

Badanie bezpieczeństwa rurociągu ze względu na uderzenie hydrauliczne

Zbigniew Fafara 

AGH Akademia Górniczo-Hutnicza, Wydział Wiertnictwa, Nafty i Gazu, Kraków

Streszczenie: W pracy przedstawiono wyniki badania wpływu uderzeń hydraulicznych na nagły wzrost ciśnienia wewnętrznego w rurociągu przesyłowym „Družba” transportującym ropę naftową. Przedmiotem badania jest fragment jednej z nitek rurociągu o długości 103,5 km. Podczas analizy wzięto pod uwagę dziewięć wybranych zdarzeń, w trakcie których została całkowicie zatrzymana jedna ze stacji pomp. Praktyka pokazuje, że skutki uderzeń hydraulicznych powstających w rurociągowych systemach transportujących media ciekłe są w ponad 80% przypadków przyczyną ich awarii. Wyniki bezpośrednich pomiarów zmiany ciśnienia wewnątrz towarzyszącej całkowitemu zatrzymaniu przepływu ropy naftowej wskazują nawet na trzykrotny wzrost ciśnienia transportowanego medium na wejściu zatrzymanej stacji pomp, co jest szczególnie niebezpieczne i grozi rozszczelnieniem rurociągu „Družba”. Mimo ostatnich zmian na rynku dostaw ropy naftowej do Europy i ograniczenia jej importu z Rosji z powodu agresji na Ukrainę rurociąg magistralowy „Družba” stanowi obecnie ciągle podstawową instalację dostarczającą ropę naftową do Ukrainy, Słowacji, Czech i na Węgry, a w Polsce jego część jest wykorzystywana do przesyłu ropy do rafinerii znajdujących się we wschodniej części Niemiec. Rurociąg magistralowy „Družba” został wybudowany 60–70 lat temu i obecnie jego stan techniczny może pozostawiać wiele do życzenia, dlatego bezpieczeństwo jego użytkowania stanowi bardzo istotną kwestię.

Słowa kluczowe: rurociąg przesyłowy „Družba”, transport ropy naftowej, całkowite zatrzymanie przepływu medium, uderzenie hydrauliczne, wzrost ciśnienia wewnętrznego w rurociągu

PIPELINE SAFETY INVESTIGATION DUE TO HYDRAULIC HAMMER

Abstract: The paper presents the results of a study of the effect of hydraulic hammer on the sudden increase in internal pressure in the “Družba” trunk pipeline transporting crude oil. The subject of the investigation is a path of one section of the pipelines with a length of 103.5 km. During the analysis, nine selected events were taken into account, during which one of the pump stations was completely stopped. Practice shows that the effects of hydraulic hammer occurring in pipeline systems transporting liquid media are the cause of their failure in more than 80% of cases. The results of direct measurements of pressure changes inside the pipeline accompanying a complete stoppage of the flow of crude oil indicate an up to three-fold increase in the pressure of the transported medium at the entrance of the stopped pump station, which is particularly dangerous and may result in leakage of the “Družba” pipeline. Despite the recent changes in the market for crude oil supplies to Europe and the reduction of its import from Russia due to the aggression against Ukraine, the trunk pipeline “Družba” is currently still the primary installation supplying oil to Ukraine, Slovakia, the Czech Republic and Hungary, while in Poland its part is used to transport oil to refineries located in the eastern part of Germany. The main pipeline “Družba” was built 60–70 years ago and currently its technical condition may leave much to be desired, so its safety is a very important issue.

Keywords: transmission pipeline “Družba”, crude oil transport, complete stoppage of medium flow, hydraulic hammer, increase in internal pressure in the pipeline

1. Wprowadzenie

Każda zmiana hydrodynamicznych parametrów tłoczenia (w szczególności prędkości przepływu) cieczy w rurociągu prowadzi do zmian ciśnienia panującego w jego wnętrzu. Pojawiające się w efekcie stany nieustalone przepływu nazywane są uderzeniem hydraulicznym. Rozróżnia się dodatnie uderzenie hydrauliczne, następujące w momencie wzrostu ciśnienia wewnątrz rurociągu oraz ujemne uderzenie hydrauliczne – w momencie jego spadku. Pojęcie uderzenia hydraulicznego pojawiło się w literaturze w XIX wieku (Thorley 2004, Niełacny 2005, Mambretti 2014), z podziałem na proste i złożone uderzenie hydrauliczne. Proste uderzenie hydrauliczne następuje w sytuacji, gdy czas działania czynnika powodującego zmianę parametrów tłoczenia cieczy (np. czasu zamykania zaworu) jest dużo krótszy od czasu powrotu odbitej fali ciśnienia. Złożone uderzenie hydrauliczne dotyczy sytuacji przeciwnej, gdy czas działania czynnika powodującego zmianę parametrów tłoczenia cieczy jest dłuższy od czasu powrotu odbitej fali ciśnienia.

