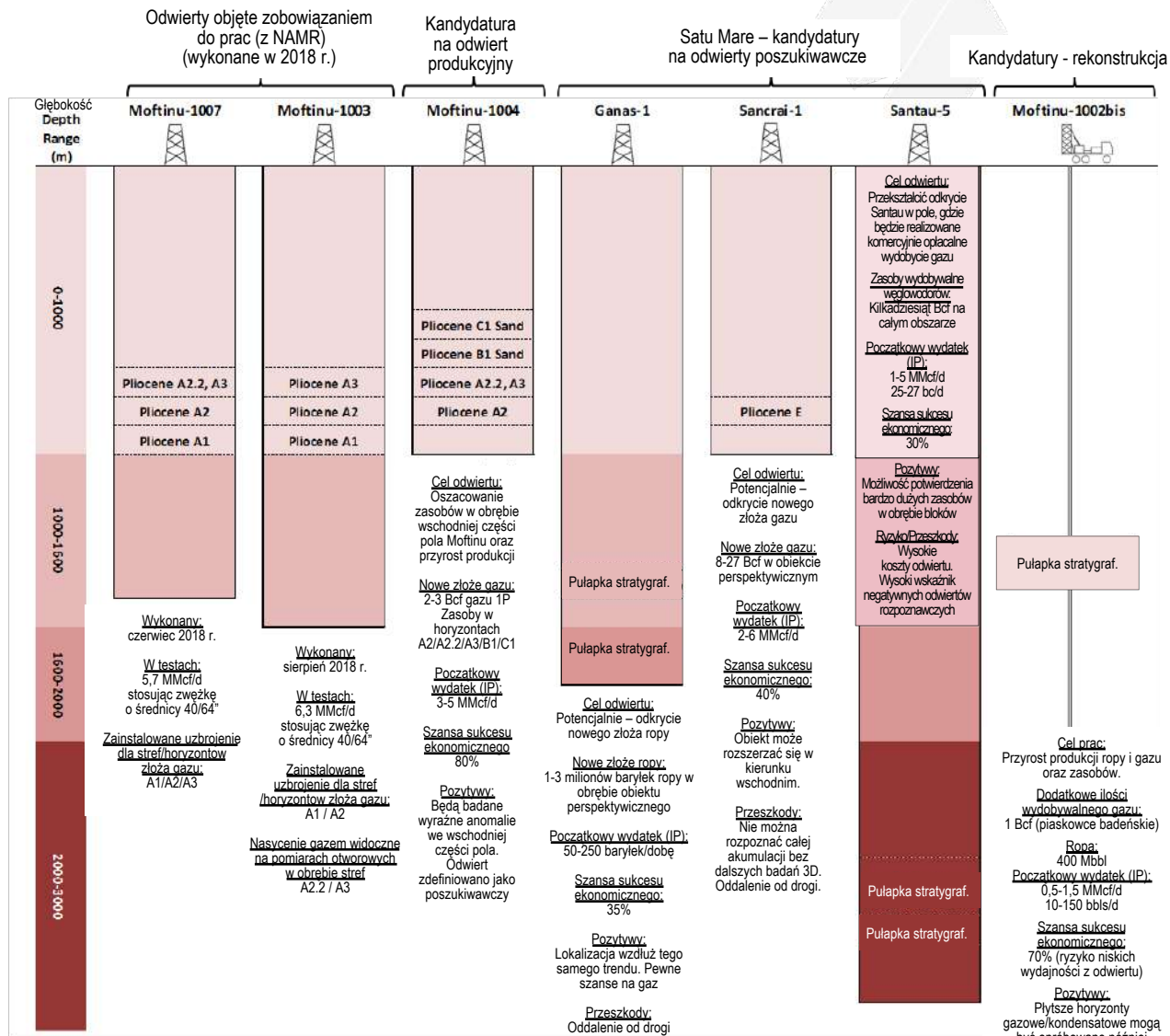
- W badaniach sejsmicznych 3D zidentyfikowano 8 gazonośnych formacji piaskowców w strukturze Moftinu, z których 4 zostały opróbowane
- Dodatkowe odwierty, mające na celu dotarcie do konkretnych formacji - wykonywane będą w zależności od dostępnej przepustowości zakładu



