

**Raport bieżący: 47/2020**

**Data: 2020-12-22** g. 08:00

**Skrócona nazwa emitenta: SERINUS ENERGY plc**

**Temat: Aktualizacja informacji o działalności operacyjnej**

Podstawa prawna: Inne uregulowania

**Treść raportu:**

Wobec wymogu art. 62 ust. 8 ustawy o ofercie publicznej [...], zważywszy, że akcje SERINUS ENERGY plc („Spółka”) notowane są na rynku AIM w Wielkiej Brytanii, Kierownictwo Spółki informuje, że poza Rzeczpospolitą Polską przekazywana jest aktualizacja informacji o działalności operacyjnej Spółki.

W związku z procesem pozyskania kapitału ogłoszonym w dniu 26 listopada 2020 r., który zakończył się nadszyskrypcją i pozwolił Spółce na zgromadzenie środków w wysokości 21 mln USD, Serinus nie posiada już zadłużenia do spłaty.

Według stanu na dzień 30 września 2020 r. średnie wydobycie kształtowało się na poziomie 2.415 boe/d, a środki pieniężne z działalności operacyjnej za okres I-III kw. 2020 r. wyniosły 5,9 mln USD, co w połączeniu z niskimi kosztami wydobycia wynoszącymi 8,96 USD/boe sprzyja generowaniu dodatnich przepływów pieniężnych z działalności operacyjnej. Nieobciążony zadłużeniem bilans pozwala Spółce na wykorzystanie szeregu zidentyfikowanych, krótkoterminowych możliwości inwestycyjnych w ramach istniejącego portfela aktywów.

**RUMUNIA**

Prace związane z wykonaniem odwiertu Moftinu-1008 przebiegają zgodnie z planem. Rozpoczęcie prac wiertniczych planowane jest na styczeń 2021 roku. W dniu 10 grudnia 2020 r. pomyślnie zainstalowano w gruncie 16-calową kolumnę wstępną. Głębokość zapuszczenia wyniosła 30 metrów. Proces związany z przemieszczeniem wiertnicy na miejsce odwiertu Moftinu-1008 rozpocznie się wkrótce. Odwiert w strukturze Moftinu zostanie wykonany na głębokość 1.000 metrów, w celu dotarcia do pięciu zidentyfikowanych interwałów piaskowców gazonośnych, w tym do trzech, z których prowadzone jest już wydobycie przez istniejące odwierty produkcyjne Moftinu. Bazując na doświadczeniu z wykonywania poprzednich odwiertów Moftinu, oczekuje się, że prace wiertnicze do docelowej głębokości potrwać około dwóch tygodni. Po jej osiągnięciu Spółka uzbroi i opróbuje odwiert. W przypadku uzyskania pozytywnych wyników, odwiert zostanie podłączony do zakładu przetwarzania gazu Moftinu. Szacowany poziom wydobycia z Moftinu-1008 jest zbliżony do poziomu wydobycia z istniejących odwiertów Moftinu. Spółka i zatrudnieni przez nią wykonawcy dokładają wszelkich starań, aby zapewnić przestrzeganie odpowiednich procedur oraz mitygować obawy związane z pandemią COVID-19. Spółka jest przekonana, że odwiert może zostać wykonany z zachowaniem pełnego bezpieczeństwa i higieny pracy wszystkich zaangażowanych pracowników.

Spółka kontynuuje również przygotowania do wykonania odwiertu Sancrai-1 położonego ok. 7 km na południowy zachód od Moftinu. Wstępne pozwolenia na wiercenia zostały już wydane przez Krajową Agencję ds. Zasobów Mineralnych w Rumunii, lecz wymagają finalnego zatwierdzenia. Na początku 2021 r. mają ruszyć procedury przetargowe związane z wyborem urządzenia wiertniczego. Spółka jest obecnie na etapie uzyskiwania wymaganych pozwoleń środowiskowych i innych. Zgodnie z aktualnym harmonogramem rozpoczęcie prac związanych z wykonaniem odwiertu, zaplanowano na drugi kwartał 2021 r.

