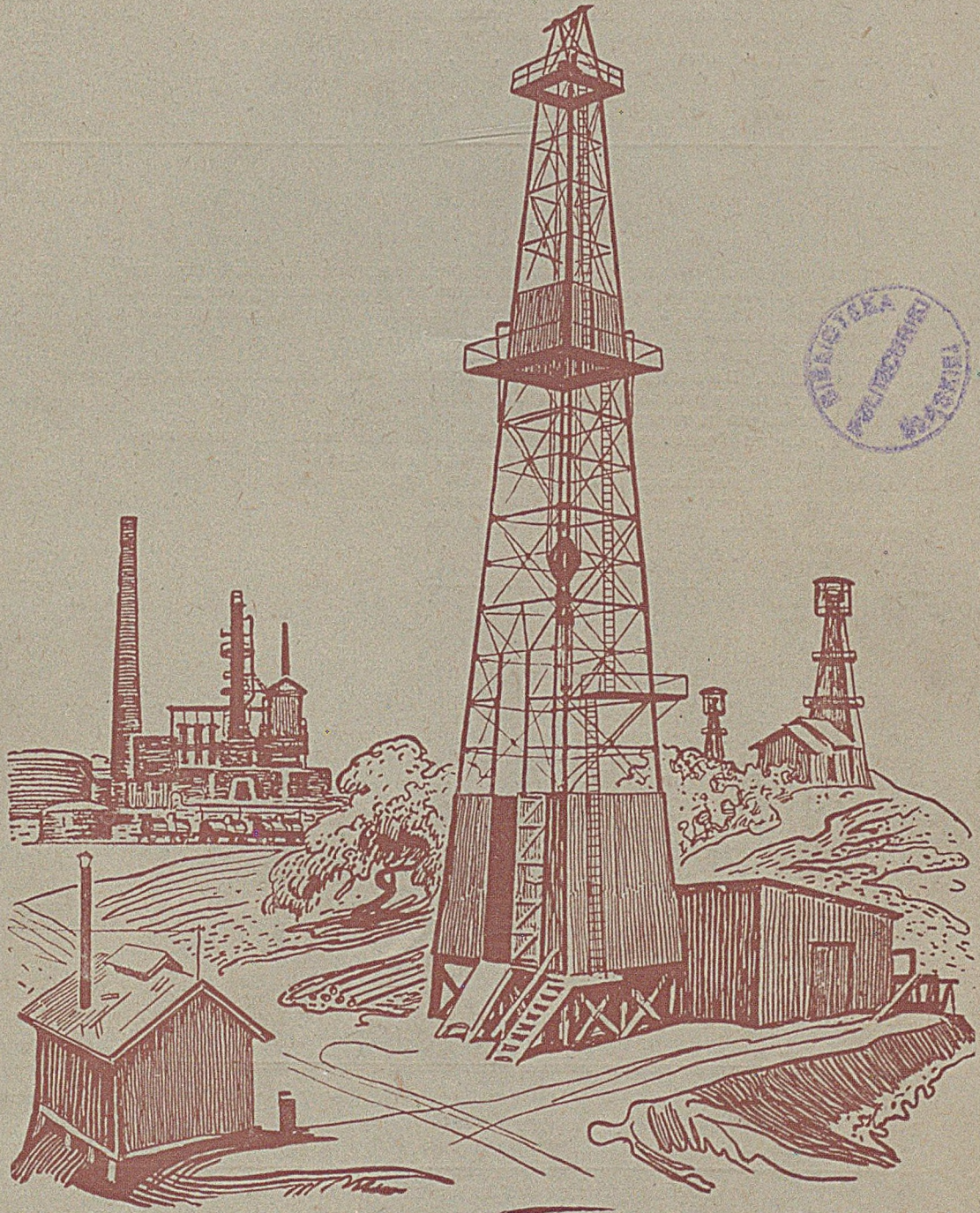


2505/
III
OK

NAFTA



ROK VIII

SIERPIEŃ 1952

Nr 8

WYDAWCA: PAŃSTWOWE WYDAWNICTWA TECHNICZNE

T R E Ś Ć

	Strona
1. Zadania przemysłu naftowego w okresie budownictwa socjalistycznego	205
2. Dr W. Żuk: Analiza gazów przy użyciu spektrometru masowego	206
3. Mgr inż. C. Hakiel: Systematyczne pomiary w terenie jako podstawa racjonalnej eksploatacji ropy	209
4. Mgr inż. K. Kachlik: Reformowanie benzyny	212
5. Mgr inż. A. Waliduda: Wpływ usprawnień technicznych na koszty własne w kopalnictwie naftowym	215
6. Nauka i technika radziecka	219
7. J. Wdowiarsz: Geologiczne poszukiwania złóż ropy naftowej (dokończenie)	222
8. J. Wojnar: Silniki w kopalnictwie naftowym (dokończenie)	224
9. A. Major: Inwentaryzacja produktów w rafinerii nafty	226
10. Wynalazczość naftowa	228
11. Wiadomości naftowe w pytaniach i odpowiedziach	230
12. Kronika	231
13. BIULETYN INSTYTUTU NAFTOWEGO	7

„Нефть“ № 8. Август 1952. Нефтяной Институт, Польша, Краков, Любич 256
ОГЛАВЛЕНИЕ Стр.

1. Задачи нефтяной промышленности в период социалистической стройки	205
2. Др В. Жук: Газовой анализ при помощи массового спектрометра	206
3. Мгр. инж. Ц. Гакель: Систематические измерения по местности являются основной рациональной эксплуатации	209
4. Мгр. инж. К. Качлик: Реформинг бензина	212
5. Мгр. инж. А. Валидуда: Влияние технической рационализации на себестоимость в нефтепромысловом деле	215
6. Советская наука и техника	219
7. И. Вдовяж: Геологические разведки нефтяных залежей (окончание)	222
8. И. Войнар: Двигатели в нефтепромысловом деле	224
9. А. Майор: Инвентаризация продуктов в нефтяных заводах	226
10. Изобретательность в нефтепромышленности	228
11. Сведения по нефтяной технологии в вопросах и ответах	230
12. Хроника	231
13. ВЮЛЛЕТЕНЬ НЕФТЯНОГО ИНСТИТУТА	7

„Petroleum“ Nr 8. August 1952. Petroleum Institute Poland, Kraków, Lubicz 256
CONTENTS Page

1. The Tasks of the Petroleum Industry in the Time of Socialistic Reconstruction	205
2. W. Żuk, Ph. D.: Gas Analysis by Mass Spectrometer	206
3. C. Hakiel, M. Sc.: Systematic Field Surveying as the Base of Rational Exploitation of Petroleum	209
4. K. Kachlik, M. Sc.: Gasoline Reforming	212
5. A. Waliduda, M. Sc.: Influence of Technical Rationalization on production Costs in the Petroleum Mining	215
6. Science and Technique in Soviet Union	219
7. J. Wdowiarsz: Geological Prospecting for Petroleum Fields (concluded)	222
8. J. Wojnar: Engines in the Petroleum Industry (concluded)	224
9. A. Major: The Inventarization of Products in the Petroleum Refinery	226
10. Inventivness in the Petroleum Industry	228
11. Petroleum-Fundamentals by Questions and Answers	230
12. Current News	231
13. THE BULLETIN OF POLISH PETROLEUM INSTITUTE	7

Adres Redakcji: Kraków, ul. Lubicz 25b. — Tel. 236-91

Adres Administracji: Katowice, ul. Stawowa 19. — Tel. 324-44/45

Kolportaż: PPK „Ruch“ Katowice ul. Rewolucji Październikowej 16 — Tel. 375-43

Warunki prenumeraty: Przedpłata kwartalna normalna 18 zł, ulgowa 9 zł.

Konto PKO Katowice III 12005/110. — Cena zeszytu pojedynczego 6 zł.

Format A4, obj. 2 ark. Nakład 1200 egzempl. Papier druk. sat. kl. V, 61×86 g/m²
Drukarnia Narodowa, Kraków, ulica Manifestu Lipcowego 19 — zam. 413.10. VI. 1952,
druk ukończono 15. VIII. 1952 M-3-10869

NAFTA

MIESIĘCZNIK POŚWIĘCONY NAUCE, TECHNICIE ORAZ ORGANIZACJI W PRZEMYŚLE NAFTOWYM

WYDAWCA: PAŃSTWOWE WYDAWNICTWA TECHNICZNE

Rok VIII

Sierpień 1952 r.

Nr 8

Zadania przemysłu naftowego w okresie budownictwa socjalistycznego

W dniach 14 i 15 czerwca br. odbyło się VII plenum Komitetu Centralnego Polskiej Zjednoczonej Partii Robotniczej, na którym Przewodniczący KC PZPR Towarzysz Bolesław Bierut wygłosił referat na temat: „O umocnienie spójni między miastem i wsią w obecnym okresie budownictwa socjalistycznego”.

Referat przyjęty został jako wytyczny do dalszej działalności Partii. VII Plenum ustaliło wytyczne do dalszej działalności w realizacji wielkich zadań 6-letniego Planu i Towarzysz B. Bierut w swoim referacie określił najważniejsze trudności na naszej drodze w dziedzinie przemysłu oraz metody ich przezwyciężenia.

W związku z nakreśloną drogą musimy:

1. Zabezpieczyć zakłady w sposób zorganizowany w siłę roboczą.
2. Forsować wszechstronną mechanizację.
3. Rozwinąć wielką pracę nad podniesieniem kwalifikacji naszych robotników, a w szczególności młodzieży.
4. Stopniowo ale nieustępliwie usuwać źródło płynności siły roboczej przez likwidację drobnomieszczańkiego zrównania plac, przez umocnienie troski o warunki bytowe robotników.
5. Postawić i rozwiązać zagadnienie pełnego wykorzystania mocy produkcyjnych.
6. Postawić zaopatrzenie w materiały i surowce na właściwym poziomie, na poziomie planu zbudowanego z perspektywą i elastycznością i zlikwidować chałupnicze metody oraz przypadkowość w tej dziedzinie.
7. W pełni zdać sobie sprawę, że sytuacja kadrowa w przemyśle zmieniła się i stale zmienia się na lepsze, skończyć z bezplodnym biadoleniem na tematy braku kadry i szybciej uzupełniać i formować człon kierowniczy w naszych zakładach, odpowiadający trudnym zadaniom obecnego okresu.

„Jeżeli te zadania — powiedział Towarzysz B. Bierut — zostaną przez naszą Partię z całą energią wykonane, to usuniemy wiele przeszkód, które dotąd spotykaliśmy na naszej drodze i zapewnimy realizację wielkich zadań Planu 6-letniego”.

Na odcinku przemysłu naftowego Plan 6-letni jest planem usunięcia zacofania technicznego jako spuścizny okresu międzywojennego. Nowy ustrój i entuzjazm klasy robotniczej umożliwiają uzyskanie szybkich i pozytywnych rezultatów w dziedzinie rozwoju przemysłu naftowego.