Zakład przetwarzania gazu Moftinu

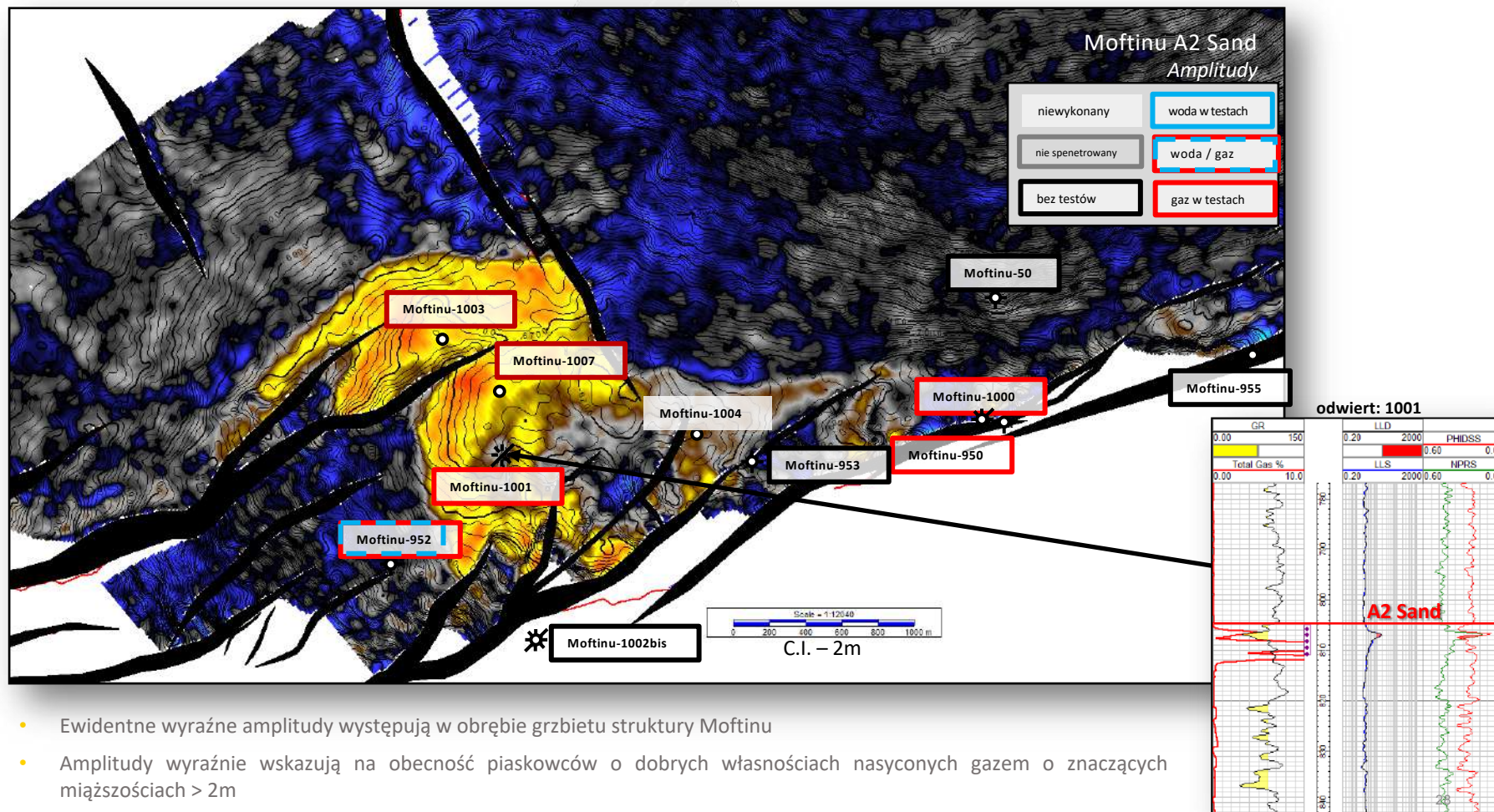


Potencjał poszukiwawczy – co po Moftinu?



