

MACIEJ KALISKI*, MARCIN KRUPA**, STANISŁAW RYCHLICKI*, JAKUB SIEMEK*,
ANDRZEJ P. SIKORA***

Estymacje kosztów otworów poszukiwawczych i wydobywczych dla złóż ropy i gazu w basenach geologicznych w Polsce

Wprowadzenie

Wiercenia otworów w celu poszukiwań lub wydobycia węglowodorów to skomplikowana i wieloaspektowa działalność, której zmienność w sensie kosztowym jest pochodną bardzo wielu różnorodnych czynników. Wprawdzie ogólne fizyczne podstawy procesu wierceń są niemalże takie same na całym świecie, to zmienne warunki geologiczne, zróżnicowane doświadczenie operatorów sprzętu wiertniczego, inna dostępność tegoż sprzętu, różne specyfikacje i przeznaczenie danych otworów, jak również dziesiątki innych elementów prowadzą do dużego rozwarstwienia efektywności kosztowej tego obszaru (Kaliski i in. 2012). Z tego powodu estymacje kosztów otworów, jak również i próby ich benchmarkingu są często trudne do wykonania i dają mało przekonujące wyniki. Z drugiej strony koszty wierceń wraz z wykończeniem otworów stanowią dziś nierzadko 80% i więcej ogólnej sumy ponoszonych nakładów inwestycyjnych w projektach poszukiwawczo-wydobywczych, dlatego precyzyjne szacunki tych wielkości są fundamentalnie ważne dla zbudowania wiarygodnych i rzetelnych biznes planów dla tego typu przedsięwzięć.

Celem niniejszej pracy jest przegląd metod i sposobów estymacji kosztów otworów wiertniczych stosowanych na rynkach międzynarodowych (głównie na rynku północnoamerykańskim) oraz próba aplikacji wybranej metody lub metod dla dostępnych danych

* Prof. dr hab. inż., *** Dr inż., AGH Akademia Górniczo-Hutnicza w Krakowie, Katedra Inżynierii Gazowniczej; e-mail: kaliski@wnaft.agh.edu.pl

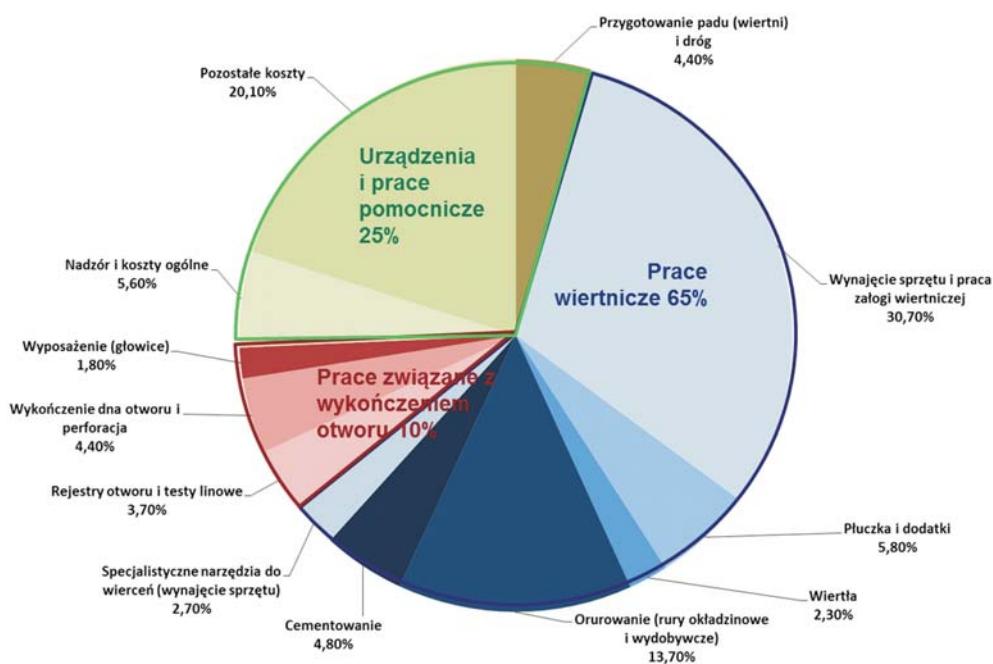
** Mgr, Instytut Studiów Energetycznych sp. z o.o. Warszawa

odnośnie tego typu kosztów w basenach geologicznych w Polsce (Nagy, Siemek 2010; Kaliski i in. 2012), która pozwoli na wstępne oszacowanie przydatności tego typu estymacji dla modelowania i benchmarkingu efektywności prac poszukiwawczych i wydobywczych w naszym kraju.

W pewnym uproszczeniu koszty otworów wiertniczych można podzielić na osiem głównych kategorii kosztowych, z których każda może teoretycznie (i praktycznie) podlegać oddzielnym procedurom prognostycznym (Kaiser 2007):

1. Przygotowanie padu.
2. Mobilizacja wiertnicy i budowa wiertni.
3. Wiercenie.
4. Wyciąganie i wpuszczanie zestawu wiertniczego.
5. Badania i pomiary otworowe.
6. Orurowanie i cementowanie.
7. Wykończenie otworu.
8. Ewentualne problemy z wierceniami.