Docelowa głębokość tego odwiertu wynosi 1.600 metrów i stanowi ostateczne zobowiązanie, w ramach obecnego etapu prac poszukiwawczych na koncesji Satu Mare. Po ukończeniu odwiertu, Spółka rozpocznie nowy etap prac poszukiwawczych w ramach koncesji.

Perspektywiczne złoża Sancrai zostało zidentyfikowane na podstawie wyników badań sejsmicznych 3D w rejonie Santau pozyskanych przez Spółkę w 2014 roku. W interwale zaobserwowano amplitudę sygnału wraz ze spójnym obrazem struktur i wykazano bezpośredni wskaźnik węglowodorowości („DHI”) analogiczny do odnotowanego w złożu gazowym Moftinu, położonym 7 km na północny wschód. Perspektywiczne złoża Sancrai również rozciąga się na obszarze objętym badaniem sejsmicznym 2D. W wyniku powtórnego przetworzenia danych sejsmicznych 2D z wykorzystaniem analizy zmian amplitudy z offsetem oraz przygotowanej na tej podstawie analizy, stwierdzono anomalię amplitudy w horyzoncie Sancrai, wskazującą na interwał piaskowców gazonośnych. Jest ona analogiczna do amplitudy sygnału i DHI uzyskiwanych na złożu gazowym Moftinu.

Po pomyślnym zakończeniu tego odwiertu, w zależności od wykazanych zasobów, istnieje możliwość wczesnego zagospodarowania potencjału produkcyjnego złoża, przy wykorzystaniu zakładu przetwarzania gazu Moftinu. Jednocześnie Spółka analizuje i opracowuje plany dotyczące nowego zakładu przetwarzania gazu w Sancrai, w celu pełnego zagospodarowania odkrytych zasobów. Prowadzenie dalszych prac poszukiwawczych poza Sancrai jest przewidywane na obszarze Madaras, 9,3 km na południowy wschód od zakładu przetwarzania gazu Moftinu, gdzie potwierdzono występowanie węglowodorów w interwałach późnego miocenu, napotkanych w starszych odwiertach.

## TUNEZJA

Spółka jest w trakcie pozyskiwania zewnętrznych usług serwisowych, by przeprowadzić rekonstrukcję odwiertów i wymianę elektrycznych pomp węgłnych („ESP”) w dwóch z czterech odwiertów produkcyjnych w Chouech Es Saida. Prace związane z rekonstrukcją i wymianą pomp rozpoczęły się 9 grudnia 2020 r. i mają zwiększyć wydobycie z Chouech Es Saida. W styczniu 2021 roku Spółka przeprowadzi również prace rekonstrukcyjne i instalację nowej pompy w celu ustabilizowania i zwiększenia wydobycia z odwiertu EC-1 na koncesji Ech Chouch.

Spółka przygotowała program mechanicznej eksploatacji złoża Sabria, zakładający instalację ESP w celu zwiększenia wydobycia z istniejących odwiertów. W ramach programu, pompy ESP zostaną w pierwszej kolejności zainstalowane w dwóch odwiertach, na których prace wcześniej wstrzymano (SABN-3H i SABW1), a następnie w dwóch eksploatowanych odwiertach (Win-12bis i SABNW-1). Wewnętrzne analizy inżynierii złożowej oraz badania przeprowadzone przez niezależną firmę doradztwa inżynieryjnego wskazują, że montaż pomp ESP we wskazanych powyżej odwiertach pozwoli istotnie zwiększyć wydobycie ze złoża Sabria, przy stosunkowo niskich nakładach inwestycyjnych. Oprócz programu mechanicznej eksploatacji złoża, Spółka zamierza wykonać rekonstrukcję i przebrojenie nieeksploatowanego odwiertu N-2 w celu uruchomienia wydobycia. Odwiert N-2 został uszkodzony w trakcie uzbrajania w 1981 roku, a prace naprawcze nie zostały do tej pory podjęte. Położenie odwiertu N-2 w bliskiej odległości od niezwykle wydajnego odwiertu eksploatacyjnego Win-12bis pozwala sądzić, że jego przebrojenie może przyczynić się do znacznego wzrostu wydobycia.