Wobec założonego w planie na rok bieżący wielkiego wzrostu głębokich wierceń poszukiwawczych, geologicznych i eksploatacyjnych, oraz wobec zaplanowanego wzrostu produkcji należy:

1. Otoczyć specjalną opieką służbę geologiczną na wszystkich szczeblach jej działania w przemyśle.
 2. Wyposażyć służbę geologiczną w nowoczesny sprzęt geofizyczny i geoanalityczny.
 3. Unowocześnić sprzęt wiertniczy w kierunku wierceń obrotowych oraz opracować reżimy wierceń dla poszczególnych pól.
 4. Na podstawie posiadanych radzieckich norm pracy dla wiercenia udarowego i obrotowego opracować jak najszybciej pełne normy wiertnicze.
 5. Przeprowadzić typizację i normalizację narzędzi wiertniczych zwłaszcza dla wierceń obrotowych.
 6. W oparciu o doświadczenie ZSRR uruchomić produkcję sprzętu i narzędzi wiertniczych do wierceń obrotowych w kraju.
 7. Rozszerzyć stosowanie metod wtórnej eksploatacji złóż ropnych oraz metod ożywiania produkcji dla racjonalnej eksploatacji złóż.
 8. Rozbudować istniejące pola gazowe oraz przeprowadzić prace poszukiwawcze nowych pól gazowych dla stworzenia dalszych rezerw i podstaw pod budowę rurociągów dalekosiężnych, która przyczyni się do gazyfikacji kraju i zmniejszenia zużycia wysokogatunkowego węgla.
 9. Rozbudować we wszystkich rafineriach nowoczesne urządzenia dla procesów destylacyjnych, rafinacji i odparafinowania.
 10. Unowocześnić urządzenia energetyczne i przeprowadzić całkowitą elektryfikację zakładów.
- Niewątpliwie posiadamy jeszcze sporo rezerw produkcyjnych, które należy wyzwolić. Szerzej niż dotychczas musimy wykorzystywać doświadczenia naszych racjonalizatorów i nowatorów.

Zadania nałożone na przemysł naftowy przez Partię i Rząd są zadaniami poważnymi, które muszą być wykonane. Szczególną opieką należy otoczyć kadry inżynieryjno-techniczne przodowników i racjonalizatorów, pomagających uniezależnić Polskę od importu z zagranicy, a jednocześnie zrealizować plan budowy nowego ustroju sprawiedliwości społecznej, ustroju walczącego o pokój i dobrobyt klasy pracującej.

Dr Włodzimierz Żuk
Uniwersytet MCS Lublin

545.82

Analiza gazów przy użyciu spektrometru masowego

Streszczenie

Przy pomocy spektrometru masowego z 60° soczewką magnetyczną zostały zbadane 5 próbek gazowe, zawierające w ilości ponad 80% metan, oraz w ilości kilku procent etan, propan, butan, cięższe węglowodory, a także azot, dwutlenek węgla i tlen.

Widma masowe wykazały istnienie wierzchołków charakterystycznych dla tych gazów.

Została zbadana także mieszanina węglowodorów, znana w handlu jako gazol. Analiza masowa wykazała obecność w niej propanu, butanu, izobutanu, a także w mniejszej ilości metanu i śladów etanu.

Przeprowadzona była tylko analiza jakościowa. Okazało się, że do przeprowadzenia analizy ilościowej potrzebne byłyby widma masowe poszczególnych składników, otrzymane przy pomocy tego samego spektrometru.

1. Budowa i zasada działania spektrometru masowego

Oddziaływując na wiązkę jonów polem magnetycznym oraz elektrycznym, można jony te rozdzielić w zależności od wartości stosunku ich masy do ładunku elektrycznego. W ten sposób, przy założeniu, że rozpatrujemy tylko atomy lub cząstki pojedynczo zjonizowane, możemy wyznaczyć ich masy. Metodę taką zastosował w roku 1913 po raz pierwszy *J. J. Thomson*, zaś następnie z pewnymi modyfikacjami w 1919 r. *F. W. Aston*. Spektrograf masowy *F. W. Astona* został następnie udoskonalony przez jego następców w tej dziedzinie fizyki, w pierwszym rzędzie *A. J. Dempstera*, *K. T. Bainbridge'a* *J. Mattaucha* i *R. Herzoga*.

Zostały zbudowane spektrografy podwójnie ogniskujące, pozwalające wyznaczać masy atomów lub cząstek z dokładnością przewyższającą 1/10000 ich masy. We wszystkich typach tych spektrografów jony były odchylane zarówno polem magnetycznym jak również i elektrycznym. Konieczność stosowania dwóch rodzajów pól wynika z faktu, że wychylenie jonu zależy nie tylko od jego stosunku masy do ładunku m/e , lecz także i prędkości. Rozwiązanie zagadnienia wymaga więc ułożenia dwóch równań, jedno z nich dane jest przez pole magnetyczne, drugie zaś przez elektryczne. Rugując z tych równań prędkość v z łatwością znajdujemy wartość m/e .

W pewnych warunkach można jednak wytworzyć wiązkę jonów jednorodną energetycznie. W tym przypadku jony o pewnej masie będą posiadały te same prędkości. W następstwie tego odchylenie jonów przez jedno z pól będzie zależało wyłącznie od wartości m/e . Daje to możliwość budowania tzw. spektrometrów masowych, posiadających jedno odchylające pole, zazwyczaj magnetyczne.

Przyrządy te różnią się od spektrografów także i tym, że po przejściu przez pole magnetyczne strumień jonów nie działa na kliszę fotograficzną, natomiast jego natężenie jest mierzone bezpośrednio, zazwyczaj przy pomocy układu zawierającego puszkę Faradaya w połączeniu z lampą elektrometryczną. W analizie chemicznej gazów, a w szczególności produktów przeróbki ropy naftowej, spektrometry masowe znalazły duże zastosowanie⁽¹⁾.

Pole magnetyczne spektrometru jest jednorodne. Naelektryzowana, poruszająca się cząstka zakreśla w takim polu okrąg koła, którego promień dany jest przez wzór:

$$r = c \cdot \frac{m}{e} \cdot \frac{v}{H} \quad (1)$$

W podanym wyrażeniu r wyznaczone jest w cm, $c = 3 \cdot 10^{10}$ cm/s, m oznacza masę cząstki w gramach, e – jej ładunek w jednostkach elektrostatycznych ładunku, v – prędkość i H – natężenie pola magnetycznego w oerstedach. Wartość stosunku m/e dla jonów o ładunku pojedynczym będzie wprost proporcjonalna do ich mas. Wyznaczając z równania (1) wartość stosunku m/e , po prawej stronie otrzymamy wyrażenie, w skład którego wejdą trzy wielkości r , v i H . Wszystkie te trzy wielkości powinny być znane. Promień koła r jest podany przez warunki geometryczne spektrometru, H oznacza natężenie pola magnetycznego w szczelinie elektromagnesu i jest określone natężeniem prądu w cewkach elektromagnesu. Trzecia wielkość, prędkość jonu v , może być wyznaczona z różnicy potencjałów, jaką przebiega jon w przyspieszającym polu elektrycznym.

W tym celu piszemy, że energia kinetyczna jonu jest równa pracy pola elektrycznego przy przejściu przez jon różnicy potencjałów U .

$$\frac{m \cdot v^2}{2} = e \cdot U \quad (2)$$

Z równań (1) i (2) mamy:

$$\frac{m}{e} = \frac{1}{2} \cdot \frac{r^2 \cdot H^2}{c^2 \cdot U} \quad (3)$$

Zakładając r i H stałe, zaś przez U napięcie przyspieszające jony znane, które może być dowolnie zmieniane, równanie (3) można napisać w postaci:

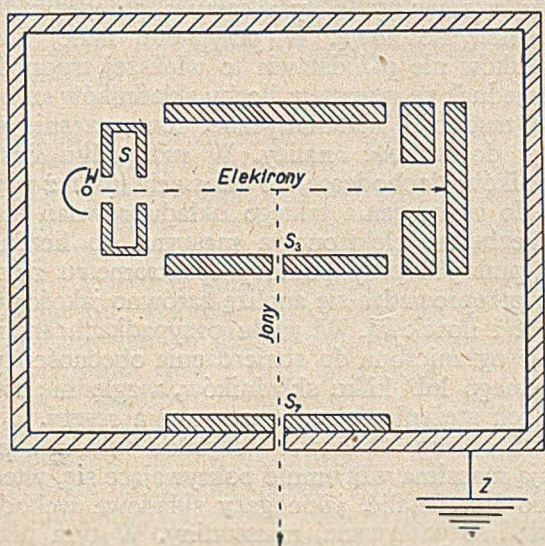
$$\frac{m}{e} = \frac{A}{U} \quad (3')$$

Zgodnie z ostatnim równaniem, zmieniając napięcia przyspieszające jony, możemy przy pomocy pola magnetycznego otrzymać zogniskowa-

nie jonów o dowolnej masie. Masa ogniskowanych jonów jest funkcją napięcia przyspieszającego i w miarę wzrastania napięcia są ogniskowane jony o coraz mniejszych masach. Pozwala to oczywiście na otrzymanie widma masowego. We wzorze (3') A oznacza stałą spektrometru, zależną od jego wymiarów geometrycznych, oraz natężenia pola magnetycznego. Zazwyczaj natężenie pola magnetycznego H jest rzędu tysiąca do kilku tysięcy oerstedów, zaś U zmienia się od 600 do 2000 volt.

Widmo masowe można także otrzymać przy ustalonej wartości U zmianą natężenia pola magnetycznego H . Metoda ta pozwala na przeanalizowanie w szerszym zakresie liczb masowych, jest jednak mniej dokładna od pierwszej.

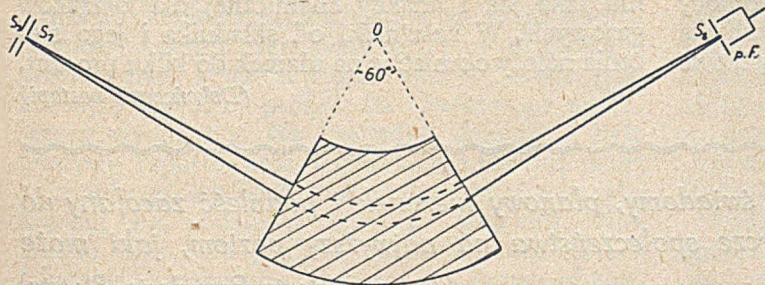
Jedną z najważniejszych części spektrometru masowego jest źródło jonów, mogące wytworzyć ściśle



Ryc. 1. Źródło jonów spektrometru.

monokinetyczną wiązkę jonów. Zasada jego działania widoczna jest z rys. 1. Żarzony drucik wolframowy (W) emituje elektrony, które przy pomocy soczewki elektrycznej S są formowane w wąską wiązkę o określonej energii. W wyniku zderzeń elektronów z cząstkami gazu powstają jony dodatnie, które słabym polem elektrycznym wyciągane są na zewnątrz szczeliny S_3 . Między szczelinami S_3 i S_7 jony te są przyspieszane do określonej energii i następnie wchodzi do komory odchylenia spektrometru.