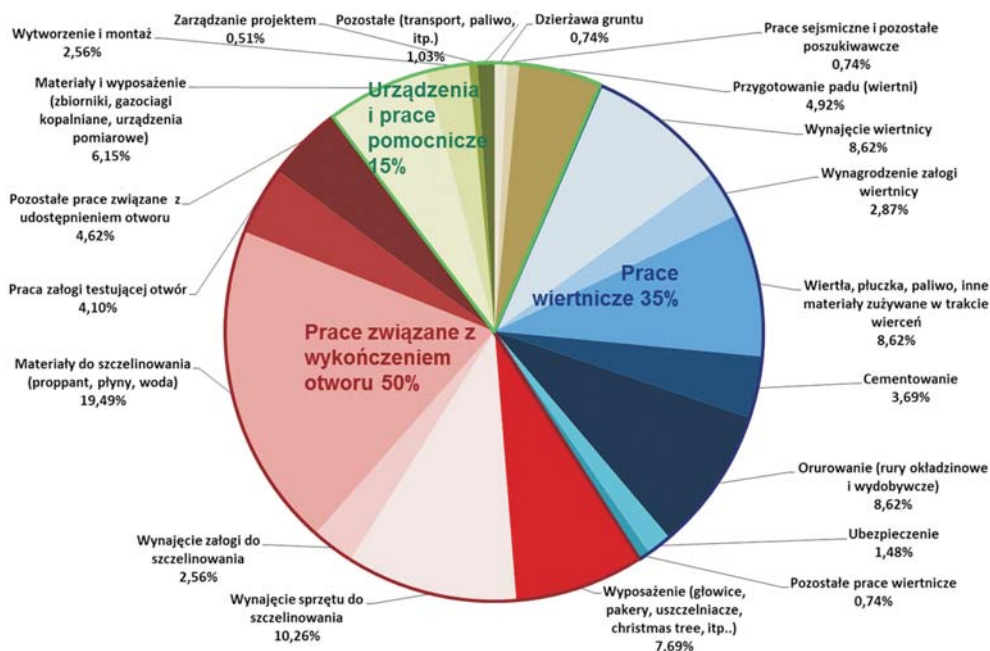
Większość z powyższych kategorii można jeszcze dzielić na mniejsze kategorie i wyliczać procentowy udział poszczególnych komponentów w całości (rys. 1 i 2).



Rys. 1. Typowa struktura kosztów otworu wiertniczego dla złóż konwencjonalnych

Źródło: Independent Petroleum...

Fig. 1. Typical structure of oil well cost for conventional resources



Rys. 2. Typowa struktura kosztów otworu wiertniczego dla złóż niekonwencjonalnych
Źródło: IHS Global Insight (USA) 2011

Fig. 2. Typical structure of oil well cost for unconventional resources

Pozwala to skupić się na kluczowych kategoriach, takich jak np. wynajęcie sprzętu i praca załogi czy też orurowanie i identyfikować najważniejsze zmienne całego procesu – np. czas wierceń czy głębokość otworu.

Na poziomie poszczególnych przedsiębiorstw poszukiwawczo-wydobywczych benchmarking i planowanie kosztowe są z reguły oparte na wypracowanych na różnorodnych złożach doświadczeniach i próbach optymalizacji technicznej i kosztowej całości procesu. Zazwyczaj jeden lub kilka parametrów procesu wierceń, znajdujących się pod kontrolą człowieka, ma kluczowy wpływ na objęte pomiarem zmienne, takie jak postęp wiercenia czy też jego koszt przypadający na metr bieżący. Do najczęstszych składowych, którymi zarządza inżynier prowadzący wiercenia należą:

- dobór rodzaju świda,
- dobór odpowiedniej płuczki (ciężar płuczki),
- optymalizacja prac pomp płuczki,
- optymalizacja prędkości pracy stołu obrotowego.

Typowe wzory pomocne przy pracach optymalizacyjnych odnoszą się do kosztów wierceń (1a) i (1b) oraz energii potrzebnej do usunięcia skały w otworze (2) (Bourgoyne i in. 2003):

$$C_{fi} = \frac{C_{bi} + C_r \cdot (T_{bi} + T_{ci} + T_{ti})}{\Delta D_i} \quad (1a)$$

gdzie:

- C_{fi} – koszt wierceń np. w USD/stopę lub USD/metr dla danego wiertła,
- C_{bi} – koszt świda i np. w USD dla danego świda,
- C_r – operacyjny koszt stały wiertnicy w np. w USD/h
(ta wielkość powinna obejmować wszystkie koszty stałe wiertni – nie tylko stawkę kontraktora),
- T_{bi} – czas aktywnej pracy świda (wiercenia otworu) w godzinach dla danego świda,
- T_{ci} – czas nieaktywnej pracy świda (połączeń rur wiertniczych) w godzinach dla danego świda a ,
- T_{ti} – czas na pełną wymianę zestawu wiertniczego w godzinach dla danego świda,
- DD_i – długość odwierconego odcinka w stopach lub w metrach dla danego świda.

