

Stanisław Dubiel*, Jan Ziaja*

DECYZJE W ZAKRESIE ROZPOZNAWANIA I LIKWIDACJI PRZYCHWYCEŃ PRZEWODU WIERTNICZEGO W OTWORACH NAFTOWYCH**

1. WPROWADZENIE

Wiercenie otworów naftowych, których głębokość wynosi zwykle od kilkuset metrów do kilku tysięcy metrów, jest związane ciągle z dużym ryzykiem wystąpienia komplikacji oraz awarii wiertniczych, a także awarii maszynowych, pomimo znacznego postępu w zakresie techniki i technologii wierceń naftowych. W przeszłości awaryjność tego typu prac wiertniczych w przedsiębiorstwach podległych Zjednoczeniu Górnictwa Naftowego i Gazownictwa była znaczna. Przykładowo, w latach 1976–1979 nieprodukcyjny czas wynosił 15,1%÷20,3% ogólnego czasu wiercenia otworów naftowych, w tym: na czas likwidacji awarii wiertniczych przypadało 5,1%÷6,4%, a komplikacji wiertniczych – 3,9%÷5,7% [6].

Przychwycenia przewodu wiertniczego należą do awarii, tj. do takich sytuacji w otworze wiertniczym, których zaistnienie uniemożliwia dalsze głębienie otworu, aż do momentu usunięcia przeszkody. We wspomnianym wcześniej okresie czasu na likwidację przychwyceń przewodu wiertniczego zużyto łącznie od 10 510 godzin do 24 870 godzin, a to stanowiło 23,5%÷46,6% ogólnego czasu niezbędnego do likwidacji wszystkich zaistniałych w tym czasie awarii wiertniczych [4, 6].

Proces uwalniania przewodu z przychwycenia jest zwykle bardzo czasochłonny i zależy głównie od głębokości wierconego otworu, a częściowo także od trafności wyboru metody likwidacji. Analizą danych przemysłowych stwierdzono, że w latach 1996–2006 liczba przychwyceń przewodu wiertniczego podczas wierceń naftowych wynosiła około 25% wszystkich zaistniałych w tym czasie awarii wiertniczych, a czas potrzebny na likwidację tych przychwyceń wynosił około 56% czasu zużytego na likwidację wszystkich awarii wiertniczych, które wystąpiły w tym okresie czasu.

* Wydział Wiertnictwa, Nafty i Gazu AGH, Kraków

** Pracę wykonano w ramach badań statutowych Wydziału Wiertnictwa Nafty i Gazu AGH

2. ANALIZA OBJAWÓW, PRZYCZYN I RODZAJÓW PRZYCHWYCEŃ PRZEWODU WIERTNICZEGO

Na podstawie analizy danych przemysłowych stwierdzono, że przyczyny przychwyceń przewodu wiertniczego są powodowane czynnikami geologicznymi, technicznymi, technologicznymi oraz organizacyjno-decyzyjnymi (tab. 1).

Tabela 1

Zestawienie rodzajów przychwyceń przewodu wiertniczego i ich przyczyn oraz sposobów likwidacji