Poszczególne spektrometry masowe różnią się



Rys. 2. Schemat spektrometru z 60° soczewką magnetyczną.

między sobą budową źródła jonów oraz kształtem odchylających pól magnetycznych. Najczęściej spotykanymi typami soczewek są pola magnetyczne o kącie rozwarcia 60°, 90° i 180°. Spektrometr, przy pomocy którego zostały przeprowadzone pomiary posiada 60° soczewkę magnetyczną. Szczelina źródła jonów S_7 odgrywa rolę przedmiotu, zaś szczelina kolektora S_8 rolę obrazu, w niej bowiem są ogniskowane wszystkie jony określonej masy wychodzące z S_7 . Warunkiem ogniskowania jest, aby te dwie szczeliny oraz środek krzywizny torów jonowych w polu magnetycznym leżały na jednej prostej (rys. 2).

2. Metoda analizy masowej gazów

Badany gaz zostaje doprowadzony przez kapilarę lub wprost przez otworek o małej średnicy do źródła jonów. Ilość gazu potrzebna do przeprowadzenia analizy jest bardzo mała, normalnie wystarczy 1 cm³ gazu przy ciśnieniu atmosferycznym, przy tym zużycie gazu przez spektrometr wynosi ok. 0,1 cm³ na godzinę pracy. Są jednak opracowane metody analizy jeszcze mniejszych ilości gazu⁽²⁾.

Przy badaniach geochemicznych często rozporządza się ilością gazu nie większą niż 0,001 cm³, zaś objętości poszczególnych składników wynoszą zaledwie po 10⁻⁵ cm³ gazu przy warunkach normalnych. Przy gazach trudno skraplających się stosowano nawet metodę obiegu kołowego, w której badany gaz powracał przez próżnię wstępną z powrotem do źródła jonów i był powtórnie analizowany. Pozwala to na zbadanie jeszcze mniejszych ilości gazów.

W komorze odchylenia spektrometru panuje ciśnienie rzędu 10⁻⁶ mm Hg, natomiast w źródle jonów ciśnienie jest znacznie wyższe, bo wynoszące ok. 10⁻³ mm Hg. Pod wpływem zderzeń z elektronami, emitowanymi przez rozżarzony drucik wolframowy, następuje jonizacja gazu. Jeżeli gaz jest wieloatomowy, to w miarę powiększania energii jonizujących elektronów, obok jonizacji cząstek następuje także ich dysocjacja a następnie jonizacja produktów rozpadu.

Badając azot N₂ przekonamy się, że jonizacja cząstki azotu zachodzi już przy energii elektronów 15,8 eV, natomiast jon N⁺ pojawia się dopiero przy energii 24,5 eV⁽³⁾. Podobnie jon O₂⁺ powstaje już przy 13,5 eV, natomiast do wytworzenia O⁺ potrzeba aż 19,5 eV. W przypadku dwutlenku węgla jon CO₂⁺ powstaje przy potencjale przyspieszającym elektrony 14 V, CO⁺ przy 18 V, O⁺ przy 17 V i w końcu jon C⁺ przy 29 V⁽⁴⁾. Jeżeli do jonizacji dwutlenku węgla użylibyśmy elektronów o energii ponad 29 eV, to otrzymalibyśmy wszystkie możliwe dla dwutlenku węgla jony. Przy zastosowaniu natomiast mniejszej energii elektronów nie powstają te jony, których potencjały pojawiają się są wyższe od napięcia przyspieszającego elektrony.

Wraz ze zmianą energii elektronów, odpowiednio do rodzaju powstających w komorze jonizacyjnych jonów, ulega

zmianie wygląd widma masowego badanego gazu. Postać widma będzie ulegała zmianie także i w tym przypadku, gdy pracujemy przy różnych energiach elektronów jonizujących, chociaż byłyby one stale wyższe od jakiegokolwiek wartości potencjału jonizacyjnego. W tym ostatnim przypadku będą istniały wszystkie możliwe maksima, zmieniać się natomiast będzie ich wzajemne natężenie⁽⁶⁾.

Widmo masowe gazu jest więc charakterystyczne dla niego dopiero przy określeniu energii jonizujących elektronów. Okazuje się jednak, że i inne czynniki, jak temperatura źródła jonów, wpływają na postać widma. W miarę wzrostu temperatury zwiększa się prawdopodobieństwo dysocjacji i w wyniku tego maksima odpowiadające produktom rozpadu stają się bardziej intensywne. W zależności od temperatury może ulegać zmianie także adsorpcja poszczególnych produktów rozpadu na powierzchni ścianek źródła jonów⁽⁶⁾.

Wpływ na postać widma masowego może mieć także i ciśnienie gazu, zawartego w źródle jonów. Przy znacznie większych, przekraczających 10^{-2} mm Hg ciśnieniach gazu, w wyniku zderzeń jonów z cząstkami gazu może następować rekombinacja lub przeładowanie jonów, powodujące zmiany ich stosunków ilościowych. W końcu nie bez znaczenia na intensywność poszczególnych wierzchołków w widmie pozostaje szybkość dyfuzji poszczególnych składników gazowych przez doprowadzającą kapilarę⁽⁷⁾.

Analiza masowa oparta jest na zasadzie przyporządkowania każdemu ze składników mieszaniny charakterystycznego dla niego widma masowego. Widma takie istnieją jednak tylko przy ściśle ustalonych warunkach doświadczalnych, energii jonizujących elektronów, temperatury, warunków określających dyfuzję, adsorpcję i desorpcję.

Jeżeli w komorze jonizacyjnej spektrometru istnieje ciśnienie niższe od 10^{-3} mm Hg, powstałe w gazie jony można uważać za wzajemnie niezależne. W tym przypadku postać widma masowego nie będzie zależna od ciśnienia gazu a jedynie natężenia maksimów będą do niego wprost proporcjonalne. Niech $I_{m,A}$ oznacza natężenie maksimum odpowiadające liczbie masowej m składnika A , wtedy:

$$I_{m,A} = S_{m,A} \cdot P_A \quad (4)$$

W podanym wzorze P_A oznacza ciśnienie cząstkowe składnika A , zaś $S_{m,A}$ współczynnik przyporządkowany liczbie masowej m składnika A . Znajac wartość współczynnika $S_{m,A}$, przy pomocy zaś pomiaru wyznaczając wysokość wierzchołka $I_{m,A}$, łatwo możemy znaleźć ciśnienie cząstkowe P_A składnika A .

W widmie masowym mieszanin gazowych często zdarza się, że wierzchołki poszczególnych składników gazowych wzajemnie pokrywają się. W tym przypadku maksimum odpowiadające liczbie masowej m może być wynikiem zsumowania się wierzchołków, odpowiadających też liczbie masowej m składników A, B, C, \dots . Zamiast zależności (4) mamy wtedy równanie:

$$I_m = S_{m,A} \cdot P_A + S_{m,B} \cdot P_B + S_{m,C} \cdot P_C + \dots \quad (5)$$

W równaniu tym niewiadomymi są ciśnienia cząstkowe składników P_A, P_B, P_C . Aby je wyznaczyć, należy ułożyć tyle równań ile jest niewiadomych. W tym celu trzeba rozpatrzyć taką samą liczbę wierzchołków w widmie mieszaniny. Każdemu z nich będzie przyporządkowane jedno z równań (5). Rozwiązanie układu takich równań liniowych pozwala znaleźć ciśnienia cząstkowe składników mieszaniny, a tym samym przeprowadzić jej analizę ilościową. W przypadku małej ilości składników nie przedstawia to większej trudności. Wraz jednak ze wzrostem liczby składników szybko rosną trudności matematyczne, równocześnie też maleje dokładność analizy. W przypadku liczby składników, dochodzącej do dziesięciu lub też większej, do rozwiązania takiego układu równań staje się niezbędna elektroniczna maszyna do liczenia.

W praktyce przy pomocy spektrometru masowego przeprowadza się analizę zarówno jakościową jak też i ilościową. W wielu przypadkach analiza zostaje ograniczona do stwierdzenia obecności tylko jednego lub kilku składników, względnie ustalenia ich stężenia, bez rozpatrywania reszty.

Jeżeli szereg lub nawet wszystkie składniki posiadają maksima wzajemnie pokrywające się, wtedy trudno jest ustalić, jakie gazy składowe wchodzi w skład rozpatrywanej mieszaniny. W tym przypadku analizę jakościową przeprowadza się metodami chemicznymi, zaś znając składniki, można już na podstawie widma masowego mieszaniny znaleźć ich stężenia.

Zaletą analizy masowej jest to, że przy jej pomocy możemy rozpatrzyć wszystkie składniki wchodzące w zestaw danej substancji. W przeciwieństwie do niej, analiza chemiczna nastawiona jest zazwyczaj na jeden tylko typ reakcji, pozwalającej wykryć określony tylko składnik. Czas potrzebny do przeprowadzenia analizy masowej jest znacznie krótszy niż czas zużyty na dokonanie o podobnym zakresie analizy chemicznej. Ma to zasadnicze znaczenie w przemyśle, gdzie ilość przeprowadzanych analiz jest często bardzo znaczna.

Dokładność analizy masowej jest w przybliżeniu taka jak i analizy chemicznej dla związków gazowych. W zależności od składnika i jego stężenia należy oceniać ją na ułamek do kilku procent.

(Dokończenie nastąpi)

Zjednoczyć wszystkie siły, nadać im świadomy, planowy kierunek i podnieść zacořany do niedawna byt materialny i siły wytwórcze społeczeństwa na najwyższy poziom, jaki może osiągnąć wolny, wyzwolony naród.

(Z przemówienia Prezydenta Bieruta)

Mgr Inż. Czesław Hakiel
Akademia Górniczo-Hutnicza

622.321.001.42

Systematyczne pomiary w terenie jako podstawa racjonalnej eksploatacji ropy

Streszczenie

W artykule autor zajmuje się zagadnieniem wykonywania systematycznych i prawidłowych pomiarów przy eksploatacji ropy naftowej, będących podstawą racjonalnej eksploatacji złoża naftowego. Pomiary te dotyczą głównie znajomości wykładnika gazowego produkcji każdego poszczególnego odwiertu. Uzasadnia konieczność stałego i dokładnego raportowania ilości wydobytej ropy, na podstawie którego kreśli się krzywe produkcji, służące do kontroli istniejących warunków eksploatacji.

Dzieląc historię eksploatacji ropy na 3 okresy, uważa, że dla stosowania w naszej praktyce naftowej najnowszego naukowego kierunku w eksploatacji ropy konieczne jest zapoznanie się najpierw teoretycznie z podstawowymi zagadnieniami z tej dziedziny, zwłaszcza z zasadami hydrauliczich złóż naftowych.