$$TDC = \sum_{i=1}^n C_{fi} \cdot \Delta D_i \quad (1b)$$

gdzie:

- TDC – całkowity koszt wiercenia otworu,
- C_{fi} – koszt wierceń np. w USD/stopę lub USD/metr dla danego świda,
- DD_i – długość odwierconego odcinka w stopach lub w metrach dla danego świda,
- n – liczba świdrów (przebiegów z pełną wymianą zestawu) potrzebnych do wywiercenia całego otworu.

$$E = \frac{4 \cdot WOB}{\pi D_b^2} + \frac{480NT}{ROP \cdot D_b^2} \quad (2)$$

gdzie:

- E – energia potrzebna do zwiercania skały, dąży do minimum,
- WOB – masa dociskająca świder (masa kołnierza świda) w funtach (kilogramach),
- D_b – średnica świda w calach (centymetrach),
- N – częstotliwość obrotów świda w obrotach na minutę (rpm),
- T – moment obrotowy siły w funto-stopach (niutonometrach w SI),
- ROP – tempo penetracji skały w stopach na godzinę (metrach na godzinę).

Na bazie wzoru (2) przeprowadzane są testy tempa zwiercania skały skutkujące optymalizacją parametrów częstotliwości obrotu stołu, masy kołnierza, dostarczonej energii i tempa zwiercania skały, dążąc do minimalizacji kosztów całego procesu.

Do wyliczeń całości kosztów otworu wiertniczego wzory (1a) i (1b) wymagają rozbudowania o parametry uwzględniające pozostałe składowe procesu wierceń i wykończenia odwiertu (3a) i (3b), w tym także koszty „lokalnych” społeczności, do których należy zaliczyć min. koszty nabycia praw do gruntu, zabezpieczenia i/lub rozbudowy lokalnej infrastruktury (drogi, ujęcia wodne, itp.) oraz zaspokojenia ewentualnych roszczeń i opanowania sytuacji kryzysowych (Anyadiegwu 2012; An International Journal... 2012).

$$C_{fpi} = \frac{C_{bi} + C_{ai} + C_{mi} + C_r \cdot (T_{bi} + T_{ci} + T_{ti})}{\Delta D_i} \quad (3a)$$

gdzie:

- C_{fpi} – koszt wierceń (uzupełniony) np. w USD/stopę lub USD/metr dla danego świda,
- C_{bi} – koszt wiertła i np. w USD dla danego świda,
- C_{ai} – koszt dodatkowego sprzętu (np. silników na końcu zestawu wiertniczego) np. w USD dla danego świda,
- C_{mi} – koszt płuczki np. w USD dla danego świda,
- C_r – operacyjny koszt stały wiertnicy w np. w USD/h (ta wielkość powinna obejmować wszystkie koszty stałe wiertni – nie tylko stawkę kontraktora),
- T_{bi} – czas aktywnej pracy świda (wiercenia otworu) w godzinach dla danego świda,
- T_{ci} – czas nieaktywnej pracy świda (połączeń rur wiertniczych) w godzinach dla danego świda,
- T_{ti} – czas na pełną wymianę zestawu wiertniczego w godzinach dla danego świda,
- ΔD_i – długość odwierconego odcinka w stopach lub w metrach dla danego świda.

$$TDC_p = \sum_{i=1}^n C_{fpi} \cdot \Delta D_i + C_c + C_h \quad (3b)$$

gdzie:

- TDC_p – całkowity koszt wiercenia otworu (uzupełniony),
- C_{fpi} – koszt wierceń np. w USD/stopę lub USD/metr dla danego świda,
- ΔD_i – długość odwierconego odcinka w stopach lub w metrach dla danego świda,
- n – liczba świdrów (przebiegów z pełną wymianą zestawu) potrzebnych do wywiercenia całego otworu,
- C_c – koszt wykończenia otworu, w tym szczelinowania,
- C_h – koszt lokalnych społeczności.

Kalkulacja kosztów otworów z wykorzystaniem wzorów (3a) i (3b) opiera się głównie na informacjach i doświadczeniach pozyskanych w trakcie prac wiertniczych przez daną firmę poszukiwawczo-wydobywczą, które stanowią jej *know-how* i z reguły są objęte jak najściślej ochroną jako jedno z jej najcenniejszych zasobów intelektualnych. Im więcej posiadanych danych i zgromadzonych doświadczeń tym dokładniejsze i bardziej wiarygodne powinny być przygotowane estymacje i projekcje.