Lp.	Rodzaj przychwycenia przewodu	Przyczyny przychwyceń przewodu		
		geologiczne	techniczne	technologiczne
1	Przklejenie obciążników do osadu ilowego	przewarstwienia skał przepuszczalnych nad świdrem lub koronką; AWCZ	brak stabilizatorów w kolumnie obciążników; urwanie elementu przewodu	gruby osad płuczki na ścianie otworu; zbyt duża gęstość płuczki
2	Zaklinowanie we wrębie	zmienna twardość skał; duży upad warstw	przewymiarowane obciążniki; źle dobrany świder lub koronka; brak stosowania poszerzaczy otworu	duża liczba operacji dźwigowych ; mały postęp wiercenia; brak stabilizacji dolnej części przewodu; wydłużone rdzeniowanie; brak przerabiania otworu
3	Przychwycenie urobkiem	skały ilaste tworzące korki z urobku; skały szczelinowate powodujące zaniki płuczki; AWCZ	mało sprawny system oczyszczania płuczki i regulowania jej parametrów; urwanie elementu przewodu	mały wydatek tłoczenia płuczki; duża gęstość i lepkość płuczki oraz mała jej wytrzymałość strukturalna; koagulacja płuczki
4	Przychwycenie w skałach niestabilnych	skały niestabilne skłonne do sypania i obwałów oraz wypłukiwania kawern; skały pęczniące lub płynące; skały spękane	mało sprawny system oczyszczania płuczki; małe prześwity technologiczne	niewłaściwy rodzaj i parametry płuczki; brak okresowego przerabiania otworu; gwałtowne ruchy i tłokowanie przewodem
5	Zaklinowanie w odcinkach intensywnej krzywizny	duża tendencja skał do krzywienia zmienna twardość skał; duży kąt upadu warstw	zapuszczanie przewodu bardziej sztywnego: przewymiarowane obciążniki; stabilizatory; rdzeniówka; RPZ	brak okresowego przerabiania i poszerzania otworu, zwłaszcza przed zapuszczeniem bardziej sztywnej dolnej części przewodu
6.	Zaklinowanie świdra drobnymi przedmiotami	skały miękkie lub plastyczne, umożliwiające czasowe utrzymywanie w ścianie otworu upadłych przedmiotów	brak na wiertni odpowiednich narzędzi ratunkowych	brak usuwania i wcześniejszego niszczenia w otworze upadłych przedmiotów
7.	Zaklinowanie uszczelniacza RPZ	niestabilne skały w stropie złoża	brak odpowiednich uszczelniaczy mechanicznych lub hydraulicznych	zbyt duża różnica ciśnienia wytworzona na uszczelniacz; płuczka słabo oczyszczona z urobku
8.	Przychwycenie kotwicy rurowej RPZ	niestabilne lub uszczelinowate skały zbiornikowe	brak zestawu RPZ z kotwicą szczękową	zbyt duża depresja wytworzona na złożu; zbyt długi czas badań RPZ; tłokowanie zestawem RPZ

AWCZ – anomalnie wysokie ciśnienie złożowe; RPZ – rurowy próbnik złoża

Do przyczyn geologicznych zaliczyć można m.in.:

- niestabilność i szczelinowatość skał;
- zmienna twardość skał i duży kąt upadu warstw;
- występowanie przewarstwień skał przepuszczalnych;
- występowanie stref o anomalnie wysokim ciśnieniu złożowym(AWCZ);
- występowanie skał plastycznych oraz ulegających rozmywaniu.

Tabela 1 cd.

Przyczyny przychwyceń przewodu organizacyjno-decyzyjne	Objawy przychwycenia	Sposoby likwidacji przychwycenia
bezruch przewodu powyżej 7 do 10 minut; brak prognozowania AWCZ	brak ruchów pionowych i obrotowych; głębokość przychwycenia odpowiada głębokości skał przepuszczalnych	huśtawka olejowa; ratunkowy zestaw RPZ; kąpiel ropna lub kwasowa; obwiercanie lub zwiercanie przychwyczonej części przewodu; odchylenie otworu
rzadkie pomiary krzywizny; brak optymalizacji procesu wiercenia; niewłaściwe ustawienie wielokrążka, stołu lub kolumny przewodnikowej	nadmierne zużycie krawędzi zworników; wskazania geofizyczne prostowania otworu; możliwość płukania i obrotów; brak ruchu pionowego; przychwycenie w trakcie wyciągania przewodu	kąpiel kwasowa; uwalnianie lontem detonacyjnym; obwiercanie
brak ciągłej regulacji parametrów płuczki oraz stosowania dodatków smarnych i strukturotwórczych; brak prognozowania AWCZ	wzrost obciążenia na haku; wzrost ciśnienia tłoczenia płuczki; zmniejszenie postępu wiercenia; wzrost momentu obrotowego; zwiększenie gęstości płuczki; ucieczka płuczki	intensywne płukanie otworu; kąpiel ropna; rozkręcanie nad miejscem przychwycenia lub ucinanie przewodu, a następnie obwiercanie przychwyczonej części
brak ciągłej regulacji parametrów płuczki; brak stosowania kawernomierza i profilowania średnicy otworu	przyrost objętości urobku; znaczne zmiany obciążenia na haku i ciśnienia tłoczenia płuczki oraz momentu obrotowego; spadek prędkości wiercenia; utrata ruchu przewodu podczas zapuszczania	rozkręcanie nad miejscem przychwycenia lub ucinanie przewodu, a następnie obwiercanie lub zwiercanie przychwyczonej części; likwidacja zaników płuczki
zbyt późna decyzja o stabilizacji dolnej części przewodu; brak kontrolnych pomiarów krzywizny	możliwość zapuszczania, a brak możliwości wyciągania przewodu	kąpiel kwasowa; wibratory; detonatory; obwiercanie
brak porządku na podłodze wiertni wokół stołu obrotowego	brak ruchu przewodem przy równoczesnej możliwości płukania otworu; głębokość przychwycenia odpowiada głębokości świda	kąpiel kwasowa; nożyce hydrauliczne; wibratory; detonatory; rozkręcanie, wyciąganie wolnej części i torpedowanie
brak odpowiedniego doboru parametrów opróbowania	osiadanie zestawu RPZ w momencie zapinania	nożyce hydrauliczne; zwiercanie uszczelnacza RPZ
pominięcie próby na przychwycenie przed zapięciem RPZ	piaszczenie skał zbiornikowych; zaniki płuczki	nożyce hydrauliczne; obwiercanie lub zwiercanie kotwicy rurowej RPZ