Wśród wielu zagadnień polskiego przemysłu naftowego jedną z najpilniejszych spraw jest zmodernizowanie i usprawnienie eksploatacji ropy naftowej. Nasze stare pola naftowe zawierają jeszcze pokaźne zasoby ropy, dla maksymalnego wydobywania której konieczne jest zmodernizowanie istniejących urządzeń eksploatacyjnych i przystosowanie ich do dzisiejszych wymogów techniki wydobywania ropy i gazu ziemnego.

Prace uczonych radzieckich, datujące się od roku 1921, są fundamentem, na którym opiera się nowoczesna nauka eksploatacji ropy naftowej. Pionierem tej zupełnie nowej dyscypliny naukowej był Lejbenzon, a przede wszystkim prof. Szczelkaczew (od r. 1934). Poglądy innych zagranicznych badaczy, jak Muskata oraz Jonesa nie zawsze są zgodne z podejściem do niektórych problemów Szczelkaczewa.

We wszystkich krajach, a więc i w Polsce, można wyraźnie rozróżnić trzy okresy w historii eksploatacji ropy. Pierwszy okres, to dzika i rabunkowa eksploatacja, drugi — to początki eksploatacji regulowanej z podejściem naukowym i wreszcie trzeci — eksploatacja oparta na zasadach naukowych.

Czas trwania tych okresów w różnych krajach był różny.

U nas okres pierwszy trwał bardzo długo i dziś jeszcze sporadycznie można by zauważyć jego pozostałości, które hamują tempo postępu. Charakterystyką tego pierwszego okresu była rabunkowa eksploatacja złoża naftowego przez marnotrawienie energii gazu ziemnego przy eksploatacji samoczynnej, a nawet stosowanie w okresie późniejszym wysokiej próżni dla chwilowego zwiększenia wydobywania. Na porządku dziennym było fałszywe raportowanie wydobywania odwiertu przez ocenianie go „na oko” z ogólnego wydobywania całej kopalni na podstawie dawnego pomiaru. Nierzadko brak było profilów geologicznych, danych odnośnie zarurowania odwiertu itp. Prawo obywatelstwa posiadało jedynie wiercenie i... spekulacja.

Okres drugi, cechuje zaniechanie stosowania w eksploatacji zgubnego vacuum w odwiertach, zwrócenie bacznej uwagi na zamknięcie wód wglębnych, wprowadzenie pojęcia wykładnika gazowego przez zrozumienie ważnej roli, jaką odgrywa gaz w złożu roponośnym. Istnieje w tym okresie współpraca z geologiem złożowym, wprowadzono studia nad związkami między wydobywaniem, czasem i charakterystyką danego złoża, interesowano się energetyczną stroną wydobywania oraz wprowadzono racjonalną gospodarkę eksploatacyjną surowcem przez ujęcie gazu i stabilizację ropy. Zastosowano wreszcie naukowe podejście do problemu pompowania ropy i rozpoczęto stosowanie tzw. wtórnych metod eksploatacji. W okresie tym wprowadzono nowe pojęcia dla oceny wartości złóż roponośnych. Przede wszystkim zdefiniowano pojęcie tzw. zbiornika podziemnego, rozumiejąc przez to sumę objętości wszystkich otwartych (komunikujących się) kapilar piaskowca roponośnego, wzgl. ułamek tej objętości, wypełniony ropą. Z tej całkowitej pojemności „zbiornika” (Z) możliwa jest do wydobywania — zależnie od metody eksploatacyjnej — tylko pewna część, wyrażona przez współczynnik (c), którą określać można jako tzw. zasoby przemysłowe danego zbiornika (P), czyli:

$$P = c \cdot Z$$

Ogólne wydobywanie ropy ze złoża jest — zależnie od charakteru prowadzenia gospodarki złożem roponym — ułamkiem (u) wartości (P) czyli

$$W = u \cdot P = u \cdot c \cdot Z$$

W okresie rabunkowej i bezplanowej gospodarki w 1-szym okresie współczynnik (u) był bardzo mały i wynosił zaledwie 0,1—0,2, czyli 80—90% ropy możliwych do wydobywania zasobów zostało dla gospodarki narodowej straconych, nawet przy późniejszym zastosowaniu nowoczesnych metod naukowych, bowiem w złożu roponym istnieje cały szereg zjawisk nieodwracalnych.

Okres trzeci podchodzi do wszystkich tematów w eksploatacji w sposób naukowy, a więc opiera się na badaniach struktury piaskowca roponośnego, zjawisk lepkości i napięć powierzchniowych między powierzchnią ziarn piaskowca a ropą, gazem i wodą, na prawach filtracji cieczy poprzez pory piaskowca. Przeprowadza się pomiary ciśnienia i temperatury ropy w odwiertach i określa cechy fizyczne tak skomplikowanego układu, jakim jest układ piaskowiec-ropa-woda-gaz i to w warunkach na spodzie odwiertu i jego najbliższym sąsiedztwie.

Poważne usługi w tych badaniach oddaje mikro-fotografia piaskowca roponośnego.

Podczas gdy w drugim okresie eksploatacyjnym (podział na okresy został wzięty wg prof. Wilka) osiągnęto wydobywanie sumaryczne 15—25% całkowitych zasobów ropy w złożu, w okresie trzecim

dąży się do sumarycznego wydobywania 30—80% tych zasobów.

Nasze złoża roponośne, jeżeli chodzi o ich eksploatację, znajdują się obecnie na pograniczu okresu drugiego i trzeciego. Jest to zresztą zrozumiałe, gdyż osiągnięcia okresu drugiego są gospodarczo dodatnie, a w dodatku naukowe podejście do problemów eksploatacyjnych wymaga precyzyjnej i kosztownej aparatury, laboratoriów, odpowiednio wykwalifikowanych sił i doświadczenia, celem skoordynowania zdobytych teoretycznych z pracami w terenie. Wynika z tego jasno, że należy w dalszym ciągu posługiwać się metodami pracy z okresu drugiego i równocześnie wprowadzać się stopniowo w okres trzeci.

Racjonalna gospodarka złożem naftowym wymaga przestrzegania pewnych zasadniczych warunków i prawideł w jego eksploatacji.

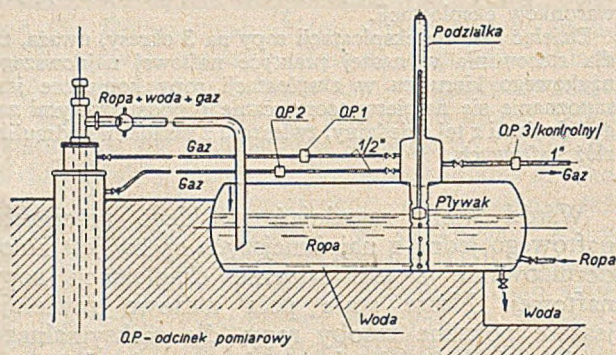
Przed wszystkim w biurze kierownika eksploatacji powinny znajdować się dobrze wykonane profile odwiertu oraz dokładny schemat jego zarurowania, ze szczególnym uwzględnieniem aktualnej głębokości odwiertu i warstw wodonośnych oraz izolacji tych ostatnich. Nie wolno pod żadnym warunkiem zaniedbać żadnego otworu. Nawet otwory o małej wydajności względnie zawodnione należy mieć w ścisłej ewidencji, by można je należycie zrekonstruować lub prawidłowo zlikwidować. Zaniedbane odwerty mogą bowiem wyrządzić olbrzymie szkody dla gospodarki złożem ropnym.

Drugim ważnym problemem jest prawdziwe raportowanie. Od niego bowiem zależy w ogóle możliwość powzięcia jakichkolwiek decyzji i opracowania planów eksploatacyjnych. Należy podkreślić wyraźnie konieczność wpisywania codziennie prawdziwych dat odnośnie wydobywania ropy, wody i gazu oraz okoliczności, powodujących zaburzenia lub zmiany w przebiegu eksploatacji. Aby raportowanie mogło być należycie wykonane, konieczne jest zainstalowanie pewnych urządzeń, dostosowanych do warunków lokalnych oraz wartości gospodarczej odwiertu. Ropa i gaz muszą być ujęte szczelnie. Instalacja musi być tak wykonana, aby o każdej porze dnia i roku można było mierzyć ciśnienie głowicowe, ilości wydobytych płynów i gazów i to bezwzględnie dla każdego otworu oddzielnie. Praktykowany pomiar płynów i gazu wspólnie dla kilku, a nawet kilkunastu otworów eksploatacyjnych, mija się z celem i nie ma żadnej wartości.

Trzecim, bardzo ważnym zagadnieniem jest stałe podczyszczanie otworu, zależne głównie od posiadania odpowiedniej ilości sprawnych wind.

Obecnie omówimy szerzej jeden z najważniejszych problemów, zawsze aktualny, bez względu na to jaką metodą jest eksploatowane złożo. Problemem tym jest znany już ogólnie wykładnik gazowy wydobywania. Mimo, że wartość tego problemu oraz jego znaczenie w całokształcie zagadnień eksploatacyjnych jest znana, jednak w praktyce na ogół nie rozporządzamy potrzebnymi danymi, odnośnie pomiarów wydobywania ropy, wody i gazu dla każdego odwiertu oddzielnie.

Każdy odwiert powinien być wyposażony w urządzenie, podane schematycznie na rys. 1. A więc przede wszystkim powinna być szczelna głowica pompowa z wziernikiem, umieszczonym tuż przy głowicy, a nie — jak to czasem jest praktykowane — w miejscu niedostępnym. Zbiornik ropny z armaturą powinien posiadać szczelny pływowskaz. Zbiornik powinien posiadać swój atest próbny wraz z tablicą jego pojemności w odstępach centymetrowych (przy pomiarach pionowych). Urządzenie do pomiarów gazu musi umożliwić pomiar ilościowy i jakościowy gazu odbieranego z rur produkcyjnych oraz oddzielnie gazu „spoza rur”. Całość powinna być łatwo dostępna i chroniona przed zawodnieniem oraz przed zamarzaniem.



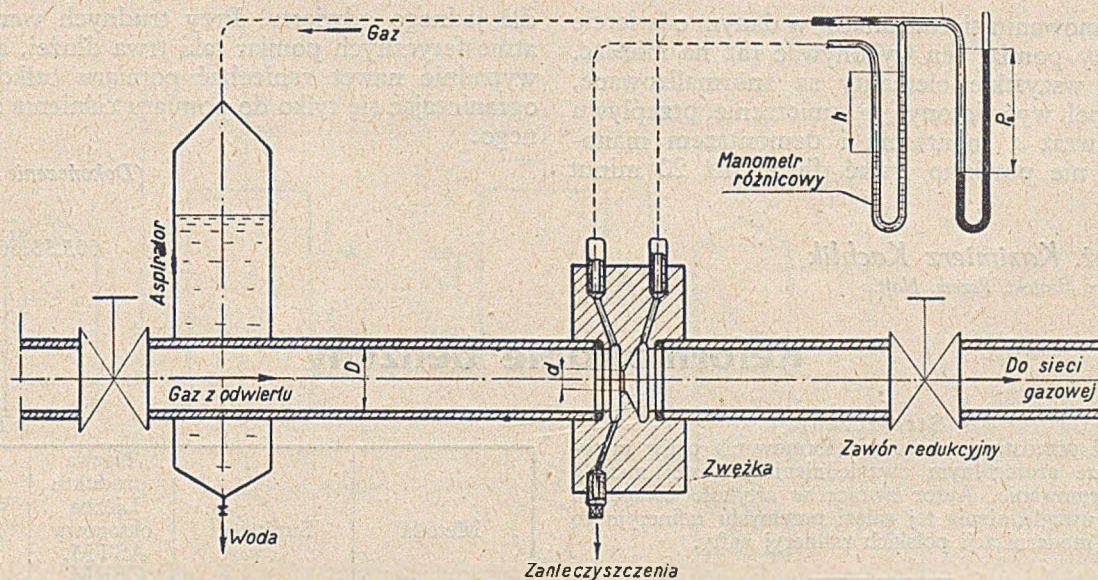
Rys. 1. Schemat odbioru gazu, ropy i wody przy pompowanym odwiercie.

