

Jan Jewulski*

SPECYFIKA EKSPLOATACJI ROPY CIĘŻKIEJ ZE ZŁOŻA „LUBACZÓW”

1. WSTĘP

Jak wiadomo głównymi składnikami ropy naftowej są węglowodory parafinowe, nftenowe i aromatyczne.

Związki heteroorganiczne obejmujące połączenia siarki, tlenu i azotu są zawarte w niewielkiej ilości w ropie lekkiej, natomiast związki te w bardzo dużej ilości występują w ropie ciężkiej, co jest ich cechą charakterystyczną.

Połączenia heteroorganiczne o największych cząsteczkach wchodzą w skład żywic i asfaltenów zwanych związkami żywiczno-asfaltowymi. W ropie ciężkiej węglowodory frakcji niskowrzących występują w ilości od kilku do kilkunastu procent, natomiast substancje żywiczno-asfaltowe mogą stanowić 50% ogólnego składu, dlatego też są klasyfikowane jako ropy asfaltowe, asfaltowo-żywiczne lub asfaltowo-siarkowe.

Do podstawowych własności fizykochemicznych ropy naftowej zalicza się:

- gęstość,
- lepkość,
- rozpuszczalność,
- skład frakcyjny,
- zawartość asfaltu,
- zawartość żywic i siarki,
- inne zanieczyszczenia.

Gęstość i lepkość są najważniejszymi właściwościami fizycznymi ropy naftowej, ponieważ odzwierciedlają różnice w budowie chemicznej i strukturalnej. Gęstość jest uzależniona głównie od zawartości węglowodorów ciekłych i ciał stałych (parafina, asfalt, smoła i inne).

* Wydział Wiertnictwa, Nafty i Gazu, Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie.

Podstawowy podział ropy naftowej w zależności od gęstości w skali API jest następujący:

- lekkie do $0,87 \text{ t/m}^3$, poniżej 10°API ;
- średnie $0,87\text{--}0,92 \text{ t/m}^3$, co odpowiada $10,0\text{--}22,1^\circ\text{API}$;
- ciężkie $0,92\text{--}1,00 \text{ t/m}^3$, co odpowiada $22,1\text{--}31,1^\circ\text{API}$;
- superciężkie powyżej $1,00 \text{ t/m}^3$, powyżej $31,1^\circ\text{API}$.

Wzrostowi gęstości ropy towarzyszy wzrost lepkości, średniej masy cząsteczkowej oraz zawartości siarki, azotu, żywic i asfaltenów [5]. Stanowią one znaczne utrudnienie w procesie eksploatacji złoża, jak również w przepływie ropy naftowej ze złoża do odwiertu. W artykule przedstawiono propozycję wyboru metody eksploatacji ropy ciężkiej z dowieconego złoża „Lubaczów” (odwiertami: Lubaczów-153, Lubaczów-156, Lubaczów-157, Lubaczów-159 i Cetynia-10, Cetynia-17) i dotychczas nieeksploatowanego.

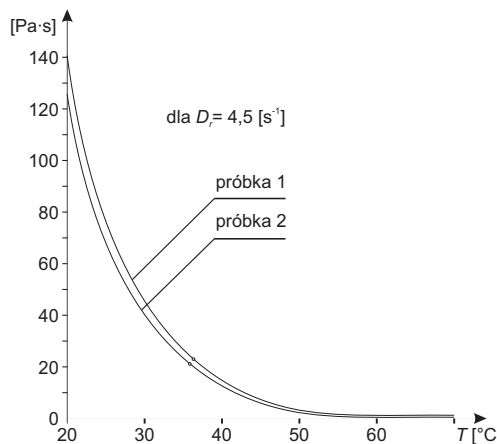
2. CHARAKTERYSTYKA ROPY CIĘŻKIEJ I WYBÓR METODY EKSPLOATACJI ZŁOŻA „LUBACZÓW”

Do odmian ciężkich z dużą zawartością asfaltów należy zaliczyć ropę ze złoża „Lubaczów”. Badania tej ropy naftowej przeprowadzone w Instytucie Technologii Nafty w Krakowie wykazały następujące jej własności:

- gęstość w temperaturze 20°C : $1005\text{--}1035 \text{ kg/m}^3$;
- lepkość dynamiczna około 62000 mPas przy temp. 27°C ;
- zawartość siarki $8,9\%$;
- zawartość asfaltów twardych 20% ;
- zawartość parafiny 2% ;
- zawartość wody 6% ;
- temperatura krzepnięcia 9°C ;
- barwa brunatno-czarna;
- po odgazowaniu odznacza się małą ruchliwością.