Do najczęstszych bezpośrednich czynników sprzyjających powstaniu uderzenia hydraulicznego należą: gwałtowne włączanie i wyłączanie układów pompowych, uruchamianie i awarie szybkoobrotowej armatury odcinającej oraz działanie systemów automatycznej regulacji przepływu. Duża liczba czynników inicjujących uderzenie hydrauliczne oraz oddziałujących na przebieg tego zjawiska utrudnia opracowanie jego modelu matematycznego. Uderzenie hydrauliczne jest zjawiskiem niepożądanym we wszystkich przewodach ciśnieniowych, ponieważ może wytworzyć falę uderzeniową o dużej wartości wzrostu ciśnienia wewnątrz przewodu oraz dużej częstotliwości, co sprzyja powstaniu awarii przewodu lub jego armatury oraz zaburza proces transportu cieczy. Dane literaturowe pokazują (Thorley 2004, Niełacny 2005, Kodura 2018), że ponad 80% awarii ciśnieniowych systemów wodociągowych w sieciach wywołuje zjawisko uderzenia hydraulicznego i jego niekorzystne oddziaływanie.

2. Model matematyczny

W praktyce inżynierskiej do badania uderzenia hydraulicznego wykorzystuje się jedną z najstarszych zależności dotyczących opisu tego zjawiska, opracowaną w XIX wieku, tzw. wzór Żukowskiego–Allieiego (Mambretti 2014, Thorley 2004, Kodura 2018). Równanie to określa pierwszy maksymalny przyrost ciśnienia w rurociągu w wyniku prostego uderzenia hydraulicznego:

$$\Delta p = \Delta v \cdot \rho \cdot a \quad (1)$$

gdzie:

- Δp – pierwszy maksymalny przyrost ciśnienia,
- Δv – zmiana (spadek) prędkości przepływającej cieczy,
- ρ – gęstość właściwa przepływającej cieczy,
- a – prędkość przemieszczania się fali uderzeniowej ciśnienia.

Maksymalną wartość przyrostu ciśnienia w rurociągu uzyskuje się przy całkowitym zatrzymaniu przepływającej cieczy. Prędkość rozchodzenia się fali uderzeniowej ciśnienia w rurociągu można określić na podstawie czasu powrotu odbitej fali ciśnienia do punktu rejestracji wzrostu ciśnienia lub czasu dojścia fali ciśnienia do innego punktu na trasie rurociągu. W pierwszym przypadku równanie ma postać:

$$a = \frac{2 \cdot L}{T_R} \quad (2)$$

gdzie:

- L – odległość miejsca powstania uderzenia hydraulicznego od przegrody odbijającej falę ciśnienia,
- T_R – czas powrotu fali ciśnienia.

W drugim przypadku wzór na prędkość rozchodzenia się uderzeniowej fali ciśnienia jest następujący:

$$a = \frac{D}{T_A} \quad (3)$$

gdzie:

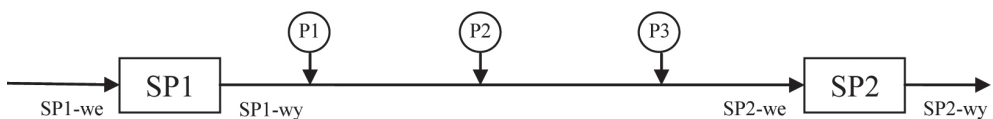
- D – odległość punktu rejestracji ciśnienia od miejsca powstania uderzenia hydraulicznego,
- T_A – czas dojścia fali ciśnienia do punktu rejestracji.

3. Przedmiot badań

W trakcie budowy rurociągu „Družba” w latach 50. i 60. XX wieku rury przewodowe wykonywane były ze zwykłej stali budowlanej o minimalnej wytrzymałości na rozerwanie $R_m = 200\text{--}350$ MPa (Michałowski i Trzop 2006). W tamtym czasie nie były jeszcze dostępne na rynku gatunki stali o podwyższonej wytrzymałości. Dopiero w latach 70. XX wieku zaczęto na skalę przemysłową rozwijać produkcję stali o zwiększonej wytrzymałości na potrzeby dynamicznie rozwijającego się działu związanego z budową rurociągów. Na początku była to tzw. stal niskostopowa, a później bezstopowa (Michałowski i Trzop 2006, Magda 2018). W rezultacie tych prac obecnie na rynku są powszechnie dostępne gatunki stali o minimalnej wytrzymałości na rozerwanie $R_m > 700$ MPa, a w laboratoriach pracuje się nad wytwarzaniem stali o $R_m > 1000$ MPa. Z powyższych względów w rurociągu „Družba” nie można stosować zbyt wysokich ciśnień tłoczenia ropy naftowej i generalnie maksymalne ciśnienie eksploatacyjne nie przekracza w nim wartości $p_{\text{exp,max}} = 4,7$ MPa. Dla przykładu w nowo budowanych rurociągach magistralowych lądowych niejednokrotnie wykorzystywane jest ciśnienie tłoczenia $p_{\text{exp,max}} > 10$ MPa, a w rurociągach magistralowych podmorskich – nawet $p_{\text{exp,max}} > 20$ MPa (Michałowski i Trzop 2006, Magda 2018).