W Tunezji Spółka niezmiennie koncentruje się na niskonakładowych i wysokochodowych inwestycjach, które mogą bezpośrednio przyczynić się do wzrostu produkcji i zwiększenia przepływów pieniężnych Spółki.

Załącznik do niniejszego raportu bieżącego stanowi treść oryginalnego komunikatu prasowego sporządzonego w języku angielskim, przekazywanego do publicznej wiadomości przez Spółkę w Wielkiej Brytanii oraz zamieszczanego na stronie internetowej Spółki pod adresem [www.serinusenergy.com](http://www.serinusenergy.com)



22 December 2020

Press Release

## Operational Update

---

**Jersey, Channel Islands, 22 December 2020** -- Serinus Energy plc ("**Serinus**", or the "**Company**") (AIM:SENX, WSE:SEN) is pleased to provide an operational update.

Following the oversubscribed fundraise announced on 26 November 2020, in which the Company raised US\$21 million, Serinus has retired all of its outstanding debt.

As at 30 September 2020, average production was 2,415 boe/d and funds from operations for the period was \$5.9 million, which combined with a low production expense of \$8.96 / boe continues to support positive operating cashflow. In conjunction with its debt-free balance sheet, the Company is now able to fully capitalise on a pipeline of identified, near-term opportunities within its existing portfolio of assets.

### Romania

The drilling of the Moftinu-1008 well is proceeding as planned with an expected spud date in January 2021. On 10 December 2020, the 16-inch conductor pipe was successfully installed to a depth of 30 metres. The mobilization order for the movement of the drilling rig to the Moftinu-1008 wellsite is imminent. The well will be drilled to a depth of 1,000 metres in the Moftinu structure and is targeting five identified gas-sand intervals, three of which have been tested and are producing from the current Moftinu production wells. Based on drilling experience from previous Moftinu wells, drilling time is expected to be approximately two weeks to target depth. Once at target depth the Company will complete the well and conduct a well test programme. Upon a successful well test programme the Moftinu-1008 well will be tied into the Moftinu Gas Plant. The Moftinu-1008 well is expected to produce at similar levels to the existing Moftinu production wells. The Company and its contractors have worked diligently to ensure that proper protocols are in place to deal with the uncertainty regarding the COVID-19 pandemic and Serinus remains confident the well can be drilled while maintaining safe protocols for all employees and contractors during the drilling programme.

The Company is also advancing the preparations to drill the Sancrai-1 well located approximately 7km to the south west of Moftinu. Initial drilling permits have been granted by the National Agency for Mineral Resources for approval and the process of rig selection and tendering will commence in early 2021. The Company is now proceeding to obtain environmental and other required permits. The current Company timeline is to commence drilling this well in Q2 2021.

The target depth of this well is 1,600 metres and would be the final work commitment required under the current exploration phase of the Satu Mare Concession, following which the Company would then enter a new exploration phase on the concession.

The Sancrai prospect is mapped on the Santau 3D seismic dataset acquired by the company in 2014. The target interval is characterized by a structurally conformable seismic amplitude response, providing a direct-hydrocarbon indicator (“DHI”) analogous to the Moftinu gas field which lies 7km to the northeast. The Sancrai prospect also extends into an area of 2D seismic coverage and reprocessing of the 2D seismic data with an amplitude variation with offset compliant workflow, and the resulting analysis, has identified an amplitude anomaly at the Sancrai horizon consistent with a gas filled sandstone interval. This is similar to the known gas response and DHI at the Moftinu gas field.