Przyczyny techniczne to głównie uszkodzenia i braki odpowiednich elementów przewodu wiertniczego oraz narzędzi ratunkowych, a także awarie maszynowe, które powodują przerwy w wierceniu lub krążeniu płuczki w otworze. W ramach przyczyn technologicznych należy wyróżnić: rodzaj i parametry płuczki wiertniczej oraz brak bieżącej kontroli i regulacji tych parametrów; zbyt szybkie operacje dźwigowe przewodem w otworze; błędny dobór parametrów technologii wiercenia (strumień tłoczzonej płuczki, nacisk osiowy na świder); wytworzenie próbnikiem złoża zbyt dużej różnicy ciśnienia. Przyczyny organizacyjno-decyzyjne związane są głównie z zaniedbaniami w bieżącej rejestracji i kontroli przebiegu procesu wiercenia oraz zaopatrzeniowymi w sprzęt, narzędzia i materiały płuczkowe, a także z podejmowaniem niewłaściwych decyzji w zakresie działań profilaktycznych, szczególnie w momencie stwierdzenia pierwszych objawów występowania zagrożenia przychwycenia przewodu. Przykładowo, zbyt późna decyzja o likwidacji komplikacji wiertniczej w postaci częściowego zaniku płuczki, może doprowadzić do przychwycenia przewodu urobkiem.

Dość często przychwycenie przewodu jest spowodowane wpływem dwu lub kilku czynników, toteż konieczne jest ich rozpoznanie w celu podjęcia odpowiedniej decyzji dotyczące sposobu likwidacji przychwycenia. Warto zauważyć, że dokładne rozpoznanie przyczyn powstania przychwycenia przewodu, gwarantuje właściwy dobór metody likwidacji oraz zwiększenie efektywności tego procesu.

3. DECYZJE W ZAKRESIE LIKWIDACJI PRZYCHWYCEŃ PRZEWODU WIERTNICZEGO

Decyzje w zakresie wyboru metod likwidacji przychwycień przewodu wiertniczego obejmują zwykle, m.in. [1, 2, 3, 7]:

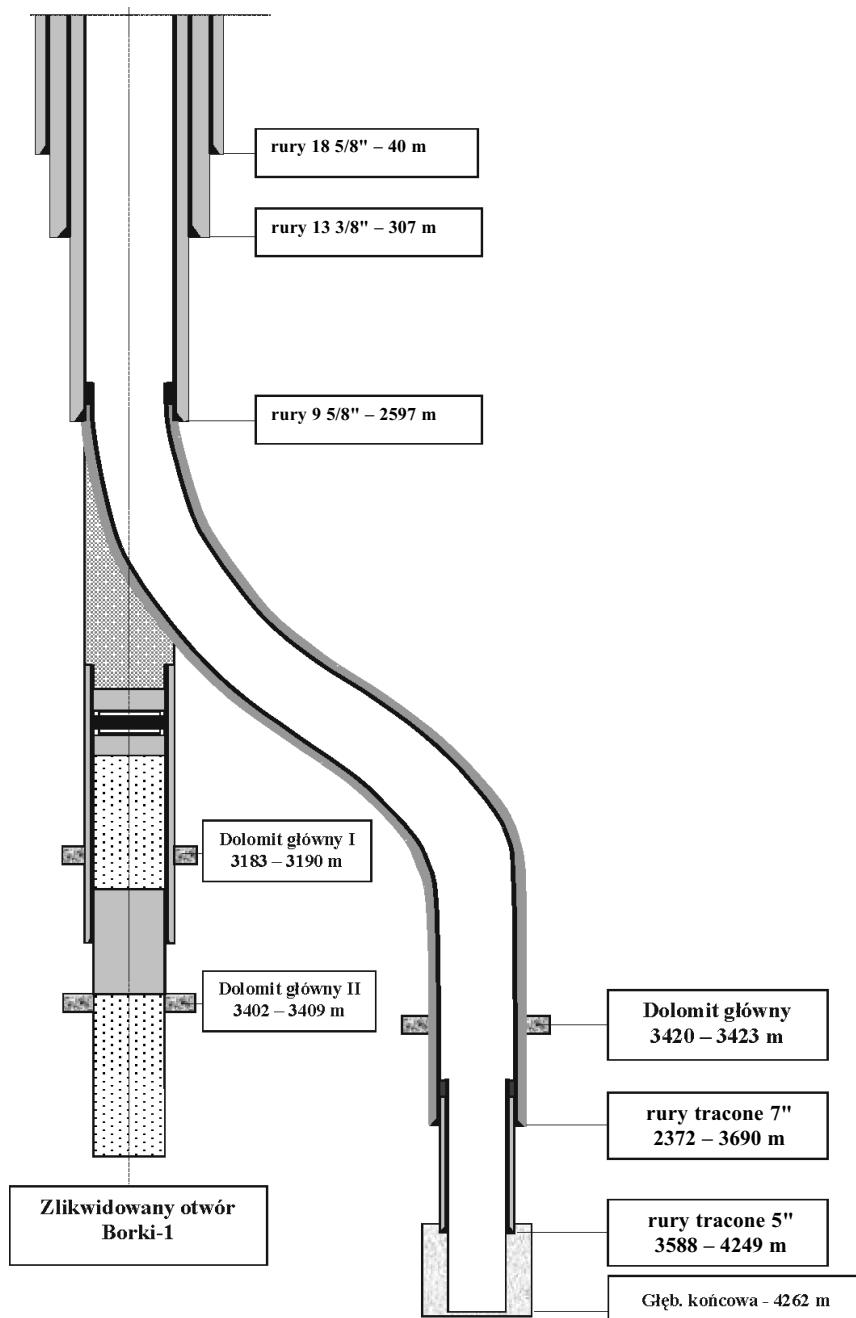
- określanie metodą analityczną lub lokalizatorem elektromagnetycznym) głębokości górnej granicy strefy przychwycenia przewodu, w celu obliczenia dopuszczalnych wartości sił napinania oraz liczby obrotów;
- manewrowanie przewodem (napinanie i skręcanie) w zakresie dopuszczalnych wartości sił napinania oraz liczby obrotów;
- udary lub wstrząsy mechaniczne nożycami hydraulicznymi, względnie wibratorami drgań lub przy użyciu lontu detonacyjnego;
- zmniejszenie ciśnienia hydrostatycznego słupa płuczki w otworze poprzez zastosowanie huśtawki olejowej lub wodnej w przewodzie;
- fizykochemiczne oddziaływanie na strefę przychwycenia poprzez wannę ropną lub kwasową, zwykle połączone z manewrowaniem przewodem;
- rozkręcenie i intensywne wypłukiwanie obwałowania skał lub korka iłowego, a następnie rozkręcanie odcinkami;
- rozkręcanie przewodu nad miejscem przychwycenia i uwalnianie przychwyczonej części przy użyciu ratunkowego zestawu rurowego próbnika złoża;

- ucinanie przewodu nożem mechanicznym (od wewnątrz lub od zewnątrz), albo torpedą, w przypadkach braku możliwości jego rozkręcenia, a następnie nacinanie gwintu i uwalnianie przewodu zestawem ratunkowym próbnika;
- obwiercanie i rozkręcanie odcinkami przewodem ratunkowym z lewym gwintem;
- zwiercanie (frezowanie) przychwyconej części przewodu;
- odchylenie (zbaczanie) otworu wiertniczego nad przychwyconą częścią przewodu;
- likwidacja części lub całego otworu wiertniczego.