Stabilność parametrów wytrzymałościowych stali w dłuższym horyzoncie czasowym sprawia, że zasadniczym czynnikiem decydującym o wielkości dopuszczalnego ciśnienia wewnątrz rurociągu jest grubość ścianki, która z czasem może ulec zmniejszeniu, najczęściej na skutek procesów korozji. Obecnie na zewnętrzne powierzchnie rur przewodowych nanoszone są wielowarstwowe (trójwarstwowe lub nawet czterowarstwowe) powłoki z tworzyw sztucznych w celu ochrony rur przed korozją. W latach 50. i 60. XX wieku takie technologie nie były jeszcze znane i powszechnie pokrywano rury przewodowe półpłynnymi masami bitumicznymi, zawijając je następnie spiralnie papą. Najstarsze odcinki rurociągu „Družba” mają już siedemdziesiąt lat, a nitki znajdujące się na obszarze Polski na pewno ukończyły już sześćdziesiąt lat. Z tego powodu należy się liczyć z możliwością obniżenia pierwotnej grubości ścianek rur przewodowych w wyniku procesów korozyjnych, a w konsekwencji – ze spadkiem wytrzymałości rur na rozerwanie. Do lat 80. XX wieku w Polsce wykorzystywano do wymiarowania rur przewodowych rurociągów przesyłowych dalekosiężnych radziecką metodę Łubińskiego, która zakładała bardzo duży margines bezpieczeństwa. W rezultacie tego maksymalne ciśnienie eksploatacyjne w rurociągu stanowiło około 40% minimalnego ciśnienia rozrywającego (Michałowski i Trzop 2006). Trzeba jednak pamiętać, że na przestrzeni kilkudziesięciu lat wykorzystywania rurociągu „Družba” grubość ścianek mogła ulec zmniejszeniu, co doprowadziłoby do obniżenia wartości minimalnego wewnętrznego ciśnienia rozrywającego. Z tych względów dla bezawaryjnej dalszej pracy rurociągu „Družba” bardzo istotne są wszystkie sytuacje, które mogą doprowadzić do niekontrolowanego wzrostu ciśnienia wewnątrz rurociągu powyżej ciśnienia eksploatacyjnego. Jedną z takich sytuacji, powszechnie występującą w rurociągach, jest uderzenie hydrauliczne – szczególnie niebezpieczne w przypadku całkowitego zatrzymania tłoczenia ropy naftowej ze względu na największy przyrost ciśnienia. Z tej przyczyny w niniejszej pracy dokonano analizy zmian ciśnienia w rurociągu „Družba” wywołanych pojawieniem się uderzenia hydraulicznego.

Przedmiotem analizy jest fragment rurociągu „Družba” o długości 103,5 km, który schematycznie został przedstawiony na rysunku 1. Jest on ograniczony dwoma kolejnymi stacjami pomp na trasie rurociągu. Analizowany fragment rurociągu zaczyna się stacją pomp SP1 i kończy stacją pomp SP2. W rurociągu pomiędzy stacjami pomp umieszczone są czujniki ciśnienia wewnętrznego oznaczone symbolami P1, P2 i P3. Czujniki ciśnienia znajdują się także na wejściu (SP1-we, SP2-we) i wyjściu (SP1-wy, SP2-wy) każdej stacji pomp. Czujniki te rejestrują w sposób ciągły, co sekundę, ciśnienie wewnątrz rurociągu. Lokalizacja punktów pomiaru ciśnienia na trasie rurociągu podana została w tabeli 1.



Rys. 1. Schemat rozważanego w analizie fragmentu rurociągu „Družba”

Tabela 1

Lokalizacja punktów pomiaru ciśnienia w analizowanym fragmencie rurociągu „Družba”

Nazwa punktu	Odległość punktu od początku fragmentu rurociągu [km]
SP1-wy	0,0
P1	31,5
P2	57,0
P3	71,5
SP2-we	103,5

Spośród wszystkich zdarzeń towarzyszących pracy analizowanego fragmentu rurociągu w jednym roku kalendarzowym wybrano dziewięć sytuacji opisanych w tabeli 2. Pięć z nich dotyczy kontrolowanego wyłączenia stacji pomp SP2 w celu redukcji ilości tłoczony ropy naftowej ze względów technicznych (przepływ medium mógł być kontynuowany drugą niezależną nitką rurociągu). Pozostałe cztery sytuacje odnoszą się do awaryjnego wyłączenia stacji pomp SP2 na skutek przekroczenia maksymalnej dopuszczalnej temperatury w łożysku jednej z pracujących pomp (jeden przypadek) oraz niezależnego od operatora rurociągu odłączenia zasilania linii energetycznej (trzy przypadki). Wraz z wyłączeniem stacji pomp SP2 w sposób automatyczny zamykane były zasowy na jej wejściu i wyjściu. W rozważanych sytuacjach wraz z zatrzymaniem stacji pomp SP2 niejednokrotnie wyłączenie były inne stacje pomp w tym samym czasie lub z opóźnieniem. Zamknięcie zasow przy stacji pomp SP2 sprawiło jednak w takiej sytuacji, że żadne zaburzenie wywołane zdarzeniami poniżej SP2 nie oddziaływało na analizowany fragment rurociągu. Podobnie w każdym z dziewięciu rozważanych przypadków po wyłączeniu stacji pomp SP2 stacja SP1 pracowała jeszcze przez pewien czas i zaburzenie wywołane jej późniejszym zatrzymaniem nie mogło wpływać na gwałtowny wzrost ciśnienia wewnętrznego powstałego w miejscu wytworzenia uderzenia hydraulicznego (SP2-we).

