

Stanisław Dubiel*, Jan Ziaja*

ANALIZA CZASU TRWANIA AWARII I KOMPLIKACJI W WIERCENIACH NAFTOWYCH**

1. WSTĘP

Występowanie komplikacji wiertniczej (takiej jak np. znikoma ucieczka płuczki, sypanie skał ze ściany otworu, niewielki dopływ płynu złożowego do otworu lub inne utrudnienie) nie wymaga przerwy w procesie wiercenia, ale znacznie zmniejsza jego postęp [5]. Zaniechanie usunięcia w porę komplikacji wiertniczej, może doprowadzić do wystąpienia awarii wiertniczej (np. całkowita ucieczka płuczki, erupcja płynu złożowego, przychwylenie lub urwanie przewodu wiertniczego). Awaria wiertnicza stanowi przeszkodę w realizacji procesu wiercenia aż do momentu jej usunięcia.

Toteż w dążeniu do poprawy efektywności wiercenia otworów naftowych dużą uwagę zwraca się na zmniejszenie strat czasu i środków związanych z występowaniem awarii i komplikacji wiertniczych. Awarie i komplikacje wiertnicze, a także awarie maszynowe, obniżają znacząco wskaźniki techniczno-ekonomiczne prac wiertniczych oraz powodują wzrost stopnia skażenia środowiska naturalnego. Natomiast gdy występują one podczas dowiercania złóż surowców płynnych mogą spowodować uszkodzenie przepuszczalności skał zbiornikowych w strefie przyotworowej. Ponadto, omawiane trudności wiertnicze mogą być przyczyną likwidacji otworu przed osiągnięciem planowanej głębokości, jak również powodować przedwczesne zużycie elementów przewodu wiertniczego, rur okładzinowych, zespołów wiertnicy, lin i osprzętu wiertniczego. Awarie i komplikacje wiertnicze nie tylko zwiększają koszty wiercenia, ale mogą uniemożliwić wykonanie zadania poszukiwawczego lub produkcyjnego.

W miarę wzrostu głębokości otworów obserwuje się niewspółmierne straty czasu i środków, potrzebne na usunięcie zaistniałych awarii i komplikacji. Zwiększa się również stopień trudności prac ratunkowych. W takich przypadkach najkorzystniejszym rozwiązaniem jest często zboczenie otworu nad miejscem zaistniałej awarii wiertniczej [7].

* Wydział Wiertnictwa, Nafty i Gazu AGH, Kraków

** Praca wykonana w ramach badań statutowych na WWiG AGH

2. WYBRANE WYNIKI ANALIZY STRAT CZASU ZUŻYTEGO NA LIKWIDACJĘ NIEKTÓRYCH RODZAJÓW AWARII WIERTNICZYCH W OTWORACH NAFTOWYCH

Straty czasu przy wykonywaniu otworu naftowego, spowodowane likwidacją zaistniałej awarii wiertniczej lub maszynowej mają jednoznaczne potwierdzenie w raportach wiertniczych. Natomiast ocena strat czasu spowodowanych komplikacją wiertniczą wymaga zwykle ustalenia czasu normatywnego wykonywania poszczególnych operacji wiertniczych. Straty czasu spowodowane komplikacją są wówczas różnicą między czasem rzeczywistym a normatywnym. Do czasu komplikacji zalicza się często czas likwidacji ucieczek płuczki, a także czas likwidacji erupcji w fazie wstępnej.

Przyczyny awarii wiertniczych mają charakter zarówno techniczny, jak i geologiczny. Awaryjność prac wiertniczych zależy bowiem od rodzaju, jakości oraz stopnia zużycia sprzętu wiertniczego. Istotne znaczenie ma też poziom fachowości załóg wiertniczych. Również duża zmienność warunków geologicznych powoduje wzrost awaryjności prac wiertniczych.

Komplikacje wiertnicze spowodowane są głównie występowaniem trudnych warunków geologicznych. Do takich warunków zalicza się występowanie skał niestabilnych (tj. słabo zwięzłych, pęczniejących, plastycznych, spękanych i szczelinowatych), a także występowanie anomalnie wysokiego ciśnienia porowego lub złożowego [4, 7, 8, 9].