Często podejmowanie decyzji dotyczącej odchylenia otworu ponad odcinkiem przychwyconego przewodu wiertniczego, wynika głównie z braku możliwości innego rozwiązania. Przykładem może być trzykrotne odchylenie otworu B-1 w dolomicie głównym [5]. Podczas uszczelniania strefy zaniku płuczki zaczynem cementowym zatłaczanym przez przewód, nastąpiło przycementowanie dolnej części przewodu. Odkręcono nieprzychwyconą część przewodu i od głębokości 3009 m zawiercono nowy odcinek otworu po klinie przykręconym do górnego końca pozostałego przewodu. W bardzo trudnych warunkach geologicznych związanych z ciągłymi zanikami płuczki oraz nieustannym zagrożeniem erupcyjnym i siarkowodorowym, udało się osiągnąć tym otworem poziom wapienia podstawowego na głębokości 3684 m. Jednak z powodu awarii rurowego próbnika złoża i dużego zagrożenia erupcyjno-toksycznego, dolną część otworu zlikwidowano poprzez uszczelnienie korkami cementowymi i w głębokości 2600m po raz drugi odchyleno otwór. Przy głębokości 3019 m, ze względu na występujące częściowe zaniki płuczki i erupcje wstępne, doszło do przychwycenia przewodu wiertniczego. Przystąpiono do ponownego odchylenia otworu od głębokości 3000 m, nawiercając poziom dolomitu głównego w głębokości (długości) 3420 m. Po zapuszczeniu i uszczelnieniu cementem okładzinowych rur traconych o średnicy 7" w przedziale głębokości 2372÷3690 m kontynuowano wiercenie, udostępniając warstwy skał zbiornikowych podłoża utworów cechsztynu (czerwony spagowiec oraz karbon) i osiągając znaczną, końcową głębokość otworu B-z-1-bis wynoszącą 4262 m (rys. 1).

4. ANALIZA CZASU LIKWIDACJI PRZYCHWYCENIA PRZEWODU WIERTNICZEGO

Metodami analizy statystycznej badano zależność czasu uwalniania przychwyconego przewodu od głębokości otworu. Analizę przeprowadzono na podstawie danych przemysłowych udostępnionych przez poszczególne Zakłady Poszukiwań Nafty i Gazu, obejmujących 41 przypadków uwalniania przychwyconego przewodu wiertniczego podczas wierceń naftowych i geotermalnych. Stosowano różne metody uwalniania, począwszy od pracy nożycami wiertniczymi, poprzez kąpiele, aż po zwiercanie przychwyconego przewodu. Na podstawie wykresu rozrzutu dobrano liniowy model tej zależności w postaci: $y = a \cdot x + b$.



Rys. 1. Schemat końcowej konstrukcji otworu B-1-z-bis odchylonego z powodu przychwycenia przewodu wiertniczego

Źródło: [5]

Korzystając z programu *STATISTICA ver. 8*, wyznaczono następujące równanie regresji liniowej:

$$t_p = 0,1936 \cdot H - 206,9492 \quad [\text{h}] \quad (1)$$

gdzie:

t_p – czas przychwycenia przewodu wiertniczego;

H – głębokość otworu, analizowanej w zakresie od 800 do 4 500 m.

Równanie (1) wyznaczono na poziomie istotności $\alpha = 0,05$ (przedział ufności 0,95), uzyskując niezbyt zadawalającą wartość współczynnika korelacji $r = 0,5558$, w porównaniu do wartości krytycznej $r_{0,05} = 0,3044$. Równanie (1) może służyć do prognozowania czasu uwalniania przychwyczonego przewodu dla zadanej głębokości otworu wiertniczego, w którym nastąpiło przychwycenie. Całkowity koszt likwidacji przychwycenia przewodu jest zwykle wprost proporcjonalny do czasu uwalniania. Jednak w każdej szczegółowej sytuacji celowe jest uwzględnienie poszczególnych składowych całkowitego kosztu likwidacji przychwycenia [8].

5. EKONOMICZNY ASPEKT PODEJMOWANIA DECYZJI O ODCHYLENIU OSI OTWORU NAD PRZYCHWYCONYM ODCINKIEM PRZEWODU

Decyzję o odchyleniu osi otworu nad przychwyconym odcinkiem przewodu podejmuje się zazwyczaj wówczas, gdy możliwe do zastosowania sposoby uwalniania przewodu nie powiodły się. Decyzja ta powinna być ekonomicznie uzasadniona na podstawie oceny kosztów dotychczasowego wykonania prac ratunkowych, wydatkowanych do momentu podjęcia decyzji o odchyleniu osi otworu.