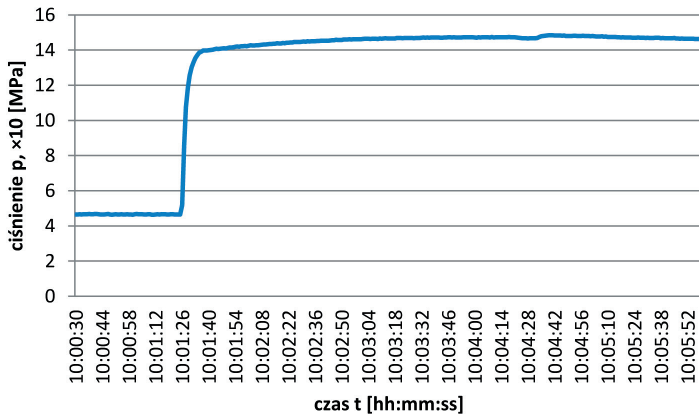
Tabela 2

Lista analizowanych zdarzeń w rozważanym fragmencie rurociągu „Družba”

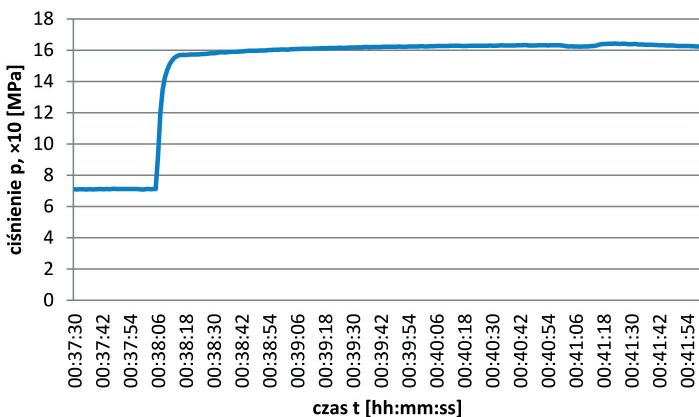
Lp.	Data	Zdarzenie
1	16.03	Zatrzymanie SP2 z przyczyn technicznych – redukcja ilości tłoczony ropy naftowej
2	06.04	Zatrzymanie SP2 z przyczyn technicznych – redukcja ilości tłoczony ropy naftowej
3	26.04	Awaryjne zatrzymanie SP2 – przekroczenie dopuszczalnej temperatury łożysk
4	07.06	Zatrzymanie SP2 z przyczyn technicznych – redukcja ilości tłoczony ropy naftowej
5	20.06	Awaryjne zatrzymanie SP2 – przerwa w zasilaniu energią elektryczną
6	08.07	Zatrzymanie SP2 z przyczyn technicznych – redukcja ilości tłoczony ropy naftowej
7	11.07	Awaryjne zatrzymanie SP2 – przerwa w zasilaniu energią elektryczną
8	26.07	Zatrzymanie SP2 z przyczyn technicznych – redukcja ilości tłoczony ropy naftowej
9	23.08	Awaryjne zatrzymanie SP2 – przerwa w zasilaniu energią elektryczną