Skróty jednostek miary – patrz informacja na ostatnim slajdzie

Sejsmika 3D – wartości uzyskane



- Ewidentne wyraźne amplitudy występują w obrębie grzbietu struktury Moftinu
- Amplitudy wyraźnie wskazują na obecność piaskowców o dobrych własnościach nasyconych gazem o znaczących miąższościach > 2m
- Amplitudy nie pokrywają się całkowicie ze strukturą, co sugeruje obecność w obrębie złoża nieciągłości/barier
- Wiercenia w obrębie obserwowanych amplitud zwiększają znacząco szansę na sukces, ograniczając poziom ryzyka i poprawiając ekonomikę całego cyklu



Szacunkowa operacyjna wartość retroaktywna (netback)

■ Wystarczająco silna gospodarka, aby wytrzymać wahania cen ropy

- Sprzedaż wysokiej jakości ropy w cenie ropy Brent na rynku światowym
- Możliwość eksportu 80% produkcji ropy naftowej, pozostałe 20% przeznaczone obowiązkowo na rynek krajowy
- Atrakcyjne możliwości alokacji kapitału przy niskim ryzyku poszukiwawczym i ryzyku technicznym, zarówno na Sabrii, jak i Chouech

Orientacyjny netback netto dla aktywów tunezyjskich ⁵								
Cena ropy ¹	(USD/bbl)	\$45,00	\$50,00	\$55,00	\$60,00	\$65,00	\$70,00	\$75,00
Cena gazu ¹	(USD/Mcf)	\$6,30	\$7,00	\$7,70	\$8,40	\$9,10	\$9,80	\$10,50
Cena za BOE¹	(USD/boe)	\$43,20	\$48,00	\$52,80	\$57,60	\$62,40	\$67,20	\$72,00
Royalties ²	(USD/boe)	(\$4,67)	(\$5,18)	(\$5,70)	(\$6,22)	(\$6,74)	(\$7,36)	(\$7,68)
Koszty operacyjne ³	(USD/boe)	(\$26,87)	(\$26,87)	(\$26,87)	(\$26,87)	(\$26,87)	(\$26,87)	(\$26,87)
Netback dla pola	(USD/boe)	\$11,66	\$15,95	\$20,23	\$24,51	\$28,79	\$32,97	\$37,45
Podatki (Cash Taxes) ⁴	(USD/boe)	(\$4,35)	(\$5,95)	(\$7,54)	(\$9,14)	(\$10,73)	(\$12,29)	(\$13,96)
AT Netback⁵	(USD/boe)	\$7,31	\$10,00	\$12,69	\$15,37	\$18,06	\$20,68	\$23,49

1. Podane wartości: dla ropy – to zrealizowana średnia cena ropy w eksporcie/na rynku krajowym w naftowym terminalu ładunkowym; dla gazu – założono, że zrealizowana średnia cena rynkowa gazu stanowi 15% ceny ropy. Cena za boe – przyjęto założenie, że w 75% składa się z ceny sprzedaży ropy/w 25% - z ceny sprzedaży gazu, stosując przelicznik 6:1 dla ceny gazu.
2. Założono, że średnia stawka opłat koncesyjnych (royalty) ujęta w cenie boe wynosi 10,6%, zgodnie ze sprawozdaniem finansowym Spółki za III kw. 2019 r.
3. Wyniki Spółki z pola Sabria za I kw. 2019 r. Wyniki I półrocza 2019 r. obejmują koszty przedprodukcyjne na polu Chouech.
4. Obliczono przy założeniu, że średnia ważona efektywna stawka podatkowa wynosi 37,28%, zgodnie z podanymi w raporcie o rezerwach na 31 grudnia 2018 r. wyliczeniami szacowanych przepływów pieniężnych z 2P w latach 2018-2032 w Tunezji (Sabria i Chouech Es Saida).
5. „Netback dla pola” (wartość retroaktywna - ang. Field Netback) lub „AT Netback” (wartość retroaktywna netto po opodatkowaniu - ang. AT Netback) to typowe wskaźniki spoza zasad GAAP, stosowane w sektorze naftowo-gazowym, służące do oceny jednostkowych wyników operacyjnych z poszczególnych aktywów. Więcej informacji i uzgodnienie wskaźników spoza zasad GAAP z najbardziej zbliżonymi do nich wskaźnikami zgodnymi z zasadami GAAP - patrz część „Miary niewystępujące w GAAP” znajdująca się w „Uwagach” do niniejszej prezentacji