Stosowanie całej gamy możliwych, często skomplikowanych sposobów prowadzących do uwolnienia przychwyczonego przewodu wiertniczego jest słuszne do momentu, kiedy koszt prac ratunkowych, koniecznych do uwolnienia przewodu wiertniczego nie przekracza wartości przewodu wiertniczego i narzędzi pozostawionych w otworze.

Ekonomiczną celowość prowadzenia prac ratunkowych można przedstawić wzorem (2).

$$E_c = \frac{K_1 + K_2 + K_3}{T \cdot (K_4 + K_5)} \quad (2)$$

gdzie:

E_c – współczynnik określający celowość wykonywania prac ratunkowych [-];

K_1 – koszt przewodu wiertniczego i narzędzi pozostawionych w otworze [zł];

K_2 – przewidywany koszt odchylenia osi otworu [zł];

K_3 – przewidywane koszty amortyzacyjne poniesione w czasie odchylenia osi otworu i wiercenia w strefie jego krzywienia [zł];

T – liczba przewidywanych dni koniecznych do uwolnienia z przychwycenia (ściśle skorelowana z głębokością otworu);

K_4 – przewidywany koszt zużycia narzędzi ratunkowych i płynów zabiegowych przy pracach instrumentacyjnych [zł];

K_5 – koszty amortyzacyjne poniesione w okresie likwidacji przychwycenia [zł];

W przypadku kiedy otrzymany wynik $E_c > 1$, powinniśmy przystąpić do uwolnienia przychwyconego przewodu wiertniczego. Dla wartości $E_c < 1$, należy rozpocząć odchylenie otworu nad miejscem przychwycenia.

6. WNIOSKI

- 1) Podczas wierceń naftowych występowanie awarii wiertniczych jest nie uniknione, ale możliwe jest znaczne zmniejszenie ich liczby poprzez dokładne rozpoznawanie przyczyn ich powstawania. Osiąga się przez to możliwość działań profilaktycznych, a także podejmowania właściwych decyzji w zakresie likwidacji awarii.
- 2) Duża liczba występujących awarii powoduje wzrost kosztów wiercenia związanych z ich likwidacją. Dotyczy to w szczególności sposobu przychwycenia przewodu wiertniczego na które zużywa się ponad połowę czasu potrzebnego na likwidację wszystkich, zaistniałych w tym czasie awarii wiertniczych.
- 3) Efektywność likwidacji przychwycenia przewodu wiertniczego wymaga oprócz dobrego rozpoznania rodzaju i przyczyn przychwycenia, także szczegółowej analizy ekonomicznej w zakresie podejmowanych decyzji dotyczących doboru metody likwidacji.
- 4) Na podstawie wyników analizy statystycznej możliwe jest prognozowanie czasu potrzebnego na uwolnienie przychwyconego przewodu oraz ewentualne podjęcie decyzji o konieczności odchylenia otworu, ze względów ekonomicznych.

LITERATURA

- [1] Dubiel S.: *Uwalnianie przewodu wiertniczego przyklejonego różnicą ciśnienia do osadu ilowego*. Nafta, 2/1985
- [2] Dubiel S.: *Uwalnianie przewodu wiertniczego przy użyciu rurowego próbnika złoża*. Nafta, 5/1985
- [3] Dubiel S.: *Uwalnianie przewodu wiertniczego przy zastosowaniu kąpieli*. Nafta, 9/1985
- [4] Dubiel S., Kowalik M., Byczek S.: *Czas trwania awarii w wiertnictwie naftowym*. Górnictwo (kwartalnik AGH), r. 24, z. 1, 2000
- [5] Skoczeń B.: *Doświadczenia w czasie dowiercania utworów dolomitu głównego*. PNiG „Nafta” Sp. z o.o. w Piła, Piła 2002 (praca niepublikowana)
- [6] Szostak L., Dubiel S.: *Metody zapobiegania przechwyceniom przewodu wiertniczego w głębokich otworach*. Technika Poszukiwań Geologicznych nr 6/1981
- [7] Szostak L., Dubiel S., Chrzyszcz W.: *Awarye i komplikacje przy wierceniu głębokich otworów. Część I : Przechwycenia przewodu wiertniczego*. Skrypty uczelniane AGH nr 989, Kraków, 1985
- [8] Zydor A.: *Ekonomiczne aspekty instrumentacji*. Piła, 2002