4. Wyniki pomiarów

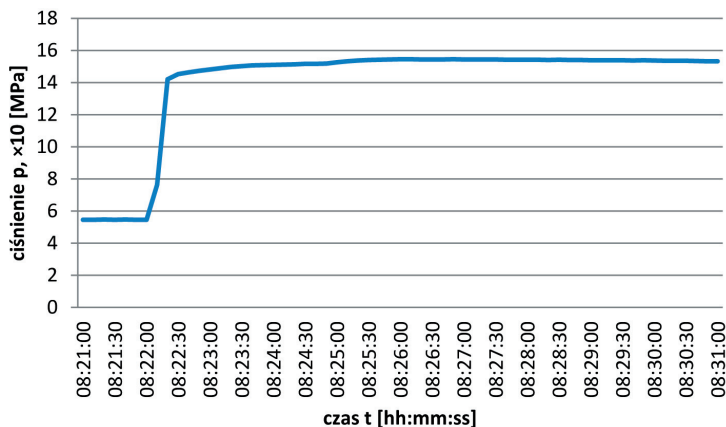
Na dziewięciu poniższych wykresach liniowych (rys. 2–10) przedstawiono zmierzona zmiany ciśnienia w czasie wewnątrz rurociągu na wejściu do stacji pomp SP2, spowodowane wyłączeniem stacji pomp. Rozważane w badaniach czujniki ciśnienia rejestrowały ciśnienie wewnętrzne w rurociągu w sposób ciągły (co sekundę) przez całą dobę. W prowadzonej analizie wykorzystano tylko fragment całego zarejestrowanego pliku obejmujący przedział czasu zazwyczaj o długości 4–5 min, rozpoczynający się około jednej minuty przed wyłączeniem stacji pomp SP2. Oś pozioma wykresów jest osią czasu rzeczywistego przedstawionego w standardowym formacie: godzina : minuta : sekunda. Na osi pionowej wykresów znajduje się ciśnienie wewnętrzne panujące w rurociągu, a jego wartości wyrażone w megapaskalach zostały pomnożone przez 10 dla zwiększenia czytelności zestawienia. Oznacza to, że wartości liczbowe ciśnienia na wykresach są wyrażone w barach.



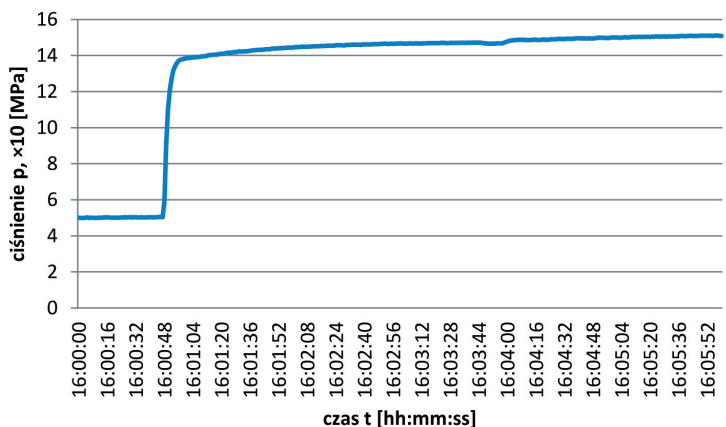
Rys. 2. Zmiany ciśnienia w punkcie SP2-we (pomiar 16 marca)



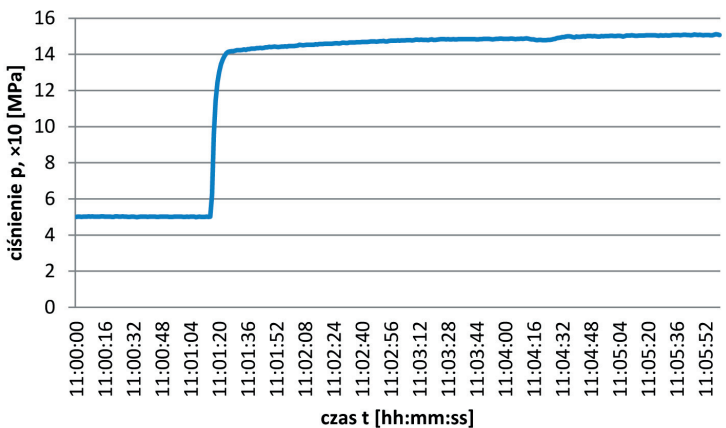
Rys. 3. Zmiany ciśnienia w punkcie SP2-we (pomiar 6 kwietnia)



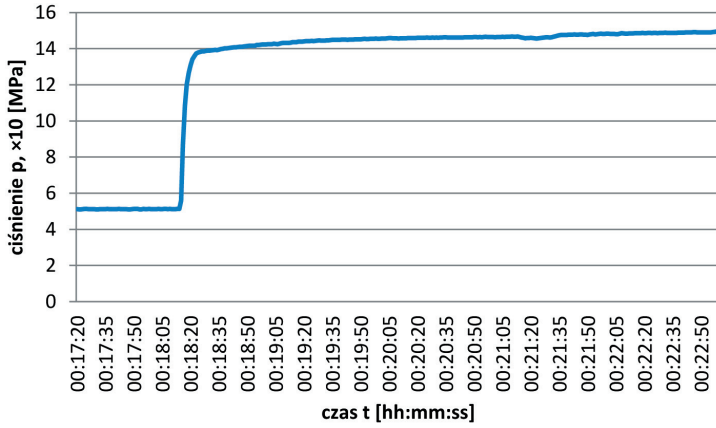
Rys. 4. Zmiany ciśnienia w punkcie SP2-we (pomiar 26 kwietnia)