W niniejszej publikacji analizą szczegółową objęto tylko niektóre rodzaje awarii wiertniczych, natomiast w analizie ogólnej ujęto także awarie maszynowe. Dla celów porównawczych, przedstawiono wyniki z różnych czasookresów wierceń naftowych.

Wartości nieprodukcyjnego czasu wiercenia otworów naftowych w latach 1976–1979, na tle bilansu czasu oraz niektórych wskaźników technicznych wiercenia uzyskanych przez przedsiębiorstwa wiertnicze podległe ówczesnemu Zjednoczeniu Górnictwa Naftowego i Gazownictwa (ZGNiG), przedstawiono w tabeli 1. Łącznie z powodu występowania awarii i komplikacji wiertniczych nieprodukcyjny czas wiercenia wynosił wówczas około 10% całkowitego czasu wykonania otworu naftowego (tab. 1) [5].

Analiza czasu trwania likwidacji awarii zaistniałych w tym okresie (w tych przedsiębiorstwach) wykazała, że znaczny procent strat czasu spowodowany był przychyceniami oraz urwaniami elementów przewodu wiertniczego (tab. 2).

Porównując wyniki analizy zamieszczone w tabelach 2 i 3, dotyczące rodzaju, liczby i czasu trwania awarii wiertniczych oraz maszynowych zaistniałych podczas wykonywania otworów naftowych w okresie 1976–79 oraz 1994–97, można stwierdzić, że liczba zaistniałych awarii przypadająca na każde 1000 m otworu (tab. 2 i 3 wiersz 9) jest znacznie mniejsza w latach dziewięćdziesiątych niż siedemdziesiątych [6]. Mniejszy jest również czas tracony na likwidację tych awarii. Posługiwanie się jednostkowymi wskaźnikami awaryjności jest konieczne ze względu na fakt, że wyniki analizy odnoszą się do obszarów o różnej wielkości (obszar całej Polski i obszar jednego rejonu) oraz, że w latach dziewięćdziesiątych około dziesięciokrotnie zmalała liczba wykonywanych otworów naftowych. Wartości tych wskaźników świadczą o dużym postępie technicznym i technologicznym w krajowym wiertnictwie naftowym.

Tabela 1

Bilans czasu wiercenia otworów naftowych ogółem oraz niektóre wskaźniki techniczne w przedsiębiorstwach podległych ZGNiG w latach 1976–79

Lp.	Wyszczególnienie	lata				
		1976	1977	1978	1979	
1	Wiercenia ogółem, [m]	375 997	410 837	429 144	406 713	
2	Średnia głębokość otworów, [m]	1 954	1 307	1 230	1 051	
3	Przemysłowa prędkość wiercenia, [m/wiertnicę × miesiąc]	538	619	624	579	
4	Średni uwiert świdrem, [m/świder]	37,8	44,5	43,2	44,6	
5	Średni czas pracy świdra, [h/świder]	16,0	15,9	15,6	16,9	
6	Średnia mechaniczna prędkość wiercenia, [m/h]	2,40	2,79	2,79	2,63	
7	Ogólny postęp wiercenia, [m/wiertnicę × rok]	4 008	4 243	4 294	4 143	
8	Bilans czasu wiercenia, [h]	826 006	843 723	872 836	860 348	
9	Czas wiercenia otworów, [%]		62,5	57,4	56,6	59,5
	9.1. Produkcyjny czas wiercenia	w [h]	368 239	347 632	362 115	337 012
		w [%]	44,6	41,2	41,3	39,2
	– Praca świdra, koronki, [%]		20,7	19,4	19,5	19,2
	– Operacje wyciągowe, [%]		9,6	8,8	8,9	7,8
	– Operacje pomocnicze, [%]		14,3	13,0	12,9	12,2
	9.2. Nieprodukcyjny czas wiercenia	w [h]	148 015	136 645	131 910	174 895
		w [%]	17,9	16,2	15,3	20,3
	– Awarie wiertnicze, [%]		5,7	5,1	4,9	6,4
	– Komplikacje wiertnicze, [%]		5,7	5,2	5,3	3,9
	– Przestoje, [%]		3,2	3,5	2,5	2,2
10	Próby i pomiary w otworze, [%]	17,3	24,8	23,1	19,1	
11	Montaż i demontaż wiertni, [%]	18,7	16,0	19,1	19,6	
12	Likwidacja otworu, [%]	1,5	1,8	1,2	1,8	
Razem, [%]		100,0	100,0	100,0	100,0	