O ile pomiar ropy jest stosunkowo łatwy, pomiar gazu wymaga więcej zabiegów i jeżeli instalacja nie jest odpowiednio wykonana, a personel nie wykwalifikowany i systematycznie nie kontrolowany, wówczas cały pomiar mija się z celem.

Praca przy eksploatacji — to przede wszystkim stałe i systematyczne pomiary. W naszych warunkach, gdzie mamy na ogół do czynienia z małymi ilościami gazu i ropy, musimy zastosować takie urządzenia, któreby z jednej strony wytrzymały kalkulację gospodarczą, z drugiej zaś gwarantowały potrzebną dokładność. Nie ma zatem mowy o zastosowaniu precyzyjnych przepływomierzy samopiszących; jest to zresztą niepotrzebne. Wystarczy zamontować zwężki małokalibrowe i jeżeli nawet pomiary będą obciążone pewnym błędem, nie będzie to miało większego znaczenia, skoro ten sam błąd popełni się przy wszystkich pomiarach, a dla korektury zmierzymy sumę gazu w rurociągu zbiorczym w sposób dokładniejszy.

Rys. 2 przedstawia schematycznie proste, tanie, a zupełnie celowe urządzenie dla takich pomiarów. Dla małych ilości gazu wystarczy rurociąg o średnicy 15 mm w świetle lub 1/3-calowy, ewentualnie o średn. 25 mm (1"), a tylko dla bardzo dużych ilości gazu o średn. 50 mm (2"), przy otworach pompowanych.

Przy separatorach, odbierających ropę z odwiertów produkujących samoczynnie, gazociąg powinien mieć prześwit średnicy 50, 80 lub 100 mm. Wszystkie te urządzenia muszą być zabezpieczone należycie przed mrozem. Celowe jest zastosowanie wentyli redukcyjnych dla automatycznego utrzymania takiego ciśnienia przy wypływie z głowicy,



Rys. 2. Schemat odcinka pomiarowego (O.P.) do pomiaru gazu z odwiertu.

jakie podyktują nam każdorazowo warunki (w zasadzie możliwie najwyższego), przy czym należy się orientować wykładnikiem gazowym. W braku wentyla redukcyjnego oraz celem zmniejszenia kosztów inwestycyjnych, można zamontować zwykły wentyl zwrotny, którego grzybek będzie obciążony sprężyną o odpowiedniej grubości drutu. Znormalizowanie takiego urządzenia ogromnie usprawnia i potania całą instalację. W naszych stosunkach dla odwiertów pompowanych wystarczy rurociąg $1/2''$ lub wyjątkowo $1''$.

Widzimy zatem, że nie mogą to być drogie instalacje. Stosowane niekiedy w tych warunkach dymensje $2''$, a nawet $3''$, powodowały, że zniechęcono się do tych urządzeń przede wszystkim ze względu na ich wysokie koszty, a poza tym pomiar małych zazwyczaj ilości gazu był trudny do wykonania przy tak dużych dymensjach.

Jako zwężkę najlepiej przyjąć znormalizowaną kryzę, o średnicy przelotu 5, 8 lub 10 mm dla rurociągu $1/2''$, oraz 12, 15 lub 20 mm dla rurociągu (odcinka pomiarowego) $1''$. Połączenia dla manometru rtęciowego i wodnego powinny być wykonane z rurek gazowych $3/8''$, a z rurek gazowych $1/2''$ dla manometru elastycznego. W każdym biurze kierownika eksploatacji powinien znajdować się większy zapas takich zwęzek oraz manometry płynowe i elastyczne. Reszta szczegółów urządzenia widoczna jest z rysunku. Należy jeszcze dodać, że konstrukcja zwężki, jako też długości odcinków pomiarowych powinny być wykonane wg norm. Zawór redukcyjny należy umieścić za zwężką, aby nie powodował zakłóceń pomiaru, jak również odcinek rury pomiarowej za zwężką należy z tej samej przyczyny wykonać o 50% dłuższy, aniżeli przewidują normy. Do kompletu należy termometr i aspirator, obydwa w dwu lub trzech egzemplarzach na 40 odwiertów.

Konieczne jest również wyjaśnienie pewnych szczegółów, dotyczących samych obliczeń. Jak już powiedziano, obliczenie przepływu gazu, mierzonego codziennie w trudnych warunkach atmosferycznych, będzie możliwe tylko wówczas, gdy urządzenia pomiarowe będą do najwyższego stopnia usprawnione i znormalizowane. Często głównym powodem nieudanych wyników tzw. wtórnych metod eksploatacji były właśnie trudności w pomiarze gazu w warunkach polowych.

Zasadniczy wzór dla obliczenia przepływu gazu przez znormalizowane zwężki ma postać:

$$V_N = 0,011 \cdot a \cdot \varepsilon \cdot d^2 \sqrt{\frac{h \cdot P_1}{s \cdot T}} \quad \text{Nm}^3/\text{min} \quad (1)$$

gdy $\frac{P_1 - P_2}{P_2} > 0,03$

albo:

$$V_N = 0,011 \cdot a \cdot d^2 \sqrt{\frac{h \cdot P_2}{s \cdot T}} \quad \text{Nm}^3/\text{min} \quad (2)$$

gdy $\frac{P_1 - P_2}{P_2} > 0,03$

We wzorach tych oznacza:

V_n = ilość przepływającego gazu w Nm^3/min ,
 a = współczynnik przepływu dla danych wymiarów zwężki i rurociągu pomiarowego,
 ε = współczynnik ekspansji gazu,
 d = średnica otworu zwężki w cm, mierzona z dokładnością przynajmniej do 0,1 mm,
 D = średnica odcinka pomiarowego (rurociągu) w świetle w cm,
 h = spiętrzenie, odczytane na manometrze różnicowym w mm SW,
 P_1 = ciśnienie absolutne przed zwężką w Torr abs.,
 P_2 = ciśnienie absolutne za zwężką w Torr abs.,
 s = ciężar względny gazu (powietrze = 1),
 T = temperatura gazu przed zwężką w stopniach K.

Średnicę przelotu zwęzek należy mierzyć możliwie dokładnie, ponieważ (d) występuje we wzorach w drugiej potęgze. Ciężar właściwy gazu wystarczy kontrolować na początku okresu wtórnej odbudowy raz w tygodniu, względnie wówczas, gdy zauważymy zmianę w przepływie, natomiast

po unormowaniu się warunków w danym odwiercie wystarczy pomiar ten wykonywać raz na miesiąc.

Jeżeli wszystkie elementy są znormalizowane, a personel wyćwiczony, to zmierzenie przepływu stałego wraz z montażem i demontażem manometrów nie powinno trwać dłużej niż 20 minut

dla jednego odwiertu. Przy trudnych warunkach atmosferycznych pomiar taki trwa dłużej, a nieraz wypadnie nawet zaniechać pomiaru całkowitego, ograniczając się tylko do pomiaru ciśnienia statycznego.

(Dokończenie nastąpi)

Mgr Inż. Kazimierz Kachlik

Biurowo Projekt. Przem. Naft.

665.53:662.753.12

Reformowanie benzyny

Streszczenie

Artykuł przedstawia metody reformowania paliw motorowych, ze szczególnym uwzględnieniem nowej metody platynoformowania. Autor zwraca w artykule uwagę na potrzebę uwzględnienia tej gałęzi przemysłu rafineryjnego w planie modernizacji polskich rafinerii nafty.

Postęp w dziedzinie konstrukcji silników spalinowych, pracujących na zasadzie cyklu Otta, doprowadził do produkcji seryjnej silników o stosunku sprężania około 10:1. Silniki takie wymagają paliw o wysokiej liczbie oktanowej, których nie otrzymuje się przez rozfrakcjonowanie ropy; np. benzyna lekka z ropy posiada liczbę oktanową L.O. = 55–62, a w rzadkich wypadkach z niektórych rop 72 jednostek, podczas gdy nowoczesne silniki samochodowe wymagają L.O. = 90, a samolotowe najmniej 100. Podobnie benzyna z termicznego krakingu wykazuje liczbę oktanową wyższą tylko o kilka jednostek w stosunku do benzyny otrzymanej z ropy. Przez dodatek inhibitorów – głównie czteroetylu ołowiu – można podnieść liczbę oktanową o kilkanaście jednostek, co jednak nie wystarcza dla nowoczesnych silników, zwłaszcza lotniczych.

Dlatego też przed opracowaniem metody katalitycznego krakingu starano się poprawić liczbę oktanową benzyny naturalnej przy pomocy procesów nazwanych „reformowaniem”.

Metody reformowania stosuje się obecnie na szeroką skalę do poprawiania liczb oktanowych gazoliny, benzyny naturalnej i krakingowej, jak również do przeróbki ciężkich benzyn o L.O. = 35, a nawet ciężkich destylatów ropnych, jako surowców dla produkcji paliw lekkich, o wysokich liczbach oktanowych. Za granicą już w 1935r. 25% produkowanej benzyny poddawano reformowaniu, a o potrzebie i wroście tej gałęzi przeróbki ropy świadczy wzrost produkcji benzyny o L.O. = 100 i wyżej, która w niektórych rafineriach wynosiła przed II wojną światową 5500 ton na dobę, a wzrosła do 61000 ton na dobę w okresie powojennym. Produkcja w 1945 r. oparta była na 211 jednostkach, w których poszczególne metody były stosowane w następujących ilościach: alkilowanie 75 jednostek (całkowita zdolność produkcji 20000 ton na dobę), izomeryzacja 27 jednostek, hydrogenizacja 4 jednostki, dehydrogenizacja 2 jednostki, inne metody 16 jednostek.

Surowce oraz produkty z poszczególnych procesów podaje tabl. 1.