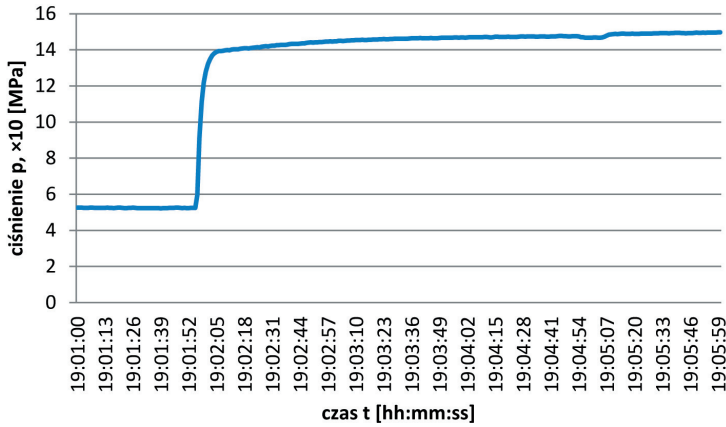
Rys. 5. Zmiany ciśnienia w punkcie SP2-we (pomiar 7 czerwca)



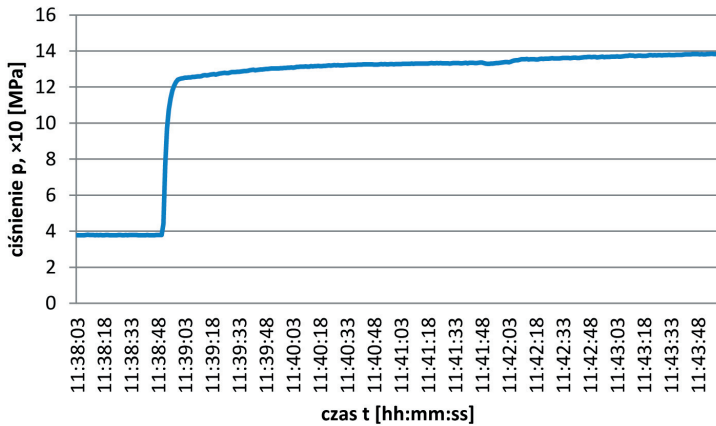
Rys. 6. Zmiany ciśnienia w punkcie SP2-we (pomiar 20 czerwca)



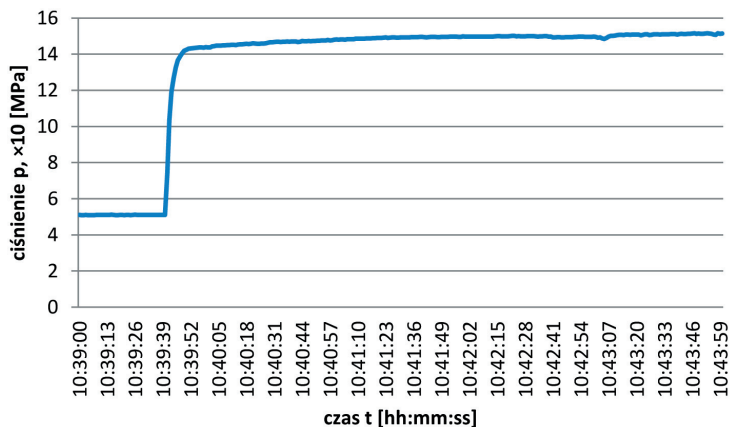
Rys. 7. Zmiany ciśnienia w punkcie SP2-we (pomiar 8 lipca)



Rys. 8. Zmiany ciśnienia w punkcie SP2-we (pomiar 11 lipca)



Rys. 9. Zmiany ciśnienia w punkcie SP2-we (pomiar 26 lipca)



Rys. 10. Zmiany ciśnienia w punkcie SP2-we (pomiar 23 sierpnia)

Przedstawione zależności czasowe ciśnienia wewnętrznego w rurociągu mają bardzo zbliżony przebieg. W pewnym momencie następuje wyłączenie stacji pomp SP2 i zaczyna się zamykać zasowa, co powoduje gwałtowny wzrost ciśnienia na wejściu stacji pomp aż do chwili całkowitego jej zamknięcia. Czas zamykania zasowy wynosi nieco ponad 10 s. Po tym czasie ciśnienie wewnątrz rurociągu nadal rośnie, ale dużo wolniej, aż do osiągnięcia ciśnienia maksymalnego, co następuje w rozważanych przypadkach po 2–3 min. W dalszej perspektywie czasowej ciśnienie wewnętrzne będzie nieznacznie fluktuować na skutek powrotu odbitej fali ciśnienia. W rozważanym fragmencie rurociągu „Drużba” fala wzrostu ciśnienia wywołanego uderzeniem hydraulicznym odbije się od zamkniętej zasowy znajdującej się na wyjściu stacji pomp SP1, która oddalona jest o 103,5 km. Pokonanie takiego odcinka tam i z powrotem zajmuje fali ciśnienia około 200 s. Moment dojścia odbitej fali ciśnienia widoczny jest na zamieszczonych wykresach jako niewielkie wahania ciśnienia w końcowym przebiegu krzywej. W tabeli 3 zamieszczono zbiorcze zestawienie wartości gwałtownego wzrostu ciśnienia na wejściu stacji pomp SP2 spowodowanego pojawiającym się uderzeniem hydraulicznym na skutek jej wyłączenia.