Uwagi

dotyczące prezentowanych informacji nt. ropy i gazu

Uwagi dotyczące przedstawionych informacji o rezerwach ropy i gazu. Przedstawione w niniejszym dokumencie dane przygotowano w oparciu o niezależną ocenę i oszacowanie rezerw oraz zasobów warunkowych, przeprowadzone przez RPS według stanu na dzień 31 grudnia 2017 roku („Raport Ewaluatora Rezerw”). Oszacowanie rezerw i zasobów warunkowych zostało przeprowadzone zgodnie ze standardami zawartymi w dokumencie „Kanadyjskie wytyczne do oceny rezerw ropy naftowej i gazu” (ang. *Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook*), stosując definicje rezerw zgodne z Zarządzeniem Krajowym 51-101 „Obowiązki informacyjne dotyczące działalności w sektorze ropy naftowej i gazu” (ang. *National Instrument 51-101 Standards of Disclosure for Oil and Gas Activities*) („NI 51-101”).

BOE. Określenie „baryłka ekwiwalentu ropy” lub „boe” może być mylące, szczególnie jeżeli występuje w oderwaniu od kontekstu. Wszystkie wielkości podane w tej prezentacji wykorzystują przelicznik 6 mcf :1 boe, stanowiący standardowy współczynnik konwersji stosowany w sprawozdawczości sektora naftowo-gazowego, który wynika z metody zakładającej równoważność energetyczną w odniesieniu do danych z pomiarów laboratoryjnych uzyskanych na końcówce palnika, co nie odnosi się do wartości występujących na głowicy.

Prezentacja informacji o OOIP. Określenie „początkowe zasoby złoża” (ang. *original-oil-in-place*, „OOIP”) jest stosowane w wymiennie z „całkowitymi pierwotnymi zasobami geologicznymi” (ang. *total petroleum initially-in-place*, „TPIIP”). Zgodnie z definicją podaną w „Kanadyjskich wytycznych do oceny rezerw ropy naftowej i gazu” TPIIP to taka ilość ropy, która wg szacunków znajduje się w naturalnie występujących akumulacjach. Pod pojęciem TRIIP rozumie się taką ilość ropy, która jest szacowana na dany dzień i znajduje się w rozpoznanych akumulacjach przed rozpoczęciem produkcji plus szacowane ilości w akumulacjach jeszcze nie odkrytych. Część TPIIP zalicza się do zasobów nieodkrytych, w przypadku których nie ma pewności, że jakkolwiek część tych nieodkrytych zasobów zostanie odkryta, zaś w przypadku odkrycia – nie ma żadnej pewności, że będzie możliwe komercyjne wydobycie jakiegokolwiek ich części. W przypadku części TPIIP zaliczanej do zasobów odkrytych, nie ma żadnej pewności, że będzie możliwe komercyjne wydobycie jakiegokolwiek ich części. Znaczna część szacowanej wielkości TPIIP nigdy nie będzie wydobyta.