Tablica 1

Metoda	Surowiec	Nazwa produktu Liczba oktanowa ASTM, CFRM	Wydatek % objęt.
Kraking katalityczny	Destylaty: olej gazowy. Pozostałość ropy po odasfaltowaniu	Benzyna 78–82, 88–95	40–65
Alkilowanie	Olefiny: propen, buten, penteny. Polimery. Izoparafiny: izo-butan	Benzyna 88–99, 88–96	160–170 licząc na olefiny
Polimeryzacja	Propen, buteny	Benzyna 85–95, 95–105	65–75 licząc na olefiny 100
Izomeryzacja butanów	N-butan o L.O. = 92 wg ASTM	Izobutan (do alkilowania)	
Izomeryzacja pentanów	N-pentan o L.O. = 62 wg ASTM	Izo-pentan L.O. = 92 wg ASTM	96–100
Reformowanie	Benzyna ciężka L.O. = 40–55 wg ASTM, olej gazowy	Benzyna 80–90	75–90

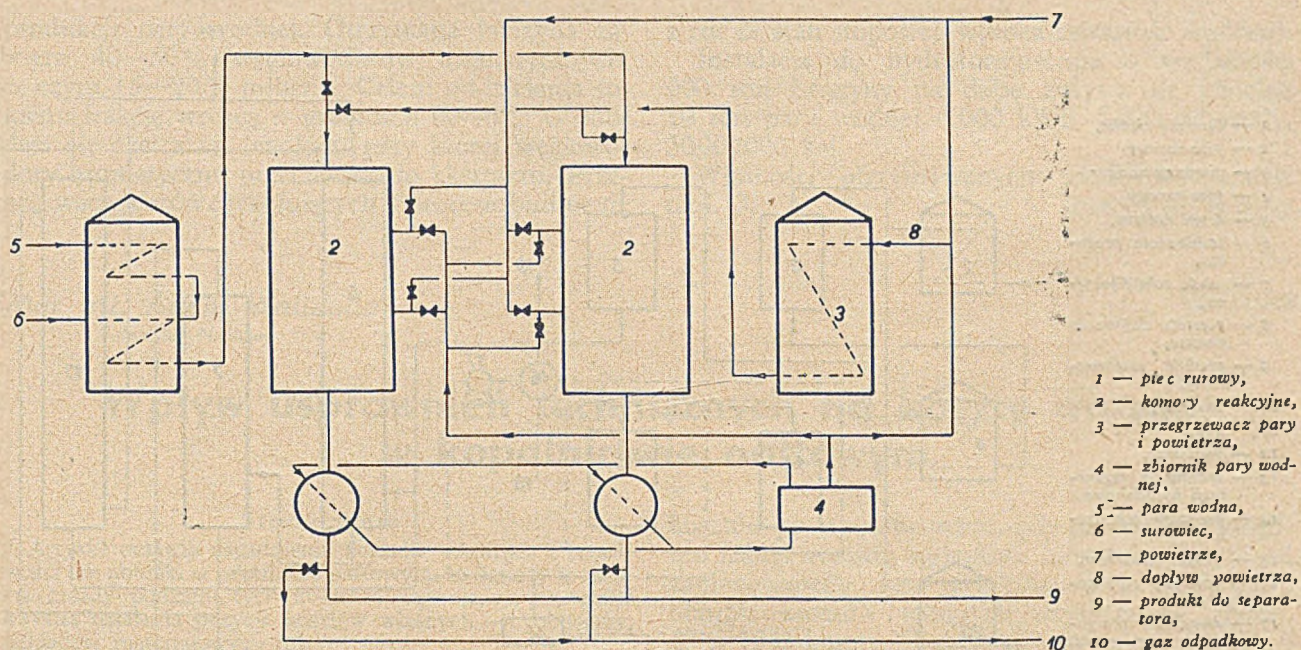
Przemysłowe procesy reformowania paliw lekkich przy pomocy katalizatorów można podzielić zasadniczo na 4 grupy:

- I. Cyklizacja i aromatyzacja.
- II. Hydrogenacja (hydroformowanie).
- III. Poliformowanie.
- IV. Reformowanie przy pomocy katalizatora platynowego (platynoformowanie).

Zaznaczyć należy, że proces zwany „dehydrogenacją” służy do produkcji butylenu z butanu (otrzymywanego z gazów ziemnych) dla syntezy kauczuku, a używane w niniejszym artykule określenie „dehydrogenacja” oznacza ogólnie proces odwodornienia.

I. Cyklizacja

Procesem cyklizacji nazywa się metodę produkcji paliw lekkich z surowców o wysokiej zawartości siarki, następnie metody katalitycznego reformowania względnie katalitycznego krakingu, np. wg schematu na rys.1.



Rys. 1. Schemat instalacji do cyklizacji.

Przerobiony jako surowiec np. olej gazowy podgrzewa się w piecu rurowym do temperatury 528—540°C, a przed wejściem do komory reakcyjnej dodaje się małe ilości pary wodnej, celem zmniejszenia wydzielania się koks na katalizatorze, ułatwienia wyparowania surowca, oraz podniesienia liczby oktanowej produktu. Mieszanka przegrzana do wysokiej temperatury przechodzi do komory reakcyjnej pod ciśnieniem około 6 atmosfer, gdzie następuje katalityczny rozkład surowca. Komory reakcyjne pracują na przemian w cyklach trwających od 2 do 10 godzin, w zależności od rodzaju przerabianego surowca. Produkt z komory rektyfikacyjnej przechodzi przez wymienniki ciepła i chłodnicę do separatora dla oddzielenia wody oraz gazów, z którego faza płynna wlewa się do kolumny retyfikowanej. Dla regeneracji katalizatora przepuszcza się mieszaninę pary wodnej z powietrzem,

przeprznaną do temperatury 455°C. Jako katalizatora używa się naturalnego bauksytu, dającego się praktycznie regenerować niezliczoną ilość razy i posiadającego po regeneracji 85—95% zdolności katalitycznej świeżego materiału.

Dodatnią cechą tej metody jest niski koszt operacyjny oraz stosunkowo duży wydatek benzyny o wysokiej liczbie oktanowej — zwłaszcza przy reformowaniu ciężkiej benzyny, jak również możliwość przeróbki ciężkich destylatów na paliwa lekkie.

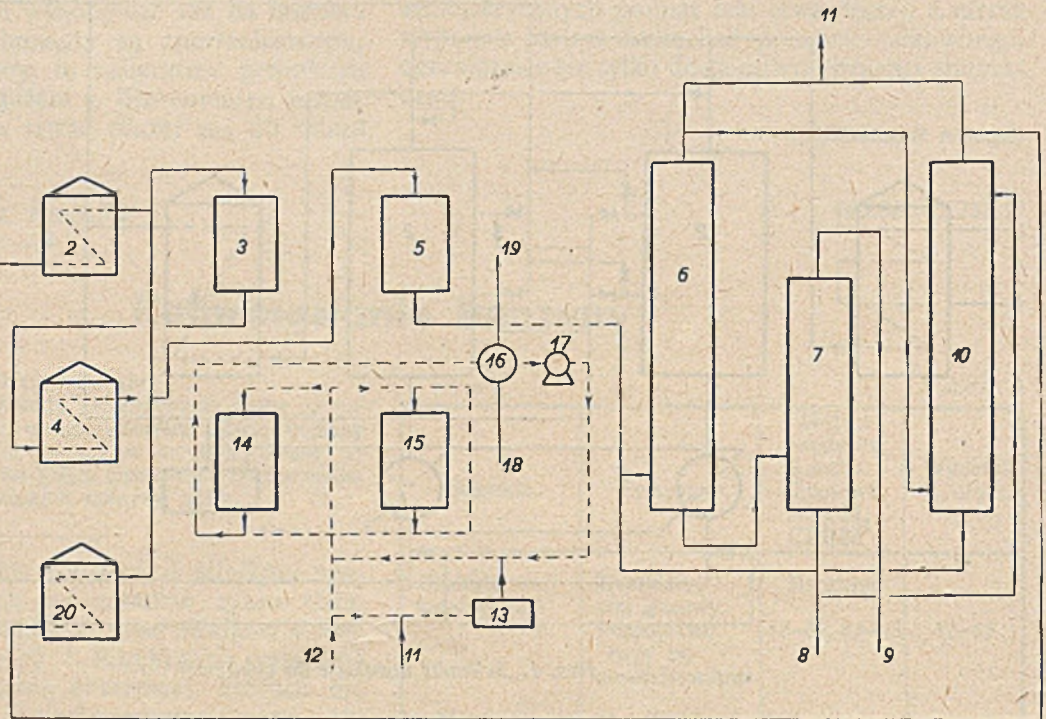
Cyklizację można prowadzić przy różnym ciśnieniu, od 1,5 do 6 atmosfer, a wyniki przeróbki różnych surowców podaje tabl. 2.

Na temat tej metody istnieje tylko kilka publikacji w literaturze zagranicznej; została ona opracowana w r. 1945 i nadaje się szczególnie do przeróbki produktów z rop naftenowych, z których

Tablica 2

	Odsiarkowanie (niskociśnieniowe)		Cyklizacja (wysokociśnieniowa)		Kraking (niskociśnieniowy)	
			z odsiarko- waniem	bez odsiar- kowania	z odsiarko- waniem	bez odsiar- kowania
Ciśnienie kg/cm ²	0,7		6,0		0,7	
Surowiec:						
Destylacja: 10% do temp., °C	290		260		318	
90% do temp., °C	371		375		400	
Benzyna — frakcja C ₅ + do 204°C						
Ciśnienie wg Reida, kg/cm ²	0,45	0,45	0,45	0,33	0,42	0,47
L.O. wg ASTM — czysta benzyna	81,5	81,2	76,7	77,7	80,4	81,1
L.O. wg ASTM po dodaniu 0,8 cm ³ CEO na litr	85,3	84,9	82,4	85,4	84,5	84,7
L.O. wg CFR — czysta benzyna	94,3	94,4	87,1	89,2	94,3	94,5
L.O. wg CFR po dodaniu 0,8 cm ³ CEO na litr	98,0	97,8	93,4	94,8	97,8	98,0
Wydatek:						
Benzyna C ₅ + do 204°C, % obj.	28,1	35,0	33,3	34,0	28,6	33,2
Benzyna o prężności par wg Reida 0,7 kg/cm	38,7	47,3	40,9	44,2	37,4	42,9
Propylen, % obj.	5,0	6,0	3,7	4,9	4,1	4,2
Butyleny, % obj.	7,3	8,0	4,3	5,4	4,9	5,6
Konwersja po jednym przejściu przez reaktor, % obj.	42,2	59,5	46,4	55,0	40,9	49,3

- 1 — benzyna ciężka,
- 2 — piec rurowy,
- 3 — pierwszy reaktor,
- 4 — piec rurowy,
- 5 — drugi reaktor,
- 6 — stabilizacja produktu,
- 7 — wieża rektyfikacyjna,
- 8 — powroty olejowe do procesu,
- 9 — produkt zreformowany,
- 10 — absorber,
- 11 — gaz,
- 12 — powietrze,
- 13 — spaliny z regeneracji katalizatora,
- 14 — pierwszy regenerator,
- 15 — drugi regenerator,
- 16 — generator pary wodnej,
- 17 — dmuchawa dla gazów z regeneratora,
- 18 — kocioł wodny,
- 19 — para wodna,
- 20 — piec rurowy dla olejów powrotnych