Tabela 3

Charakterystyka analizowanych uderzeń hydraulicznych

Data	16.03	6.04	26.04	7.06	20.06	8.07	11.07	26.07	23.08
Zatrzymanie stacji pomp [hh:mm:ss]	10:01:25	00:38:05	08:22:00	16:00:47	11:01:15	00:18:14	19:01:55	11:38:50	10:39:40
Ciśnienie początkowe $\times 10$ [MPa]	4,653	7,116	5,461	5,029	5,014	5,127	5,249	3,794	5,108

Tabela 3 cd.

Zamknięcie całkowite zasuw [hh:mm:ss]	10:01:35	00:38:16	08:22:10	16:01:01	11:01:27	00:18:24	19:02:07	11:39:03	10:39:52
Czas zamykania zasuw [s]	10	11	10	14	12	10	12	13	12
Wzrost ciśnienia $\times 10$ [MPa]	13,853	15,686	14,201	13,855	14,167	13,793	13,933	12,515	14,320
Przyrost ciśnienia $\times 10$ [MPa]	9,200 (198%)	8,570 (120%)	8,740 (160%)	8,826 (176%)	9,153 (183%)	8,666 (169%)	8,684 (165%)	8,721 (230%)	9,212 (180%)
Maksymalny wzrost ciśnienia [hh:mm:ss]	10:04:00	00:40:24	08:25:30	16:03:40	11:03:58	00:20:48	19:04:13	11:41:27	10:42:29
Czas osiągnięcia maksimum [s]	155	139	210	173	163	154	138	157	169
Maksymalne ciśnienie $\times 10$ [MPa]	14,714	16,289	15,404	14,709	14,865	14,629	14,688	13,319	15,002
Maksymalny przyrost ciśnienia $\times 10$ [MPa]	10,061 (216%)	9,173 (129%)	9,943 (182%)	9,680 (192%)	9,851 (196%)	9,502 (185%)	9,439 (180%)	9,525 (251%)	9,894 (194%)

5. Analiza wyników

Ciśnienie początkowe w rurociągu na wejściu do stacji pomp SP2 zmienia się od wartości 0,38 MPa do 0,71 MPa. Jest to spowodowane wybranym przez operatora reżimem pracy systemu rurociągowego, który określa wykorzystywaną moc stacji pomp systemu, zależną między innymi od wymaganego w danym momencie wydatku przepływu ropy naftowej. Istotnym czynnikiem różnicującym ciśnienie są także pojawiające się opory przepływu, uzależnione między innymi od gęstości właściwej ropy naftowej oraz jej lepkości, zależącej w dużym stopniu od temperatury ropy, na którą wpływa temperatura na zewnątrz rurociągu uwarunkowana porą dnia, roku i panującą pogodą.

Czas zamykania zasowy wyznaczony na podstawie zebranych danych zmienia się w zakresie 10–14 s. Określenie czasu rozpoczęcia zamykania zasowy jest stosunkowo proste, ponieważ następuje wtedy gwałtowny wzrost ciśnienia w rurociągu, natomiast uchwycenie momentu całkowitego zamknięcia zasowy jest już kłopotliwe, gdyż punkt zmiany trendu krzywej z gwałtownego wzrostu wartości ciśnienia w dużo wolniejszy jego przyrost nie zawsze jest wyraźnie zaznaczony na wykresie. Okazuje się, że częstotliwość rejestracji ciśnienia jest zbyt mała, co może prowadzić do nieznacznej rozbieżności w określonych wartościach czasu zamykania zasowy dla dziewięciu rozważanych przypadków.

Na skutek całkowitego zamknięcia zasowy ciśnienie wewnątrz rurociągu na wejściu do stacji pomp SP2 wzrasta do wartości 1,25–1,57 MPa. Odpowiada to przyrostowi ciśnienia wewnętrznego w rurociągu o 0,86–0,92 MPa, co oznacza wzrost o 120–230% ciśnienia początkowego. Średni przyrost ciśnienia wynosi około 180% wartości początkowej, czyli obserwuje się prawie trzykrotny wzrost ciśnienia wewnątrz rurociągu. Wartości wzrostu ciśnienia po czasie zamknięcia zasowy różnią się nieco w dziewięciu analizowanych przypadkach, ale generalnie są do siebie zbliżone. Ze wzoru Żukowskiego–Allieiego (1) wynika, że na wartość wzrostu ciśnienia wpływa początkowa liniowa prędkość przepływu ropy naftowej (końcowa jest w każdym przypadku równa zero), gęstość właściwa ropy oraz prędkość przemieszczania się fali uderzeniowej ciśnienia w ropie. We fragmencie rurociągu „Družba” poddanych badaniom liniowa prędkość przepływu ropy naftowej jest dobierana na poziomie około $v = 1$ m/s w zależności od wymaganego wydatku przepływu. Wynika stąd, że w każdym z rozważanych przypadków prędkość początkowa przepływu ropy mogła być nieco inna. Gęstość właściwa transportowanej rurociągiem ropy naftowej nieznacznie się różniła i wynosiła $\rho = 867\text{--}876$ kg/m³. Podobnie prędkość rozchodzenia się fali uderzeniowej ciśnienia mogła się różnić ze względu na różną gęstość właściwą i temperaturę ropy naftowej. Omówione czynniki tłumaczą różnice w wartościach uzyskanych przyrostów ciśnienia wewnątrz rurociągu.