Metoda ta ma jednak ograniczone zastosowanie w przypadku podmiotów, które dopiero rozpoczynają swą działalność w branży poszukiwań i wydobycia węglowodorów, tudzież dla obliczeń do celów naukowych, gdzie dostępność szczegółowych danych kosztowych jest z reguły mocno limitowana. W tych przypadkach pozostaje alternatywny sposób oparty na wykorzystaniu zagregowanych danych kosztowych zebranych od różnorodnych firm wiertniczych, z różnorodnych lokalizacji i typów otworów. Informacje te są następnie obrabiane w procesie modelowania statystycznego w celu wyłonienia „kluczowych” zmiennych najlepiej opisujących koszty otworów wiertniczych. Prowadzony przez niezależne, profesjonalne organizacje branżowe benchmarking na poziomie statystycznym pozwala uniknąć problemów z poufnością danych, a uczestniczące w programie podmioty mają dostęp do możliwie najszerzej bazy kosztowej, pozwalającej na ocenę własnych osiągnięć na tle całej branży.

Do głównych benchmarków kosztowych wykorzystywanych w przemyśle naftowym należą:

- JAS – *joint association survey*, badanie prowadzone od 1954 roku łącznie przez American Petroleum Institute, Independent Petroleum Association of America, i Mid-Continent Oil & Gas Association. JAS wykonywany jest na podstawie corocznej kwerendy rozsyłanej do operatorów na terenie całych Stanów Zjednoczonych, z blisko 40–50% odsetkiem odpowiedzi zwrotnych obejmujących około 40–60% ilości otworów i wywierconego metrażu w danym roku (Kaiser 2007).
- MRI – *mechanical risk index*, stworzona w latach osiemdziesiątych ubiegłego wieku przez inżynierów z koncernu Conoco miara, która ma za zadanie porównywać ryzyko i kompleksowość realizowanego otworu, a przez to pośrednio także jego koszty. Wskaźnik ten bazuje na sześciu podstawowych parametrach, takich jak głębokość całkowita, długość odcinka poziomego, odchylenie od pionu, głębokość wody (dla *offshore*), ilość kolumn rur, tudzież gęstość płuczki na dnie otworu. Całość wyliczeń bazuje na sekwencji sześciu rozbudowanych wzorów wykorzystujących również przypisane do poszczególnych klas otworów (stopnia trudności) wagi.
- Wskaźniki trudności otworu – DI (*difficulty index*), trudności otworu kierunkowego – DDI (*directional difficulty index*) oraz odwołujący się w swej konstrukcji do wzoru (2) wskaźnik mechanicznej energii specyficznej – MSE (*mechanical specific energy*), które podobnie jak indeks MRI opisują kompleksowość i trudność danego otworu, implikując jego potencjalne koszty. Tak jak w przypadku wskaźnika MRI do wyliczeń wykorzystuje się podobny zestaw danych technicznych (poszerzonych o trajektorię wierceń, gradienty temperatury i ciśnienia, typy otworów oraz moc urządzeń

wiertniczych i doświadczenie załogi) oraz podzielone na przedziały (klasy trudności) głębokości i miąższości docelowych formacji.

Prezentowane w ramach badań JAS wyniki są podzielone według typu otworu wiertniczego (poszukiwawczy, rozpoznawczy, produkcyjny), geograficznej lokalizacji (*onshore*, *offshore*), rodzaju eksploatowanych węglowodorów (ropa naftowa, gaz ziemny), kierunku drążenia (pionowe, kierunkowe, poziome) (Joint Association... 2006). Główną zmienną jest głębokość otworu liczona od powierzchni, aż do dna otworu (w przypadku otworów poziomych również odcinek poziomy). Dane są prezentowane w interwałach głębokości: płytszych co 1250 stóp (381 m), głębszych co 2500 stóp (762 m). Płytkie otwory poniżej 1250 stóp (380 m) i bardzo głębokie powyżej 20000 stóp (6100 m) nie są brane pod uwagę (płytsze – mniej niż 380 m – otwory z uwagi na marginalne znaczenie dla poszukiwań i wydobycia, a bardzo głębokie – powyżej 6100 m – z racji niewielkiej liczebności, nie dającej odpowiednio reprezentacyjnej próby do wyznaczenia średnich wartości). Analiza danych dla otworów na lądzie (*onshore*) dla wszystkich typów odwiertów i rodzajów eksploatowanych węglowodorów dla danych z roku 2003 wskazuje na występowanie nieliniowej zależności pomiędzy średnimi kosztami a głębokością (średnią z próby w danym przedziale) (Joint Association).