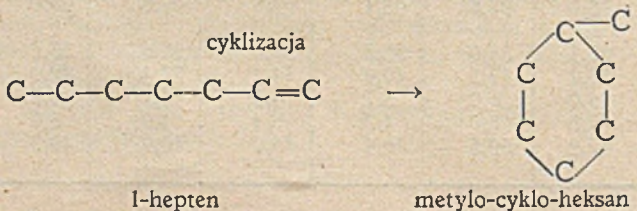
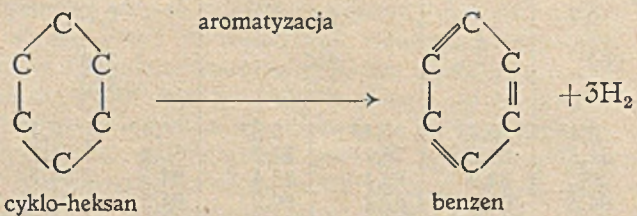
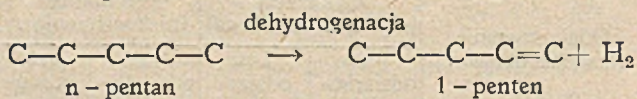
Rys. 2. Schemat instalacji dla hydroformowania.

reformaty zawierają do 90% węglowodorów aromatycznych, przy znikomej ilości węglowodorów nienasyconych. Do przeprowadzenia procesu cyklizacji można dostosować istniejące instalacje krawingowe, przy czym koszt inwestycji jest niski, gdyż urządzenia są proste a katalizator jest tani. Metoda wykazuje dużą elastyczność w stosunku do przerabianego surowca i pozwala na precyzyjną kontrolę procesu.

II. Hydroformowanie (hydrogenacja)

Proces hydroformowania pomyślany był początkowo jako metoda dla produkcji toluenu, potrzebnego do otrzymywania trój-nitrotoluenu, przez reformowanie benzyny naturalnej jak i pochodzącej z termicznego krawingu, oraz benzyn ciężkich otrzymywanych z ropy.

Reakcje zachodzące w czasie hydroformowania są skomplikowane i jako typowe można przytoczyć:



W wyniku takich reakcji powstaje z heptanu normalnego przez dehydrogenację hepten, przechodzący przez cyklizację na metylo-cyklo-heksan, który ostatecznie przez aromatyzację zamienia się na toluen.

W hydroformowaniu stosuje się katalizator molibdenowy na tlenkach glinu, przy temperaturze 485—540°C, oraz ciśnieniu 11—21 atmosfer, zależnie od przerabianego surowca i ostrości procesu. Związki siarkowe zawarte w surowcu przechodzą na siarkowodór, uchodzący z gazami względnie wmywany ługiem z produktu rozkładu, dzięki czemu benzyny po reformowaniu posiadają znikome ilości siarki niezależnie od zawartości jej w surowcu, są więc bardzo wrażliwe na dodatek czteroetyliku ołowiu. Rys. 2 przedstawia schemat instalacji hydroformowania.

Regeneracja katalizatora polega na wydaleniu z reaktora gazów, powstających przy reakcji, wypaleniu koksu i usunięciu powietrza z reaktora. Wypalanie koksu przeprowadza się przy ciśnieniu 1,5 atmosfery mieszaniną pary wodnej i powietrza, podgrzaną do temperatury 450—600°C, przy czym ciepło gazów po regeneracji wykorzystuje się do

Tablica 3

	Surowiec	Hydroformat
L.O. wg CFRM	59,7	80,5
Zawartość siarki, %	0,22	0,0015
Destylacja wg Englera:		
Początek °C	75	40
10% do °C	113	69
50% do °C	155	125
90% do °C	195	170
Koniec °C	227	193
Wydatek:		
Benzyny bez C ₄ , % obj.		73,6
C ₄ , % obj.		10,6
Polimery, % obj.		3,2

produkcji pary wodnej. Otrzymana benzyna zawiera 40—50% węglowodorów aromatycznych, w czym 15—20% toluenu. Celem oddzielenia toluenu frakcją wrzącą w granicach 90—125°C poddaje się ekstrakcji fenolem, przy której węglowodory aromatyczne przechodzą do ekstraktu. Przegrzewacze gazów cyrkulujących w procesie buduje się

z rur ze stali stopowej (wysoka zawartość wodoru). Instalacja do hydroformowania o wydajności 900 ton benzyny na dobę zużywa na godzinę 19 ton pary wodnej, 2000 kWh, 2000 m³ wody, 30 000 000 kal.

Właściwości otrzymywanych produktów podaje tabl. 3. (Dokończenie nastąpi)

Mgr Inż. Adam Waliduda
Instytut Naftowy

622.32.003

Wpływ usprawnień technicznych na koszty własne w kopalnictwie naftowym

Streszczenie

Artykuł omawia zagadnienie kosztów własnych i możliwości ich obniżki w przemyśle naftowym. Podawszy w skrócie zasady podziału tych kosztów, zajmuje się następnie kwestią ustalenia pozycji kosztów własnych — robocizny, nakładów materiałowych itd.

Głównym jednak zagadnieniem jest możliwość obniżki kosztów własnych głównie ze stanowiska zwiększenia wydajności pracy, obliczonej metodą wartościową lub ilościową. Istnieje zatem zależność kosztów własnych od wydajności pracy — bezpośrednia i pośrednia (np. ilość uwierconych metrów).

Autor podaje wzór na obniżkę kosztów własnych w związku ze wzrostem wydajności pracy oraz analizę kosztów ogólnych w przemyśle naftowym, z której wynika, że 1/3 tych kosztów przypada na wiercenie.

Podane zostały drogi prowadzące do zwiększenia wydajności pracy oraz wpływ ulepszeń na tę wydajność w wierceniu, eksploatacji i poszukiwaniach naftowych. Duży i zasadniczy wpływ na wydajność pracy — a tym samym i na koszty własne — posiada czynnik ludzki, a więc kwalifikacje pracowników, współzawodnictwo, racjonalizacja i odpowiednia organizacja.

Lata 1950/1951 były okresem ożywionych dyskusji i licznych publikacji na temat kosztów własnych. Zostały wygłoszone odczyty i opublikowane referaty, omawiające możliwości obniżenia kosztów własnych w wierceniu względnie w kopalnictwie naftowym¹⁾.

Z uwagi jednak na to, że ustawa o planie 6-letnim wysunęła zagadnienie obniżki kosztów własnych w gospodarce narodowej jako jedno z centralnych zagadnień i podstawowych warunków wypełnienia planu, każda nowa myśl, czy choćby tylko kontynuowanie dyskusji ma swoją wagę. Koszt własny produkcji bowiem to podstawowy wskaźnik charakteryzujący jakość całej pracy przedsiębiorstwa.

Systematyczne obniżanie kosztów własnych stanowi jeden z najważniejszych środków pospieszego tempa wzrostu akumulacji. Wyzwała ono z gospodarki narodowej dodatkową ilość materiałów i siły roboczej, które mogą być wykorzystane w dalszej rozszerzonej produkcji socjalistycznej.

Rzeczywiste oszczędności na skutek obniżenia

kosztów powstają wówczas, gdy produkcja względnie usługi zostaną wykonane kosztem niższym od zaplanowanego. Jako przykład niech służy cyfry obniżki kosztów własnych uzyskane w ZSRR. W r. 1947 koszty własne porównywalnej produkcji towarowej zostały obniżone w stosunku do r. 1946 o 2%. W roku 1948 w porównaniu z rokiem poprzednim obniżka ta wyniosła 8,6%, w r. 1949 — 7,3% oraz w r. 1950 — 6%, stanowiąc główne źródło pokrycia inwestycji.

Według wskazań Stalina¹⁾ „Aby zapewnić dalszy rozwój przemysłu i rolnictwa, trzeba uruchomić nowe źródła akumulacji, zlikwidować złą gospodarkę, zaszczepić zasadę rozrachunku gospodarczego, obniżyć koszty własne i zwiększyć akumulację wewnątrz przemysłu“.

Przed polskim przemysłem naftowym w r. 1952 stoi zadanie obniżenia kosztów własnych o 6% i wygospodarowanie z tego tytułu 30 milionów oszczędności. Koszty wydobywania ropy naftowej przy planowym wzroście wydobywania o ok. 22% powinny ulec zmniejszeniu o przeszło 9%. To samo dotyczy rafinerii²⁾.

Ażeby podejść do zagadnienia kosztów w sposób praktycznie jak najbardziej właściwy zastanowimy się najpierw nad klasyfikacją i strukturą kosztów w ogólności oraz w kopalnictwie, a następnie nad możliwościami ich obniżki.

Zależnie od potrzeb, koszty produkcji różnie mogą być klasyfikowane. Jednym ze sposobów jest podział na koszty podstawowe i koszty ogólne³⁾.

Do kosztów podstawowych należą te, które związane są bezpośrednio z przeprowadzeniem procesów produkcyjnych, a więc z wierceniem i eksploatacją. Zalicza się tu rury wiertnicze, materiały techniczne, narzędzia, płace produkcyjne oraz energię zużyta na cele produkcyjne.

Do kosztów ogólnych należą koszty związane z organizacją produkcji i zarządzeniem przedsiębiorstwa, jak koszty utrzymania w przemyśle naftowym zespołów kopalń, dyrekcji przedsię-

¹⁾Inż. M. Ptak — Możliwości obniżenia w Polsce kosztów wierzonego metra. Nafta, Nr 10—11/1950. — Inż. Z. Onyszkiewicz, Inż. A. Waliduda — Koszty własne w kopalnictwie naftowym. Nafta, Nr 4/1951. — Inż. T. Reguła — Możliwości obniżenia kosztów wierceń w przemyśle naftowym. Gospodarka Górnicza, Nr 1 i 2/1952. Dr J. Pawłowski — Oszczędności i usprawnienia w gospodarce rurami wiertniczymi. Nafta, Nr 9/1951.

¹⁾J.W.Stalin — Dzieła, t.13. Książka i Wiedza, r.1951, str. 89.

²⁾Gospodarka Planowa, Nr 4,1952, str. 24.

³⁾Tiechnika ucziota siebiestoičnosti promyszlennoj produkcji, L.J.Rosenberg, 1949.

biorstw, jak również straty wskutek postojów i inne.

Podział na koszty bezpośrednie i pośrednie stosuje się dla ewidencji kosztów zaliczanych na poszczególne jednostki kalkulacyjne, jakim jest np. otwór wiertniczy względnie pole eksploatacyjne czy gazoliniarnia, przy czym koszty bezpośrednie odpowiadają kosztom podstawowym, zaś koszty pośrednie kosztom ogólnym.

Zależnie od związku z wielkością produkcji różniamy koszty zmienne i stałe.