Czas osiągnięcia maksymalnego przyrostu ciśnienia, czyli pełnego uderzenia hydraulicznego, zmieniał się w zakresie 138–210 s i średnio wyniósł około 150 s. Występujące różnice w wartościach wynikały częściowo z niedokładności odczytu spowodowanych bardzo małymi zmianami ciśnienia w tym okresie oraz nałożeniem się odbitej fali powrotnej ciśnienia.

Osiągnięte maksymalne wartości ciśnienia na wejściu stacji pomp SP2 (czyli wartości uderzenia hydraulicznego) zmieniają się w zakresie 1,33–1,63 MPa, co odpowiada przyrostowi ciśnienia 0,92–1,01 MPa (stanowi to 129–251% wartości początkowej, średnio 200%). Oznacza to, że uderzenie hydrauliczne spowodowane całkowitym zatrzymaniem przepływu ropy naftowej w rurociągu powoduje średnio trzykrotny wzrost ciśnienia na wejściu do stacji pomp SP2. Wyjaśnienie różnic w wartościach wzrostu ciśnienia przy użyciu równania Żukowskiego–Allieiego (1) jest analogiczne jak podane wcześniej w odniesieniu do przyrostu ciśnienia po całkowitym zamknięciu zasowy.

6. Podsumowanie

Magistralowy rurociąg dalekosiężny ropy naftowej „Družba” jest nadal podstawowym kanałem importu tego surowca do części krajów Europy, mimo wprowadzonych ograniczeń w imporcie ropy z Rosji na skutek agresji na Ukrainę. Różne jego odcinki zostały zbudowane 60–70 lat temu, dlatego można mieć obecnie obawy dotyczące stanu technicznego rurociągu i związanego z tym bezpieczeństwa jego pracy. Ropociąg „Družba” pracuje nadal bezawaryjnie w warunkach ustawionych standardowych reżimów pracy, jednak każde odchylenie ciśnienia eksploatacyjnego od wartości typowych może stwarzać zagrożenie dla jego bezpieczeństwa.

W pracy poddano analizie dziewięć zdarzeń z jednego roku polegających na kontrolowanym lub niekontrolowanym wyłączeniu jednej ze stacji pomp tłoczących ropę naftową w wybranym fragmencie rurociągu. Wyłączenie stacji pomp skutkowało automatycznym zamknięciem zasuw na wejściu i wyjściu stacji w celu ich ochrony. Całkowite zablokowanie przepływu rozpędzonej ropy naftowej powodowało gwałtowny wzrost ciśnienia wewnątrz rurociągu na wejściu do stacji pomp, które to zjawisko określa się mianem uderzenia hydraulicznego. Wykonane pomiary ciśnienia czujnikami zamontowanymi wewnątrz rurociągu, prowadzącymi automatyczną jego rejestrację co sekundę, wykazały, że w poszczególnych dziewięciu rozważanych przypadkach w czasie 10–14 s od zatrzymania stacji pomp ciśnienie wewnątrz rurociągu na wejściu stacji pomp wzrosło średnio ponad 2,5 razy, natomiast po osiągnięciu maksymalnej wartości w czasie 2–3 min było średnio ponad trzy razy wyższe od ciśnienia początkowego sprzed zdarzenia. Tak gwałtowny przyrost ciśnienia w bardzo krótkim czasie stanowi duże odchylenie od wartości ustalonych w standardowym reżimie pracy systemu rurociągowego, stwarzając niebezpieczeństwo jego rozszczelnienia.

Literatura

- Kodura A., 2018, *Wpływ długości przewodu za zaworem kulowym na parametry uderzenia hydraulicznego z polietylenu o dużej gęstości*, Ochrona Środowiska, vol. 40(4), s. 15–20.
- Magda W., 2018, *Rurociągi podmorskie: zasady projektowania*, Wydawnictwa Naukowo-Techniczne, Warszawa.
- Mambretti S., 2014, *Water Hammer Simulations*, WIT Press, Southampton.
- Michałowski W.S., Trzop S., 2006, *Rurociągi dalekiego zasięgu*, Wydawnictwo Fundacja Odysseum, Warszawa.
- Niełacny M., 2005, *Uderzenia hydrauliczne w systemach wodociągowych*, Wydawnictwo Politechniki Poznańskiej, Poznań.
- Thorley A.R.D., 2004, *Fluid Transients in Pipeline Systems: A Guide to the Control and Suppressions of Fluid Transients in Liquids in Closed Conduits*, ASME Press, New York.