Badania wiskozymetryczne naprężeń stycznych przy wzroście i spadku szybkości ścinania ropy z odwiertu Lubaczów-156 pozwoliły zaliczyć ją do cieczy nienewtonowskich (pseudoplastycznych) w zakresie przebadanych temperatur od 20 do 70°C [1]. Dwie badane próbki ropy naftowej z odwiertu Lubaczów-156 wykazały znaczną zawartość wody (próbka 1 – $27,15\%$, próbka 2 – $28,4\%$). Zawodnienie to wpływa w bardzo dużym stopniu na znaczną zmianę jej współczynnika lepkości dynamicznej w zależności od temperatury i prędkości ścinania, którą przedstawiono na rysunku 1.

Biorąc pod uwagę zmiany lepkości zależne od temperatury, stopień zawodnienia, głębokość odwiertów, wielkość wydobycia, ciśnienie złożowe, własności fizyczne ropy, zmianę temperatury wzdłuż głębokości odwiertu itp., dokonano wyboru metody wydobycia ropy ciężkiej ze złoża w rejonie Lubaczowa [1, 6]. Eksploatacja takiej ropy wymaga zastosowania wgłębnych urządzeń wydobywczych, ponieważ nie wypływa ona samoczynnie z odwiertu. Dlatego też bezpośrednio po odwierceniu, proponuje się eksploatację przez pompowanie.

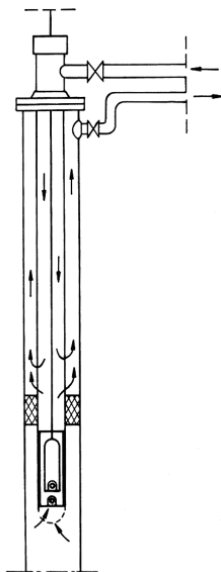


Rys. 1. Zależność współczynnika lepkości dynamicznej η ropy zawodnionej z odwiertu Lubaczów-156 od temperatury T

Źródło: [1]

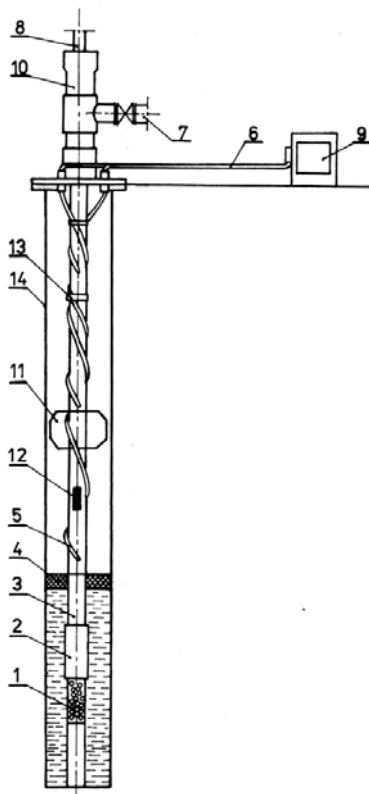
Jednym ze sposobów wydobywania ropy ze złoża „Lubaczów” jest zastosowanie pompy węgłnej żerdziowej ze włączaniem (dotłaczaniem) do odwiertu ropy lekkiej, oleju Diesla lub gazoliny. Badania wykazały, że po dodaniu tych składników ropa ta dobrze się upłynnia. Spadek lepkości ropy wydobywanej ze złoża po zmieszaniu z ropą lekką umożliwiłby jej wydobycie na powierzchnię.

Schemat takiego rozwiązania przedstawiono na rysunku 2.



Rys. 2. Schemat pompy żerdziowej ze włączaniem ropy naftowej

Innym sposobem wydobywania ropy ciężkiej mogłoby być zastosowanie pompy węgłnej żerdziowej z zastosowaniem elektrycznej osłony cieplnej rur wydobywczych (rys. 3). W tym wypadku ropa naftowa będzie przepływać rurami wydobywczymi, na które zostaną nasunięte elementy grzejne o odpowiedniej mocy. Ogrzewanie rur wydobywczych umożliwi zmniejszenie lepkości przepływającej przez nie ropy i jej wydobywanie na powierzchnię.



Rys. 3. Schemat odwiertu eksploatacyjnego z elektryczną osłoną cieplną:

- 1 – sito, 2 – pompa, 3 – rury wydobywcze, 4 – pakier, 5 – elementy grzejne, 6 – przewód elektryczny, 7 – łącznik, 8 – żerdzie pompowe, 9 – szafka elektryczna, 10 – głowica odwiertu, 11 – centralizator, 12 – czujnik termometryczny, 13 – opaska dociskowa, 14 – rura okładzinowa

W światowym przemyśle naftowym w eksploatacji ropy o dużej lepkości powszechne zastosowanie znalazły węgłne pompy śrubowe, które w porównaniu z pompami węgłnymi żerdziowymi mają wiele zalet [3, 4, 7]. Ocenę pracy tych dwóch urządzeń pompowych podczas wydobywania płynów złożowych o małej i średniej wydajności przedstawiono w tabeli 1.