Dane prezentowane w tabeli 1 dotyczą wszystkich otworów *onshore* wykonywanych w 2003 na rynku amerykańskim, w tym również dla węglowodorów ze źródeł niekonwencjonalnych, ale rzeczywisty postęp w technologii i ilości otworów poszukiwawczych

TABELA 1

Średnie koszty otworów na lądzie dla poszukiwań i wydobycia ropy i gazu odwierconych w Stanach Zjednoczonych w 2003 roku

TABLE 1

Average costs of oil and gas onshore wells drilled in the US during the year 2003

Przedział głębokości		Przedział głębokości		Średnia głębokość w przedziale	Średnia głębokość w przedziale	Średni koszt
stopy	stopy	metry	metry	stopy	metry	mln USD (2003)
1 250	2 499	381	762	1 826	557	0,227
2 500	3 749	762	1 143	3 162	964	0,267
3 750	4 999	1 143	1 524	4 359	1 329	0,300
5 000	7 499	1 524	2 286	6 272	1 912	0,543
7 500	9 999	2 286	3 048	8 572	2 613	1,010
10 000	12 499	3 048	3 810	11 087	3 379	2,033
12 500	14 999	3 810	4 572	13 424	4 092	2,949
15 000	17 499	4 572	5 334	15 969	4 867	5,168
17 500	19 999	5 334	6 096	18 526	5 647	11,177

Źródło: Joint Association... 2006

i produkcyjnych dla gazu i ropy ze źródeł niekonwencjonalnych rozpoczął się dopiero po roku 2006, więc udział tego rodzaju odwiertów w prezentowanej próbie jest niewielki.

Zależność ową można opisać wzorem na funkcję wykładniczą (4)

$$\Phi_w = a \exp^{bd} \quad (4)$$

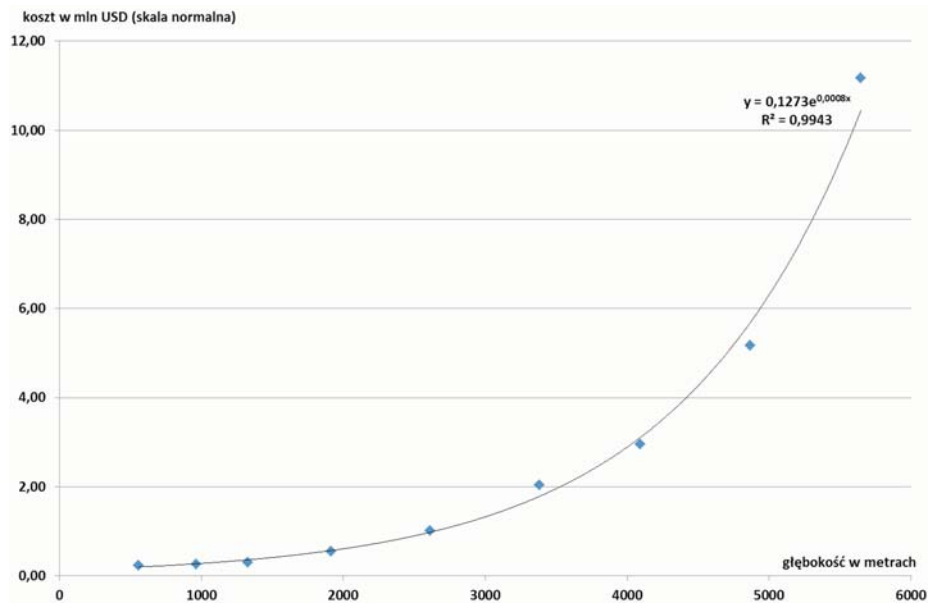
gdzie:

- Φ_w – pełne koszty odwierconego i wykończonego otworu wiertniczego,
- a, b – stałe parametry funkcji oszacowane do danej próby
(zależne głównie od lokalizacji i warunków geologicznych),
- d – głębokość otworu wiertniczego.

Przeniesienie danych z tabeli 1 do wykresów (por. rys. 3 i 4), gdzie jako zmienna opisująca na osi odciętych znajduje się głębokość, a jako zmienna opisywana (oś rzędnych) koszty otworów wraz z doborem funkcji wykładniczej wskazuje na bardzo dobre dopasowanie statystyczne danych z rynku amerykańskiego do prezentowanej we wzorze (4) funkcji – współczynnik determinacji R^2 wskazujący na jakość dopasowania modelu wynosi aż 0,9943. Przy zastosowaniu skali logarytmicznej dla wartości kosztowych uzyskujemy linię prostą. Dane dla pozostałych lat (1976–2002) również wykazują się wysokim stopniem dopasowania o wartości współczynnika R^2 nie niższej niż 0,984¹.