Lokalizacje otworów. W niniejszej prezentacji obiekty do prowadzenia wierceń zostały zaprezentowane w podziale na trzy kategorie; (i) lokalizacje pewne, (ii) lokalizacje prawdopodobne, (iii) lokalizacje wstępne. Lokalizacje pewne i lokalizacje prawdopodobne zaczerpnięto z Raportu RPS, a oznaczają miejsca wierceń odwiertów udostępniających, odpowiednio, zasoby pewne i/lub prawdopodobne. Lokalizacje wstępne zostały samodzielnie wytypowane w oparciu o obszary perspektywiczne i założenia dotyczące możliwej liczby odwiertów do odwiercenia (na sekcję), bazując na doświadczeniu branży naftowo-gazowej oraz wewnętrznych analizach. Lokalizacje te nie mają przypisanych rezerw ani zasobów. Na siedem lokalizacji do prowadzenia wierceń, 10 to lokalizacje pewne, 9 to lokalizacje prawdopodobne i jedna – wstępna.

Uwagi do informacji o rezerwach. Niniejsza prezentacja podsumowuje informację o posiadanych przez Spółkę rezerwach ropy naftowej i gazu ziemnego, sporządzone w oparciu o Raport Ewaluatora Rezerw. Wszelkie odniesienia do rezerw, występujące w niniejszej prezentacji, bazują na rezerwach brutto, odpowiadających rezerwom przypadającym na łączny udział operacyjny Spółki, bez odliczania opłat koncesyjnych (royalties) i z wliczeniem wszystkich posiadanych przez Spółkę udziałów w przychodach z opłaty koncesyjnej (ang. *royalty interests*). Zaprezentowane w niniejszym dokumencie szacunki wydobycia i rezerw odnoszące się do rezerw ropy naftowej i gazu ziemnego Spółki są jedynie szacunkami i nie ma żadnej gwarancji, że rezerwy te zostaną wydobyte. Rzeczywiste wielkości wydobytej ropy, gazu ziemnego i kondensatu mogą być większe lub mniejsze od przedstawionych oszacowań.

W prezentacji posługiwano się następującymi kategoriami rezerw:

- Rezerwy „potwierdzone” to rezerwy, które można oszacować z wysoką pewnością jako zdatne do wydobycia. Jest wysoce prawdopodobne, że ilości faktycznie pozyskane będą równe oszacowanym lub przewyższą oszacowane rezerwy potwierdzone,
- Rezerwy „prawdopodobne” to dodatkowe rezerwy, w przypadku których szanse wydobycia są niższe niż w przypadku rezerw potwierdzonych. Ilości faktycznie pozyskane mogą z równym prawdopodobieństwem być większe lub mniejsze od sumy oszacowanych rezerw potwierdzonych plus prawdopodobnych,
- Rezerwy „możliwe” to dodatkowe rezerwy, w przypadku których szanse wydobycia są niższe niż w przypadku rezerw prawdopodobnych. Istnieje 10% prawdopodobieństwo, że ilości faktycznie pozyskane będą równe oszacowanym lub przewyższą sumę oszacowanych rezerw potwierdzonych plus prawdopodobnych.



Uwagi (cd.)

dotyczące prezentowanych informacji nt. ropy i gazu

Uwagi dotyczące ropy i gazu

Zasoby Warunkowe. Zasoby warunkowe to szacowane ilości ropy na dany dzień, które potencjalnie są możliwe do wydobycia z rozpoznanych akumulacji za pomocą istniejącej lub rozwijanej technologii, a które nie są obecnie postrzegane jako nadające się do komercyjnego wydobycia ze względu na jedno lub więcej uwarunkowań. Uwarunkowania te stanowią warunki, które muszą zostać spełnione, aby dana część zasobów warunkowych mogła zostać zaklasyfikowana do rezerw i są: (a) właściwe dla konkretnego projektu podlegającego ocenie oraz (b) przyjmuje się, że zostaną rozwiązane w rozsądnych ramach czasowych. Uwarunkowania mogą obejmować czynniki o charakterze ekonomicznym, prawnym, środowiskowym, politycznym i regulacyjnym lub brak rynków. Właściwym jest też klasyfikowanie jako „zasobów warunkowych” szacowanych odkrytych ilości, możliwych do wydobycia, które są związane z projektem w początkowej jego fazie.