Tabela 2

Awarie wiertnicze i maszynowe w ZGNiG w latach 1976–79

Lp.	Rodzaj awarii	1976		1977		1978		1979	
		Liczba awarii	Czas trwania [h]	Liczba awarii	Czas trwania [h]	Liczba awarii	Czas trwania [h]	Liczba awarii	Czas trwania [h]
1	Urwanie rur płuczkowych:	91	7 187	59	3 460	81	5 431	94	9 748
	– w całości	65	6 037	45	2 681	36	3 012	74	9 268
	– na łącz. gwint.	26	1 050	14	779	45	2 419	20	480
2	Urwanie obciążników:	89	5 228	83	3 012	92	3 073	109	3 203
	– w całości	7	283	10	878	12	268	5	344
	– na łącz. gwint.	82	4 945	73	2 134	80	2 805	104	2 859
3	Przechwycenie przewodu wiertniczego	79	22 487	71	18 926	71	10 510	73	16 431
4	Uszkodzenie narzędzi wierzących	151	7 045	232	14 687	219	11 530	203	12 135
5	Awarie rur okładzinowych	7	732	1	136	3	383	6	548
6	Awarie maszynowe	253	6 560	181	8 257	319	8 198	410	10 400
7	Inne awarie	22	1 832	43	5 004	44	5 685	30	2 569
8	Razem	692	53 354	670	53 482	829	44 810	925	54 684
9	Liczba/czas awarii na 1000 m	1,84	142,2	1,63	130,4	1,93	105	2,27	134,5

Spośród analizowanych awarii wiertniczych, do najbardziej uzależnionych od warunków geologicznych należą przechwycenia przewodu wiertniczego. Na likwidację tego typu awarii w otworach naftowych traci się szczególnie dużo czasu. Analizując tego typu awarie, które wystąpiły na obszarze Przedgórze Karpat w latach 1984 do 1988 (tab. 4) oraz 1993–97 (tab. 5) stwierdzono, że w latach dziewięćdziesiątych czas tracony na ich likwidację nie jest mniejszy, a niekiedy nawet większy niż w latach siedemdziesiątych. Świadczy to o dużym wpływie warunków geologicznych na występowanie tego typu awarii, a mniejszym wpływie czynników technicznych, technologicznych i organizacyjnych [1, 2, 3, 6, 8].

Tabela 3

Awarie wiertnicze i maszynowe w obszarze Przedgórze Karpat w latach 1994–97

Lp.	Rodzaj awarii	1994		1995		1996		1997	
		Liczba awarii	Czas trwania [h]	Liczba awarii	Czas trwania [h]	Liczba awarii	Czas trwania [h]	Liczba awarii	Czas trwania [h]
10	Urwanie rur płuczkowych:	1	18	0	0	0	0	0	0
	– w całości	1	18	0	0	0	0	0	0
	– na łącz. gwint.	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Urwanie obciążników:	2	19	8	240	3	41	0	0
	– w całości	0	0	0	0	0	0	0	0
	– na łącz. gwint.	2	19	8	240	3	41	0	0
12	Przechwycenie przewodu wiertniczego	3	675	4	12	2	681	2	100
13	Uszkodzenie narzędzi wierzących	5	164	6	334	1	30	0	0
14	Awaryjne okładzinowe	4	140	3	90	2	70	2	65
15	Awaryjne maszynowe	1	21	0	0	1	50	0	0
16	Inne awaryjne	3	385	3	140	2	345	2	210
17	Razem	19	1 422	24	816	11	1 217	6	375
18	Liczba/czas awarii na 1000 m	0,88	66	1,55	53	0,91	101	0,59	37

Tabela 4

Zestawienie wyników analizy przechwyceń przewodu wiertniczego w otworach naftowych na obszarze Przedgórze Karpat w latach 1984–88

Lata	1984	1985	1986	1987	1988	
Liczba przechwyceń przewodu wiertniczego	11	11	13	9	9	
Czas likwidacji z przechwyceń [h]	2 726	2 404	12 213	1 878	1 207	
Średni czas potrzebny na likwidację jednego przechwyceń [h]	248	228	936	299	134	
Liczba przechwyceń przypadająca na określoną głębokość	0–1000 m	0	4	5	7	0
	1000–2000 m	3	3	0	1	5
	Poniżej głębokości 3000 m	8	4	8	1	4