Upon successful completion of this well, and depending upon the resources demonstrated to be present, there is the option of an early production development using the future capacity at the Moftinu Gas Plant, while the Company assesses and develops plans for a new gas plant at Sancrai to fully develop the discovered resources. Further exploration work beyond Sancrai is anticipated across the Madaras area, 9.3km to the south-east of Moftinu gas plant, where there are proven hydrocarbons in late Miocene intervals encountered in legacy wells.

### Tunisia

The Company is in the process of mobilizing external well services to conduct workovers and replace electrical submersible pumps (“ESPs”) into two of the four producing wells at Chouech Es Saida. These workovers and pump replacements were initiated on 9 December 2020 and are anticipated to result in increased production from Chouech Es Saida. The Company will also be performing a workover and new pump installation to stabilise and enhance production at the EC-1 well in the Ech Chouch concession in January 2021

At the Sabria field, the Company has identified an artificial lift programme to install ESPs in order to increase the production from its existing producing wells. This programme will initially install ESPs in two currently suspended wells (SABN-3H and SABW1) and later into two currently producing wells (Win-12bis and SABNW-1). Internal reservoir engineering work combined with a study by an independent engineering consultancy firm estimates that the installation of ESPs in these wells will substantially increase production from the Sabria field for a relative low capital outlay. In addition to the artificial lift programme, the Company is looking to perform a workover and recompletion of the suspended N-2 well in order to bring this well into production. The N-2 well was damaged during completion when it was drilled in 1981 and remedial work to repair the well has never been undertaken. Given the proximity of this well to the strong producing Win-12bis well, the Company believes that re-completion of this well could result in significant incremental production.

The Company’s capital allocation in Tunisia remains focused on low-capital, high-return production enhancements that can contribute directly to the Company’s growing production and cash flow profile.

### **About Serinus**

*Serinus is an international upstream oil and gas exploration and production company that owns and operates projects in Tunisia and Romania.*

For further information, please refer to the Serinus website ([www.serinusenergy.com](http://www.serinusenergy.com)) or contact the following:

<b>Serinus Energy plc</b>	+44 208 054 2859
Jeffrey Auld, Chief Executive Officer	
Andrew Fairclough, Chief Financial Officer	
Calvin Brackman, Vice President, External Relations & Strategy	
<b>Arden Partners plc</b> (Nominated Advisor & Joint Broker)	+44 207 614 5900
Paul Shackleton / Dan Gee-Summons (Corporate Finance)	
Tim Dainton (Equity Sales)	
<b>Shore Capital Stockbrokers Limited</b> (Joint Broker)	+44 207 408 4090
Toby Gibbs / John More (Corporate Advisory)	
Jerry Keen (Corporate Broking)	
<b>Camarco</b> (Financial PR - London)	+44 203 781 8334
Billy Clegg	
Owen Roberts	
<b>TBT i Wspólnicy</b> (Financial PR - Warsaw)	+48 602 214 353
Katarzyna Terej	

**Translation:** *This news release has been translated into Polish from the English original.*

**Forward-looking Statements** *This release may contain forward-looking statements made as of the date of this announcement with respect to future activities that either are not or may not be historical facts. Although the Company believes that its expectations reflected in the forward-looking statements are reasonable as of the date hereof, any potential results suggested by such statements involve risk and uncertainties and no assurance can be given that actual results will be consistent with these forward-looking statements. Various factors that could impair or prevent the Company from completing the expected activities on its projects include that the Company's projects experience technical and mechanical problems, there are changes in product prices, failure to obtain regulatory approvals, the state of the national or international monetary, oil and gas, financial, political and economic markets in the jurisdictions where the Company operates and other risks not anticipated by the Company or disclosed in the Company's published material. Since forward-looking statements address future events and conditions, by their very nature, they involve inherent risks and uncertainties and actual results may vary materially from those expressed in the forward-looking statement. The Company undertakes no obligation to revise or update any forward-looking statements in this announcement to reflect events or circumstances after the date of this announcement, unless required by law.*