Szacunki Zasobów Warunkowych zaczerpnięto z Raportu Ewaluatora Rezerw. Szacunki Zasobów Warunkowych przedstawione w tej prezentacji są jedynie oszacowaniami i nie ma żadnej gwarancji, że zasoby te zostaną wydobyte. Faktycznie pozyskane ilości zasobów warunkowych mogą być większe lub mniejsze niż szacunki podane w niniejszej prezentacji i mogą znacząco od nich odbiegać. Istnieje niepewność w odniesieniu do możliwości komercyjnego wydobycia jakiegokolwiek części tych Zasobów Warunkowych.

Ze względu na naturę zasobów warunkowych ich szacunki mają charakter bardziej spekulacyjny niż szacunki rezerw potwierdzonych, a rozpoczęcie wydobycia wymagać będzie uprzednich wieloletnich i znacznych nakładów inwestycyjnych. Faktyczne lokalizacje odwiertów i ilości, które mogą ewentualnie zostać wydobyte z naszych aktywów mogą się znacząco różnić.

Wyżej wspomniane szacunki zasobów warunkowych obarczone są ryzykiem dotyczącym możliwości ich zagospodarowania. Ryzyka, które mogą wpływać na możliwość zagospodarowania obejmują m.in. (lecz nie w sposób wyczerpujący wszystkie ryzyka): niestabilną sytuację polityczną lub społeczną lub niepokoje, ryzyko geologiczne oraz niepewność dotyczącą zasięgu strefy drenażu odwiertów, niepewność prognozy wydobycia z obszarów z przypisanymi zasobami, potencjalne opóźnienia w zagospodarowywaniu ze względu na ceny surowca, dostępu do kapitału, rynków i/lub zdolności wyeksportowania wydobytych ilości (ang. *take-away capacity*), jak również niepewność związaną z potencjalnym poziomem przepływu w odwiertach i wynikami ekonomicznymi. Określanie ryzyka jest wysoce subiektywnym procesem zależnym od doświadczenia oraz oceny specjalistów i może podlegać zmianom na skutek pojawienia się nowych danych lub interpretacji.

W tej prezentacji posługiwano się następującymi kategoriami w odniesieniu do zasobów warunkowych:

- kategoria *Low Estimate* (niższe szacunki) (lub 1C) - charakteryzuje się co najmniej 90% prawdopodobieństwem (P90), że wielkość faktycznego wydobycia będzie równa ilości szacowanej w ramach *Low Estimate* bądź od niej większa.
- kategoria *Best Estimate* (najlepsze szacunki) ((lub 2C) charakteryzuje się 50% prawdopodobieństwem (P50), że wielkość faktycznego wydobycia będzie równa ilości szacowanej w ramach *Best Estimate* bądź od niej większa.
- kategoria *High Estimate* (wyższe szacunki) (lub 3C) - charakteryzuje się co najmniej 10% prawdopodobieństwem (P10), że wielkość faktycznego wydobycia będzie równa ilości szacowanej w ramach *High Estimate* bądź od niej większa.

Zasadniczo do czynników mogących zmienić szacunki Zasobów Warunkowych należą wiercenia kierunkowe, mogące zmienić oszacowania w górę lub w dół, przyszły rozwój technologii, co może dodatnio wpłynąć na szacunki oraz dodatkowe przetwarzanie, co może skutkować zmianami wielkości wydobycia lub rodzaju produkcji.

Skróty

bbl	baryłka/baryłki	MMcf/d	milion stóp sześciennych dziennie
Mbbl	tyśiąc baryłek	Mscf	tyśiąc standardowych stóp sześciennych
Boe	baryłka ekwiwalentu ropy naftowej	MMscf	milion standardowych stóp sześciennych
MMboe	milion baryłek ekwiwalentu ropy naftowej	Bcf	miliard stóp sześciennych
Boe/d	baryłki ekwiwalentu ropy dziennie	Mboe	tyśiąc boe
Mcf	tyśiąc stóp sześciennych	MMBtu	miliony British Thermal Units (ilość energii potrzebna do podniesienia temperatury 1 lb wody o 1°F)
\$/Mcf	USD za tyśiąc stóp sześciennych	PSI	funty na cal kwadratowy
MMcf	milion stóp sześciennych	US\$	dolar amerykański