Tabela 5

Zestawienie wyników przychwyceń przewodu wiertniczego w otworach naftowych na obszarze Przedgórze Karpat w latach 1993–97

Lata	1993	1994	1995	1996	1997	
Liczba przychwyceń przewodu wiertniczego	7	3	4	2	2	
Czas likwidacji z przychwycenia [h]	1 858	675	1 337	688	701	
Średni czas potrzebny na likwidację jednego przychwycenia [h]	265	225	334	344	350	
Liczba przychwyceń przypadająca na określona głębokość	0–1000 m	0	0	0	0	0
	1000–2000 m	3	1	0	1	0
	Poniżej głębokości 3000 m	4	2	4	1	2

3. ZESTAWIENIE WYNIKÓW UZYSKANYCH METODAMI ANALIZY STATYSTYCZNEJ ORAZ PROGNOZOWANIE CZASU ZUŻYWANEGO NA LIKWIDACJĘ POSZCZEGÓLNYCH AWARII

Strata czasu potrzebnego na usunięcie awarii wiertniczych (nieprodukcyjny czas wiercenia otworu) jest czynnikiem zwiększającym koszt wykonania otworu. Na podstawie analizy danych przemysłowych stwierdzono, że w poszczególnych rejonach wierceń o określonych warunkach geologicznych, wielkość tego czasu jest różna i zmienia się (wzrasta) wraz z głębokością otworu. Należy przy tym zauważyć, że w wybranych rejonach wierceń stosowano podobną technikę wiertniczą, a załogi wiertnicze reprezentowały porównywalny poziom wyszkolenia zawodowego w Polskim Górnictwie Naftowym i Gazownictwie.

Kierując się tymi spostrzeżeniami, skompletowano trzy zbiory danych przemysłowych, pochodzące z trzech rejonów wierceń, wybranych w poszczególnych obszarach poszukiwań naftowych, dotyczące czasu trwania awarii wiertniczej do momentu jej usunięcia T_{AW} oraz głębokości H , na której awaria w otworze wiertniczym wystąpiła. Następnie metodami analizy statystycznej badano zależność $T_{AW} = f(H)$, dla rozpatrywanych rejonów wierceń (tab. 6) [6].

W wyniku wstępnej oceny danych empirycznych [9], na podstawie wykresów punktów, dla rozpatrywanej zależności dobrano model liniowy mający postać: $y = ax + b$ oraz oszacowano współczynniki regresji a i b metodą najmniejszych kwadratów. Porównując obliczoną wartość współczynnika korelacji r z wartością krytyczną r_{α} odczytaną z tablic statystycznych, dla uwzględnionego poziomu istotności $\alpha = 0,05$ oraz stopnia swobody $N - 1$ (przy czym N oznacza liczbę danych), stwierdzono, że model ten bardzo dobrze nadaje się do prognozowania czasu traconego z powodu awarii wiertniczych w rejonie Paproci i Lachowic (tab. 6 i 7). Natomiast dla rejonu Nosówka, leżącego w obszarze Karpat, stwierdzono słabą korelację. Z tego względu dla tego rejonu wierceń dobrano model eksponencjalny, mający postać: $y = \exp(ax + b)$, który daje co prawda lepszą korelację (tab. 6), lecz bardzo dużą rozbieżność między wartościami prognozowanymi a średnimi arytmetycznymi wartościami danych rzeczywistych (tab. 7). Z tego względu również dla rejonu Nosówka do prognozowania czasu awarii bardziej nadaje się równanie regresji liniowej.