Pompy węgłne śrubowe znalazły powszechne zastosowanie w USA (Teksas), we Francji oraz w Niemczech, gdzie od kilku lat stosuje się je w warunkach przemysłowych.

Tabela 1

Ocena jakościowa pracy urządzeń pompowych podczas wydobywania płynów złożowych o małej i średniej wydajności

Warunki eksploatacji	Pompy tłokowe z napędem od urządzenia pompowego żerdziowego	Pompy tłokowe z długim skokiem tłoka	Pompy wgłębne śrubowe	
			z zanurzonym silnikiem elektrycznym	żerdziowe
odwierty głębokie	nie efektywne	dostateczne	dostateczne	nie efektywne
odwierty kierunkowe	nie efektywne	dostateczne	dostateczne	nie efektywne
ropa o dużej lepkości	dostateczne	dobrze	bardzo dobre	bardzo dobre
obecność piasku	nie efektywne	dostatecznie efektywne	dobrze	dobrze
warunki morskie	nie efektywne	dobrze	dobrze	dobrze

Źródło: [3]

Pompy wgłębne śrubowe stosuje się w trzech odmianach:

- 1) z silnikiem elektrycznym umieszczonym na wypływie płynu z odwiertu;
- 2) z zanurzonym silnikiem elektrycznym;
- 3) z napędem od silnika hydraulicznego, umieszczonego w odwiercie nad pompą śrubową.

Konstrukcje pomp śrubowych są stale doskonalone. Konstrukcja pompy śrubowej nie powinna utrudniać prac związanych ze wpuszczeniem jej do odwiertu ani uniemożliwiać wytworzenia żądanego ciśnienia w przewodzie tłocznym i dlatego średnica pompy nie powinna przekraczać 0,0762 m, a minimalna długość powinna wynosić około 2 m. Długość pompy śrubowej uzależniona jest od głębokości pompowanego medium (tab. 2).

Tabela 2

Charakterystyka techniczna wgłębnych pomp śrubowych produkcji firmy Hughes Christensen

Model	Średnica nominalna korpusu pompy [mm]	Długość statora [mm]	Liczba stopni	Średnica końcówki złączki Stator [mm]	Średnica końcówki złączki Wirnik [mm]	Wydajność [m ³ /24h]	Maksymalne ciśnienie wytworzone przez pompę [MPa]
EC14D3	76,2	1630	14	73,03	19,05	2–22	8,50
EC23D3	76,2	2440	23	73,03	19,05	2–22	14,00
EC14D5	88,9	2700	14	88,90	25,40	22–80	8,50
EC23D5	88,9	4050	23	88,90	25,40	22–80	14,00

Źródło: [8]

W tabeli 2 podano charakterystykę techniczną wgłębnych pomp śrubowych o nazwie Econo Pump, produkowanych przez firmę Hughes-Christensen. Agregaty te charakteryzują

się wieloma zaletami, które przemawiają za celowością stosowania ich przy eksploatacji ropy ciężkiej, jak np.:

- niskie koszty inwestycyjne wykonania,
- wysoka sprawność,
- duża żywotność elementów pomp,
- elastyczna regulacja wydajności,
- możliwość pompowania ropy o dużej zawartości wody i gazu,
- odporność na zawartość cząstek stałych w ropie, wysoka odporność na korozję,
- niski koszt eksploatacji,
- prosta i lekka konstrukcja
- możliwość zastosowania pomp w otworach kierunkowych, pionowych i innych.

W ostatnich latach we Francji prowadzono intensywne prace nad wglębnymi pompami śrubowymi z napędem na silniki naziemne poprzez kolumny żerdzi pompowych Redemip [2]. W instalacji tego typu silnik zazwyczaj jest umieszczony na wypływie z odwiertu i poprzez reduktor, skrzynię biegów lub wariator obraca kolumną żerdzi, na której zawieszono śrubę (lub rotor) pompy wglębnej. Przy eksploatacji odwiertów złóż ropy o wysokiej lepkości celowe jest stosowanie przetworników częstotliwości prądu, które pozwalają na płynną zmianę częstotliwości obrotów śruby, a więc obciążenie.

W danym wypadku zapobiega się dużym obciążeniom dynamicznym przy uruchamianiu instalacji, kiedy ropa w układzie zastygła. Precyzyjne śruby helikoidalne są wykonane ze stali o dużej wytrzymałości i powleczone chromem w celu zwiększenia wytrzymałości na zużycie i zmniejszenia współczynnika tarcia w statorach. Powierzchnię wewnętrzną statorów powleka się elastomerem. W doświadczeniach ustalono, że w wypadku statora o długości równej jednemu zwojowi rotora (skok zwoju statora jest równy dwóm skokom zwoju rotora), przyrost ciśnienia może wynosić od 0,2 do 0,3 MPa. Częstotliwość obrotów śruby pompy Rodemip jest utrzymywana w zakresie 2–8 s⁻¹. Obecnie produkowane i używane są cztery typy pomp Rodemip (tab. 3).