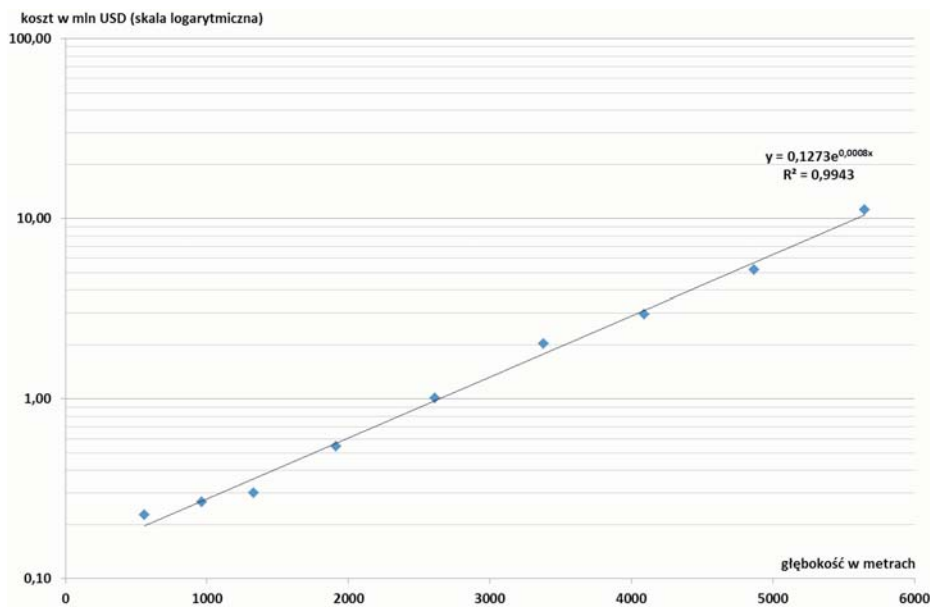
Dostępne autorom niniejszej pracy dane dotyczące kosztów otworów wiertniczych w Polsce nie zawierają wystarczającej ilości informacji, które pozwoliłyby na zastosowanie bardziej rozbudowanych wskaźników oceny trudności i kompleksowości odwiertów takich indeks MRI, DDI, DI czy MSE. Mając do dyspozycji dane odnośnie kosztów i głębokości 35 otworów wiertniczych wykonywanych na obszarze Polsce w latach 2010–2011 możemy, jednakowoż, sprawdzić przydatność równania (4) wykorzystywanego do badania zależności pomiędzy głębokością docelowych pokładów a kosztami. Zakres głębokości otworów wierconych we wspomnianym okresie w naszym kraju mieści się w przedziale od 1200 do 6450 metrów, przy czym graniczną (dla amerykańskich badań) wartość 6100 metrów przekracza tylko jeden otwór. Uzyskane wyniki i estymowane wartości funkcji prezentują wykresy na rysunkach 5 i 6. Wyraźnie widać, że dopasowanie uzyskanej funkcji wykładniczej do danych jest mniejsze niż w przypadku rynku amerykańskiego, ale statystycznie wciąż bardzo istotne – współczynnik determinacji R^2 wynosi 0,7913. Jest to, z oczywistych względów, pochodną znacznie mniejszej próby statystycznej wykorzystanej do oszacowania. Na rynku amerykańskim wierce się rocznie około 2000 otworów, więc na jeden przedział głębokości przypada od 100 do ponad 300 odwiertów. Na naszym rynku na całość odwierconej głębokości przypadało w badanym okresie zaledwie około 40 otworów, więc każdy niestandardowy odwiert powoduje daleko większe zaburzenie uzyskiwanych wyników niż w przypadku około 50-krotnie większej próby charakteryzującej rynek amerykański.

¹ Por. Ibid



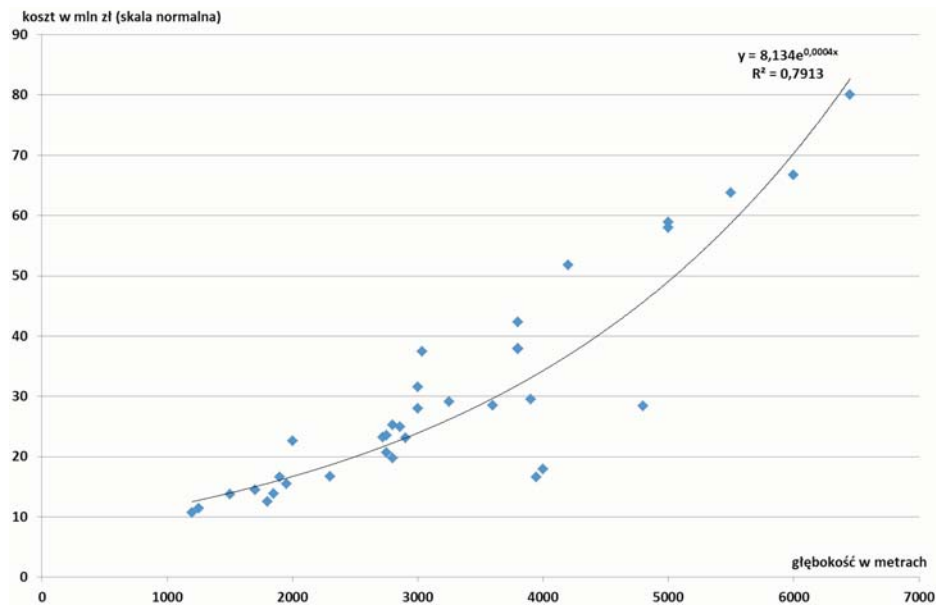
Rys. 3. Koszty otworów na rynku amerykańskim jako funkcja głębokości (skala normalna)
Źródło: obliczenia własne na podstawie danych z tabeli 1