Tabela 6
Zestawienie wyników analizy metodami statystycznymi zależności $T_{AW} = f(H)$

Rejon wiercenia	Badany model	Stopień swobody $n-1$	Współczynnik korelacji r i r_a przy $\alpha = 0,05$	Współczynniki regresji: a i b	Równanie regresji T_{AW} [h]; H [m]
Monoklina przedsudecka (Paproć)	$y = ax + b$	28	$r = 0,732$ $r_{0,05} = 0,364$	$a = 0,129$ $b = -54,3278$	$T_{AW} = 0,129H - 54,3278$ dla $H \in [280 \div 2970]m$
Karpaty (Nosówka)	$y = ax + b$	19	$r = 0,501$ $r_{0,05} = 0,4329$	$a = 0,1296$ $b = 38,427$	$T_{AW} = 0,1296H + 38,427$ dla $H \in [15 \div 3850]m$
	$y = \exp(ax + b)$	19	$r = 0,5666$ $r_{0,05} = 0,4329$	$a = 7,67 \cdot 10^{-4}$ $b = 2,974$	$T_{AW} = \exp(7,67 \cdot 10^{-4}H + 2,974)$ dla $H \in [15 \div 3850]m$
Przedgórze Karpat (Lachowice)	$y = ax + b$	30	$r = 0,908$ $r_{0,05} = 0,3494$	$a = 0,182$ $b = -78,154$	$T_{AW} = 0,182H - 78,154$ dla $H \in [40 \div 366]m$

Tabela 7

Zestawienie wyników prognozowania czasu trwania awarii wiertniczych dla poszczególnych obszarów geologicznych i rejonów wierceń

Zadana głębokość [m]	Obszar geologiczny	Równanie regresji	Prognozowany czas usuwania awarii [h]	Średnia arytmetyczna czasu trwania awarii [h]	Rozbieżność [%]
1 000	Przedgórze Karpat (Lachowice)	$T_{AW} = 0,182H - 78,154$	103,85	98,66	5,26
	Monoklina przedsudecka (Paproc)	$T_{AW} = 0,129H - 54,3278$	74,67	76,42	2,34
	Karpaty (Nosówka)	$T_{AW} = 0,182H - 78,154$ $T_{AW} = \exp(7,67 \cdot 10^{-4} H + 2,974)$	168,03 42,14	141,2 141,2	19 235
2 000	Przedgórze Karpat (Lachowice)	$T_{AW} = 0,182H - 78,154$	285,85	268,53	6,45
	Monoklina przedsudecka (Paproc)	$T_{AW} = 0,129H - 54,3278$	203,67	208,32	2,28
	Karpaty (Nosówka)	$T_{AW} = 0,182H - 78,154$ $T_{AW} = \exp(7,67 \cdot 10^{-4} H + 2,974)$	297,63 90,74	270,2 270,2	10,15 197,8

Porównując wyniki prognozowania czasu awarii zamieszczone w tabeli 7, obliczone dla poszczególnych rejonów wierceń, można stwierdzić, że największe wartości tego czasu uzyskano dla rejonu Nosówka. Jest to związane z trudnymi warunkami geologicznymi występującymi warunkami w obszarze Karpat, które mają bardzo skomplikowaną budowę płaszczowinową o zróżnicowanej litologii i tektonice oraz zmiennym upadzie warstw.

Biorąc pod uwagę fakt, że tak w przeszłości jak też obecnie dużo czasu traci się na likwidację przychwyceń przewodu wiertniczego, metodami analizy statystycznej badano zależność czasu likwidacji T_L od głębokości otworu H_o . Analizę przeprowadzono w 2007 roku na podstawie danych przemysłowych udostępnionych przez poszczególne zakłady Poszukiwań Nafty i Gazu, obejmujące 41 przypadków uwalniania przychwyconego przewodu wiertniczego podczas wierceń naftowych i geotermalnych [9]. Dane te obejmują różne metody likwidacji przychwyceń przewodu, począwszy od manewrowania przewodem poprzez pracę nożycami wiertniczymi, wanny (kapiela), aż po rozkręcanie, obwiercanie i zwiercanie przychwyconych elementów przewodu. Na podstawie wykresów rozrzutu dobrano liniowy model tej zależności w postaci: $y = ax + b$.

Korzystając z programu *STATISTIKA ver. 8*, wyznaczono równanie regresji liniowej (tab. 8, wiersz 1), uzyskując niezbyt zadowalającą wartość współczynnika korelacji $r = 0,5558$, w porównaniu do wartości krytycznej $r_{0,05} = 0,3044$ [7]. Równanie to może służyć do prognozowania czasu uwalniania przychwyconego przewodu dla zadanej głębokości projektowanego otworu wiertniczego, na której spodziewane jest przychwylenie. Jednak równanie to daje jednak bardzo dużą rozbieżność między wartościami prognozowanymi a średnimi arytmetycznymi danych rzeczywistych, określonymi na podstawie jednostkowego czasu likwidacji T_L/H_o (tab. 8).