Tabela 3
Charakterystyka pomp śrubowych typu Rodemip

Typ pompy	Długość pompy [m]	Wydajność przy częstotl. obrotu śruby 8 [s ⁻¹] [m ³ /24 h]	Maksymalny napór [m]	Liczba uzwojeń	Minimalna średnica zewn. kolumny rur okładzinowych [mm]	Moc wirmnika [kW]
20TP 1200	2,76	20	1200	28	114	7,5
100TP 600	2,79	100	600	12	114	12,0
100TP 1200	5,62	100	1200	24	114	25,0
240TP 500	5,62	240	500	12	114	25,0

Źródło: [2]

Średnica zewnętrzna tych pomp wynosi 95 mm, co pozwala opuszczać je do kolumn eksploatacyjnych odwiertów o średnicy 114 mm i więcej. Najpierw opuszczane są statory

pomp z przewodnikami, a następnie rotory na zwykłych żerdziach pompowych. Długość rur i żerdzi jest dokładnie mierzona przed opuszczeniem. Skręcanie odbywa się z maksymalnym dopuszczalnym momentem siły. Prace związane z opuszczaniem urządzeń na głębokość 750 m i montaż urządzeń naziemnych zazwyczaj trwają około pięciu godzin.

Ponieważ pompy śrubowe mogą pompować mieszaninę ropy i gazu, głębokość ich zawieszenia w odwiercie może przewyższać poziom odpowiadający ciśnieniu nasycenia ropy gazem. Jednak zazwyczaj pompy śrubowe są zanurzone na głębokości poniżej poziomu dynamicznego nie płytszej niż 100 m i, jeśli to możliwe, na odbiorze pomp zapewnia się ciśnienie większe od ciśnienia nasycenia.

3. PODSUMOWANIE

Do eksploatacji ropy ciężkiej (asfaltowej) ze złoża „Lubaczów” można by było zastosować:

- pompę żerdziową z zatłaczaniem ropy naftowej (rys. 2);
- pompę wgłębną żerdziową z zastosowaniem elektrycznej osłony cieplnej rur wydobywczych (rys. 3);
- pompy wgłębne śrubowe, które mają powszechne zastosowanie oraz znaczne zalety, np.:
 - stosowanie ich do wydobywania ropy naftowej z odwiertów do głębokości 1200 m oraz średnicy 114 mm i więcej,
 - średnia sprawność pomp: około 0,7,
 - mało metalochłonne, niewymagające fundamentów, ekonomiczne instalacje,
 - pompy mogące wydobywać ropę o dużej lepkości i mieszanke ropno-gazowe o temperaturze na wypływie do 90°C,
 - instalacje eksploatowane przy względnie niedużych częstotliwościach obrotu śrub (2–8,3 s⁻¹),
 - pompy tego typu nie mogą być stosowane do wydobywania ropy z odwiertów pochylno-kierunkowych.

LITERATURA

- [1] Jewulski J. i inni: *Badania własności reologicznych rop naftowych o wysokiej lepkości ze złoża Świdnik i Lubaczów*. „Nafta” 1986, nr 5.
- [2] Kazak A.C.: *Ustanowki głębinych wintownych nasosow nowego tipa dla dobyczy ńiefti*. „Nieftianoje Choziajstwo” 1989, No. 2.
- [3] Oferta katalogowa firmy Robins and Myers z 1992 roku.
- [4] Rychlicki S. i inni: *Możliwości rewitalizacji karpaccich złóż ropy naftowej w celu zwiększenia wydobywania*, [sprawozdanie z 1. i 2. etapu pracy wykonanej na Wydziale Wiertnictwa, Nafty i Gazu AGH], Kraków 2005–2006.
- [5] Singh B. i inni: *Heavy oil viscosity range from one test*. „Hydrocarbon Processing” 1993, VIII.

- [6] Sorokin W.A.: *Nowyje napravlenija w technike i technologii dobyczy wysokowjazkich nieftej*. „Nieftianoje Choziajstwo” 1990, No. 5.
- [7] Suprunowicz R.: *Zasoby ciężkiej ropy naftowej w zachodniej Kanadzie i metody ich eksploatacji*, „Nafta-Gaz” 1993, nr 3.
- [8] Szostak L. i inni: *Metody wydobywania ropy naftowej z odwiertów*. UWND AGH, Kraków 2000.