Fig. 3. Oil and gas well costs in US as a function of depth (normal scale)



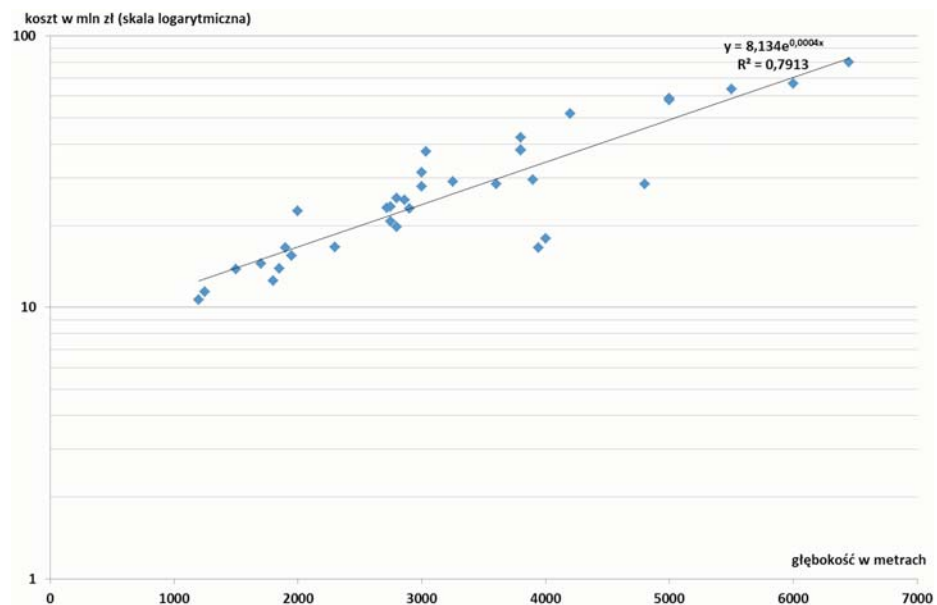
Rys. 4. Koszty otworów na rynku amerykańskim jako funkcja głębokości (skala logarytmiczna)
Źródło: obliczenia własne na podstawie danych z tabeli 1

Fig. 4. Oil and gas well costs in US as a function of depth (logarithmic scale)



Rys. 5. Koszty otworów na rynku polskim jako funkcja głębokości (skala normalna)
Źródło: obliczenia własne na podstawie posiadanych danych

Fig. 5. Oil and gas well costs in Poland as a function of depth (normal scale)



Rys. 6. Koszty otworów na rynku polskim jako funkcja głębokości (skala logarytmiczna)
Źródło: obliczenia własne na podstawie posiadanych danych

Fig. 6. Oil and gas well costs in Poland as a function of depth (logarithmic scale)

Podsumowanie

W związku z powyższym przydatność utworzonego na bazie równania (4) modelu do estymacji kosztów wierceń na podstawie głębokości docelowych formacji w Polsce jest mniejsza niż na rynku amerykańskim, ale nadal bardzo wysoka – aż 80% zmienności kosztów otworów wiertniczych może być objaśniane przez parametr głębokości na podstawie opracowanego modelu. W przypadku analiz wykonywanych poza przedsiębiorstwami prowadzącymi prace poszukiwawczo-wydobywcze może to być jedyne dostępne narzędzie do szacunkowych obliczeń kosztów otworów wiertniczych dla poszczególnych basenów geologicznych i docelowych głębokości.

Wydaje się, że wysokość kosztów wydobycia gazu w USA, która wiąże się z ceną tego surowca, w niedalekiej przyszłości będzie także istotna nie tylko dla gospodarki USA ale także dla krajów UE, z uwagi na plany eksportu gazu (LNG) z USA do UE. Analizując zmiany na globalnym rynku gazu ziemnego w ostatnich latach widoczny jest wzrost znaczenia obrotu gazem skroplonym. W najbliższych latach, mając na uwadze obecnie realizowane inwestycje (terminalne skraplające/terminalne regazyfikujące), udział LNG powinien wrosnąć w międzynarodowym handlu gazem ziemnym (Siemek i in. 2011a, b).