W celu zmniejszenia tej rozbieżności, w roku 2008 skompletowano trzy zbiory danych przemysłowych (łącznie 48 przypadków) [9], różniące się metodą likwidacji przychwylenia. Dotyczą one czasu likwidacji przychwyceń T_L następującymi metodami:

- manewrowanie przewodem oraz praca nożycami wiertniczymi, T_{LM} ;
- stosowanie wanny (kapieli) ropnej, T_{LW} ;
- rozkręcanie przewodu i płukanie, T_{LR} .

Ponadto, utworzono zbiór danych dotyczących czasu likwidacji awarii T_{LU} w postaci urwania elementów przewodu wiertniczego (rur płuczkowych lub obciążników – łącznie 9 przypadków).

We wszystkich tych przypadkach badano zależność: czas likwidacji w funkcji głębokości otworu wiertniczego, w którym awaria ta wystąpiła $\{T_L = f(H_o)\}$. Na podstawie wykresów rozrzutu dla wszystkich przypadków dobrano model liniowy mający postać: $y = ax + b$. Za pomocą programu *STATISTIKA ver. 8*, stwierdzono, dla wszystkich czterech przypadków bardzo dobrą korelację (tab. 8). Wybrane parametry statystyki zestawiono w tabeli 8.

W tabeli 9 przedstawiono wyniki prognozowania czasu likwidacji przychwyceń i urwań przewodu, z uwzględnieniem analizowanych metod. Dla porównania zamieszczono także średnie wartości tego czasu, określone na podstawie średniej arytmetycznej czasu jednostkowego (tj. określonego na jednostkę głębokości otworu wiertniczego). Najmniejszą rozbieżność wyników uzyskano dla uwalniania przewodu metodą wanny ropnej, a najmniejszą, w przypadku wyciągania urwanego przewodu przy użyciu różnych narzędzi instrumentacyjnych.

Tabela 8

Zestawienie wyników analizy metodami statystycznymi zależności $T_L = f(H_o)$

Lp.	Metoda likwidacji awarii	Stopień swobody	Współczynnik korelacji		Równanie regresji liniowej T_L [h]; H_o [m]
		$N - 1$	r	$r_{0,05}$	
1.	Różne metody likwidacji przychwycenia	40	0,5558	0,3044	$T_L = 0,1936 \cdot H_o - 206,9492$ dla $H_o \in [244 \div 3950]$ m
2.	Manewrowanie przychwyconym przewodem	10	0,9689	0,5760	$T_{LM} = 0,01399 \cdot H_o + 0,9388$ dla $H_o \in [193 \div 3220]$ m
3.	Wanna ropna w strefie przychwycenia	17	0,9419	0,4555	$T_{LW} = 0,0146 \cdot H_o + 3,8113$ dla $H_o \in [350 \div 3891]$ m
4.	Rozkręcanie i płukanie w strefie przychwycenia	18	0,9541	0,4438	$T_{LR} = 0,2203 \cdot H_o - 68,2834$ dla $H_o \in [1115 \div 4479]$ m
5.	Wyciąganie urwanego przewodu przy użyciu różnych narzędzi ratunkowych	8	0,9091	0,6319	$T_{LU} = 0,2686 \cdot H_o - 617,8$ dla $H_o \in [2300 \div 3200]$ m

Tabela 9

Zestawienie wyników prognozowania czasu likwidacji awarii przewodu wiertniczego dla analizowanych metod

Lp.	Metoda likwidacji awarii	Równanie regresji liniowej T_L [h]; H_o [m]	Prognozowany czas likwidacji awarii [h]	Średnia arytmetyczna wartość ilorazu T_L/H_o	Średnia wartość czasu likwidacji [h]	Rozbieżność [%]
1.	Manewrowanie przychwyconym przewodem	$T_{LM} = 0,01399 \cdot H_o + 0,9388$	$T_{LM} = 35,9$ dla $H_o = 2\ 500$ m	0,0139	$T_{LM} = 35$ dla $H_o = 2\ 500$ m	2,57
2.	Wanna ropna w strefie przychwycenia	$T_{LW} = 0,0146 \cdot H_o + 3,8113$	$T_{LW} = 40,3$ dla $H_o = 2\ 500$ m	0,01617	$T_{LW} = 40,4$ dla $H_o = 2\ 500$ m	0,3
3.	Rozkręcanie i płukanie w strefie przychwycenia	$T_{LR} = 0,2203 \cdot H_o - 68,2834$	$T_{LR} = 482,5$ dla $H_o = 2\ 500$ m	0,18659	$T_{LR} = 466,5$ dla $H_o = 2\ 500$ m	3,43
4.	Wyciąganie urwanego przewodu przy użyciu różnych narzędzi ratunkowych	$T_{LU} = 0,2686 \cdot H_o - 617,8$	$T_{LU} = 53,7$ dla $H_o = 2\ 500$ m	0,0292	$T_{LU} = 73$ dla $H_o = 2\ 500$ m	35,9

4. WNIOSKI

- 1) Analizując awaryjność prac wiertniczych, zaistniałych podczas wykonywania wierceń naftowych, można zauważyć, że mimo ciągłego doskonalenia techniki i technologii wiercenia głębokich otworów oraz metod likwidacji awarii nie zmniejszyła się w sposób znaczący liczba występowania awarii przewodu wiertniczego, ani też nie skrócił się zbyt wiele czas ich likwidacji. Z tego względu celowe wydaje się dokładniejsze rozpoznawanie i analiza przyczyn ich występowania, zwłaszcza przyczyn geologicznych.
- 2) Stwierdzono związek czasu likwidacji awarii z warunkami geologicznymi występującymi w wybranych rejonach wierceń, przy założeniu porównywalnych warunków technicznych i tego samego poziomu fachowości załóg wiertniczych oraz istotny wzrost tego czasu z głębokością otworu wiertniczego w momencie wystąpienia awarii. Stwierdzenie to sugeruje potrzebę badania wpływu poszczególnych parametrów fizycznych i mechanicznych skał na rodzaj występujących awarii, a w szczególności na przychwycenie i urwanie przewodu wiertniczego.
- 3) Wyznaczone metodami analizy statystycznej równania korelacji liniowej umożliwiają prognozowanie czasu trwania na likwidację awarii przewodu wiertniczego (przychwycenie, urwanie), przy zadanej głębokości otworu wiertniczego w momencie wystąpienia danego rodzaju awarii, z uwzględnieniem metody likwidacji oraz w zależności od przyczyny przychwycenia.
- 4) Należy zauważyć, że prognoza czasu likwidacji awarii, oparta na wynikach analizy statystycznej danych rzeczywistych, może być zamieniona na prognozę wymiernych strat finansowych spowodowanych tego typu awariami, po uwzględnieniu aktualnych cen użytych materiałów oraz kosztów amortyzacji sprzętu wiertniczego i robocizny.

LITERATURA

- [1] Dubiel S.: *Uwalnianie przewodu wiertniczego przyklejonego różnicą ciśnienia do osadu ilowego*. Nafta, 2/1985
- [2] Dubiel S.: *Uwalnianie przewodu wiertniczego przy zastosowaniu kapieli*. Nafta, 9/1985
- [3] Dubiel S. i inni: *Uwalnianie przewodu wiertniczego przy użyciu rurowego próbnika złoża*. Nafta, 5/1985
- [4] Dubiel S., Chrząszcz W., Szostak L.: *Awarie i komplikacje przy wierceniu głębokich otworów*. Skrypt AGH, Kraków 1985
- [5] Dubiel S., Szostak L.: *Metody zapobiegania przychwyceniom przewodu wiertniczego w głębokich otworach*. Technika Poszukiwań Geologicznych, nr 6/1981
- [6] Dubiel i inni: *Czas trwania awarii w wiertnictwie naftowym*. Górnictwo, Rok 24, z. 1, 2000

- [7] Dubiel S., Ziaja J.: *Decyzje w zakresie rozpoznawania i likwidacji przychwyceń przewodu wiertniczego w otworach naftowych*. Wiertnictwo, Nafta, Gaz (półrocznik AGH), t. 25, z. 2, 2008
- [8] Gazda S., Frączak W.: *Instrumentacje wiertnicze w odwiertach naftowych*. Bóbrka, 28–30 kwiecień 2004
- [9] Zestawienia wybranych danych przemysłowych PGNiG 1997–2008