LITERATURA

- Anyadiegwu C.I.C., 2012 – Comprehensive Approach to Oil Well Drilling Cost Estimation. AFRREV STECH, Vol. 1 (1) Jan.–March.
- An International Journal of Science and Technology Bahir Dar, Ethiopia; Vol. 1 (1) styczeń–marzec 2012.
- Bourgoyne i in. 2003 – Bourgoyne A.T., Millheim K.K., Chenevert M.E., Young F.S., 2003 – Applied Drilling Engineering. 9th Edition, SPE, Richardson, TX.
- IHS Global Insight (USA) Inc „The Economic and Employment Contributions of Shale Gas in the United States”, grudzień 2011.
- Independent Petroleum Association of America. <http://www.ipaa.org>
- Joint Association Survey (JAS) on Drilling Costs (1976–2003) za Augustine Ch., Tester J.W., Anderson B. – A Comparison of Geothermal With Oil And Gas Well Drilling Costs. Thirty-First Workshop on Geothermal Reservoir Engineering, Stanford, CA, January 30–February 1, 2006. SGP-TR-179.
- Kaiser M.J., 2007 – A Survey of Drilling Cost and Complexity Estimation Models. International Journal of Petroleum Science and Technology, Vol. 1.
- Kaiser M.J., 2007 – ESTIMATING DRILLING COSTS-1: Joint association survey, mechanical risk index methods common in GOM”, Oil&Gas Journal.
- Kaliski i in. 2012 – Kaliski M., Krupa M., Sikora A., 2012 – Analiza istniejących prognoz rozwoju konsumpcji i podaży gazu ziemnego w Polsce w świetle dostępnych prognoz Unii Europejskiej. AGH Drilling Oil Gas, Vol. 29, No. 1, s. 185–195.
- Kaliski i in. 2013 – Kaliski M., Krupa M., Siemek J., Sikora A., Szurlej A., 2013 – Modele biznesowo-finansowe i rozwiązania stosowane przy poszukiwaniach i wydobyciu gazu ziemnego. Tytuł angielski: „Business and financial modeling and solutions used in the exploration and production of natural gas”. Polityka Energetyczna t. 16, z. 1, s. 73–89.
- Nagy S., Siemek J., 2010 – Wydobycie gazu ziemnego ze skał łupkowych w Europie: stan technologii – zagrożenia i możliwości. Archiwum Górnictwa vol. 56, No 4, p. 727–760.

- Siemek i in. 2011a – Siemek J., Kaliski M., Janusz P., Sikora S., Szurlej A., 2011a – Wpływ shale gas na rynek gazu ziemnego w Polsce. Rynek Energii nr 5, s. 118–124. (Impact of shale gas on the natural gas market in Poland. Energy Market No. 5, pp. 118–124.)
- Siemek i in. 2011b – Siemek J., Kaliski M., Janusz P., Sikora S., Szurlej A., 2011b – Importance of LNG technology in the development of world's natural gas deposits. Mineral Resources Management vol. 27, iss. 4, p. 109–130.

**ESTYMACJE KOSZTÓW OTWORÓW POSZUKIWAWCZYCH I WYDOBYWCZYCH DLA ZŁOŻ ROPY I GAZU
W BASENACH GEOLOGICZNYCH W POLSCE**

Słowa kluczowe

Koszty, odwiert, basen geologiczny, benchmark, przegląd, kategoria, procedura, efektywność

Streszczenie

Artykuł poświęcony jest przeglądowi metod i sposobów estymacji kosztów otworów wiertniczych stosowanych na rynkach międzynarodowych (głównie na rynku północnoamerykańskim) oraz zawiera próbę aplikacji wybranej metody lub metod dla dostępnych danych odnośnie tego typu kosztów w basenach geologicznych w Polsce. Autorzy zajmują się wstępnym oszacowaniem przydatności tego typu estymacji dla modelowania i benchmarkingu efektywności prac poszukiwawczych i wydobywczych w Polsce. Na poziomie poszczególnych przedsiębiorstw poszukiwawczo-wydobywczych benchmarking i planowanie kosztowe są z reguły oparte na wypracowanych na różnorodnych złożach doświadczeniach i próbach optymalizacji technicznej i kosztowej całości procesu. W artykule zaproponowano i opisano wstępny algorytm do wyliczeń tych kosztów. Autorzy zwracają uwagę, że przydatność utworzonego na bazie równania (4) modelu do estymacji kosztów wierceń na podstawie głębokości docelowych formacji w Polsce jest mniejsza niż w na rynku amerykańskim, ale nadal bardzo wysoka. W przypadku analiz wykonywanych poza przedsiębiorstwami prowadzącymi prace poszukiwawczo-wydobywcze może to być jedyne dostępne narzędzie do szacunkowych obliczeń kosztów otworów wiertniczych dla poszczególnych basenów geologicznych i docelowych głębokości.

**ESTIMATIONS OF EXPLORATION AND PRODUCTION COSTS FOR NATURAL GAS AND OIL DEPOSITS
IN GEOLOGICAL BASINS IN POLAND**

Key words

Cost, well, geological basin, benchmark, review, category, procedure, efficiency

Abstract

This article describes methods of estimating oil and gas well costs on international markets (mainly in the US and Canada), and presents the application of the selected methods within the context of available data concerning drilling costs in Polish geological basins. The article reviews and evaluates the applicability of these methods for modeling and benchmarking efficiency of upstream activities in Poland. At the level of specific oil and gas firms, benchmarking and cost planning is usually based on a company's knowhow coming from experiences related to technical and economical optimization processes. This article proposes and describes algorithms for such calculations. The analysis suggests that the usefulness of the drilling cost model based on equation (4) in relation to the deposit depth is lower in Poland compared to the USA, but still quite significant. For external analysis (outside upstream companies) it could be the only tool for evaluating the oil and gas well costs based on the depth of target formations.