Koszty zmienne ulegają zmianom zależnie od wielkości produkcji; im większa jest produkcja, tym większa jest stosunkowo suma kosztów zmiennych i odwrotnie – w miarę zmniejszania się produkcji zmniejszają się koszty zmienne. Koszty stałe pozostają w sumach absolutnych na tym samym poziomie, niezależnie od ogólnej zmiany wielkości produkcji, np. niektóre koszty administracyjno-gospodarcze, koszty biurowe, amortyzacja środków pracy.

W wiertnictwie zagadnienie podziału kosztów na zmienne i stałe przedstawia się nieco inaczej aniżeli np. w przemyśle maszynowym. Jeżeli przeanalizujemy koszty wiercenia otworu do 800 m i porównamy je z kosztami wiercenia np. do 2000 m, to stwierdzimy, że koszty stałe stanowią bardzo mały odsetek ogólnej sumy kosztów.

Zakładając bowiem wiercenie do 2000 m, musimy zainstalować silniejsze urządzenie aniżeli do wiercenia 800 m, silniejsze urządzenie wymagać będzie silniejszych fundamentów, głębszy otwór wymagać będzie więcej badań oraz silniejszego urządzenia eksploatacyjnego. Analogicznie, dla głębszego wiercenia wzrosną wszystkie koszty osobowe i materiałowe w porównaniu z wierceniem płytszym. Zatem wszystkie te koszty ulegają zmianom.

Jeżeli jednak podzielimy urządzenia wiertnicze oraz związane z nimi fundamenty i budowle na strefy głębokościowe, np. I strefa do głębokości 800 m, II do 1500 m i III powyżej 1500 m, to zakres kosztów stałych i zmiennych ulegnie zmianie.

Przypuśćmy, że zainstalowaliśmy urządzenie dla pierwszej strefy. Jeżeli tym samym urządzeniem odwiercimy w jednym wypadku 400 m a w drugim wypadku 800 m, to do kosztów stałych w jednym i drugim wypadku możemy zaliczyć transport, montaż i budowę urządzenia oraz budowli na otworze. Koszty tej instalacji, przypadające na 1 odwiercony metr, w przypadku pierwszym będą wyższe aniżeli w przypadku drugim, tj. kiedy odwiercimy 800 m.

W innych przemysłach, np. w przemyśle maszynowym, granice zmian kosztów zmiennych na stałe są szersze aniżeli w przemyśle naftowym. Innymi słowy, łatwiej jest tam zwiększyć produkcję bez instalowania dodatkowych urządzeń, czyli zmniejszyć koszty stałe na jednostkę produkcji.

Wyżej podany przykład wskazuje nam, że w pewnych warunkach koszty zmienne w odniesieniu do jednostki produkcji stają się stałe i na odwrót, koszty stałe w odniesieniu do jednostki produkcyjnej mogą się stać kosztami zmiennymi — dlatego nazywają się one warunkowo-stałymi. Wnioski

praktyczne, jakie dałyby się wyciągnąć z wyżej podanego rozwiązania, byłyby następujące:

1. Należy stworzyć pewne określone typy urządzeń dla wierceń do ustalonych stref głębokości i urządzenie to stosować ściśle wg ich przeznaczenia.

2. Procentowy udział kosztów stałych w ogólnej sumie kosztów w kopalnictwie naftowym zwiększa się dla wierceń i eksploatacji w określonych strefach głębokości.

Powracając do dalszego omówienia klasyfikacji kosztów, stwierdzić należy, że koszty produkcji podzielić jeszcze można na zależne i niezależne od przedsiębiorstwa oraz na koszty proste i złożone. Podziału tego bliżej omawiać nie będziemy.

Socjalistyczny system gospodarowania, oparty na własności społecznej narzędzi i środków produkcji, pozwala na określenie w sposób planowy metod obniżki kosztów własnych produkcji i na planową realizację tej obniżki. Dlatego w walce o obniżkę kosztów własnych należy poznać wszystkie elementy, składające się na ich strukturę. Do ważniejszych pozycji kosztów własnych należą nakłady materiałowe, płace wraz z narzutami na ubezpieczenia społeczne, amortyzacja środków trwałych, koszty wydzielone (zespełów kopalń) i ogólno-zakładowe (dyrekcji przedsiębiorstw) oraz inne nakłady związane z realizacją produkcji. W przemyśle surowcowym, do jakich należy kopalnictwo naftowe udział robocizny bezpośredniej w ogólnej sumie kosztów jest stosunkowo duży i wynosi w przybliżeniu 30%. Również dużą pozycję stanowią nakłady materiałowe (materiały techniczne i narzędzia wiertnicze). Na obniżenie wydatków osobowych, tj. robocizny, składa się wzrost wydajności pracy i likwidacja przerostów administracyjnych. Na obniżenie nakładów materiałowych składa się mniejsze zużycie materiałów na jednostkę produkcji wskutek bardziej pełnego ich wykorzystania (normy zużycia) oraz stosowanie materiałów zastępczych itp.

Omówimy po kolei te poszczególne elementy.

W walce o obniżkę kosztów osobowych na pierwszy plan wysuwa się zagadnienie wydajności pracy. W związku z tym zachodzi konieczność ustalenia sposobu, w jaki będziemy mierzyli jednoznacznie tę wydajność, aby móc wyniki następne ze sobą porównywać.

Dla obliczenia wydajności pracy stosuje się albo metodę wartościową albo ilościową. Wydajność pracy przy metodzie wartościowej podaje nam iloraz w złotych na 1 pracownika otrzymany z podzielenia wartości produkcji przez średnią ilość zatrudnionych dla tego samego okresu czasu.

Przy metodzie ilościowej wydajność pracy określa się stosunkiem ilości produkcji do średniej liczby zatrudnionych w tym samym okresie czasu.

Na produkcję w kopalnictwie naftowym składają się uwiercone metry otworów wiertniczych, wydobyta ropa i gaz oraz wyprodukowana gazolina. Produkcją pomocniczą w niniejszym referacie nie zajmujemy się. Obliczanie wskaźników wydajności metodą wartościową w kopalnictwie naftowym byłoby zbyt skomplikowane, dlatego stosuje się tu metodę ilościową.

Dla prac wiertniczych wskaźnikiem wydajności jest ilość uwierconych metrów otworu wiertniczego jedną wiertnicą w ciągu jednego miesiąca względnie roku. Gdyby wszystkie wiertnice były jednakowe, wskaźnik ogólny dla całego przemysłu byłby średnią arytmetyczną wskaźników wszystkich wiertnic i zatrudnionej przy wierceniu załogi.

Ze względu na to, że w przemyśle są w użyciu wiertnice różnego rodzaju, o różnych wydolnościach wiercenia, w związku z tym 1 metr uwiercony wiertnicą ciężkiego typu posiada inną pracochłonność aniżeli metr uwiercony lekką wiertnicą przewoźną. Dla możliwości dodawania cyfr wydajności należałoby wprowadzić współczynniki zmiany pracochłonności. Jeżeli jednak w badanych okresach wierciliśmy jakościowo i ilościowo taką samą ilością urządzeń, to porównywanie wskaźników wydajności wiertniczej – jako obarczone takim samym błędem – może być dokonywane bez obawy zniekształcenia wyników tego porównania.

W eksploatacji ropy i gazu wydajność pracy mierzymy ilością roboczo-godzin na 1 tonę wydobytej ropy wzgl. na 1 m³ gazu. I tu przy szczegółowej analizie należy wprowadzić szereg poprawek współczynnika wydajności pracy.

W gazoliniarniach kopalnianych – podobnie jak w eksploatacji – wydajność pracy mierzymy ilością roboczo-godzin na 1 tonę wyprodukowanej gazoliny.

Zastanówmy się jeszcze nad wzajemnym stosunkiem wydajności pracy i norm. Normy pracy określają nam, jaka powinna być wydajność pracy stanowiska roboczego, objętego normą w czasie obowiązywania norm. Jeżeli np. ustalone normy zostały przekroczone o 10%, to nie możemy z tego faktu wyciągnąć wniosku, że również wydajność pracy wzrosła o 10%. Przed wydaniem oceny należy przeanalizować przyczyny, które wpłynęły na przekroczenie norm. Ogólnie jednak możemy stwierdzić, że stopień przekroczenia norm charakteryzuje nam dynamikę wzrostu wydajności pracy, bowiem progresywne normy pracy są czynnikiem mobilizującym do zwiększenia wydajności pracy.

Omówiwszy założenia ogólne, powracamy do stwierdzenia, że przy analizie kosztów własnych na pierwszy plan wysuwają się wydatki osobowe czyli płace. Natomiast między wysokością płacy a kwalifikacjami i poziomem wydajności zachodzi ścisły związek, który stanowi potężną dźwignię ekonomiczną w pierwszym rzędzie do stałego podnoszenia kwalifikacji a następnie do wzrostu wydajności pracy. Pamiętać jednak należy, że wzrost wydajności pracy musi wyprzedzać wzrost płacy roboczej. Odwrotny porządek nie może mieć miejsca tam, gdzie dążymy do obniżki kosztów własnych.

Zasadniczymi czynnikami wpływającymi na wydajność pracy a tym samym na wysokość kosztów w kopalnictwie naftowym są:

1. jakość narzędzi, urządzeń i materiałów,
2. mechanizacja, zwiększenie wykorzystania urządzeń i narzędzi,
3. postoje,
4. ilość robotników pomocniczych,

5. intensyfikacja wykorzystania dnia pracy,
6. płynność siły roboczej,
7. system płac,
8. warunki pracy,
9. kwalifikacje pracowników,
10. absencje w pracy.

Gdybyśmy uszeregowali wyżej podane czynniki według ich stopnia wpływu na wydajność pracy, a tym samym na wysokość kosztów – choćby tylko w grubym przybliżeniu – to, przyjmując ich sumę za 100, tablica ta dla warunków obecnych w kopalnictwie przedstawiałaby się jak na załączonej tablicy:

L. P.	Czynniki	Wiertnictwo		Eksploatacja	
		Wydatki			
		osobowe	rzeczowe	osobowe	rzeczowe
1	Jakość narzędzi, urządzeń	—	35	—	20
2	Mechanizacja	—	10	—	15
3	Postoje	—	8	—	3
4	Ilość robotników pomoc.	5	—	10	—
5	Intensyfikacja wykorzystania dnia pracy	5	—	5	—
6	Płynność siły roboczej	2	—	2	—
7	System płac	15	—	10	—
8	Warunki pracy	—	3	—	3
9	Kwalifikacja pracowników	15	—	30	—
10	Absencja w pracy	2	—	2	—
	Razem	44	56	59	41

Z tablicy tej widoczne jest, że tak w wiertnictwie jak i w eksploatacji wpływ czynnika ludzkiego na wysokość kosztów jest duży, czyli że stałe obniżanie kosztów jest zależne od woli i działalności człowieka i wymaga powszechnego wysiłku. Zatem w rozważaniach nad wpływem czynnika ludzkiego na wysokość kosztów należy uwzględnić personel całego przedsiębiorstwa mający wpływ na daną gałąź pracy, a nie tylko bezpośrednio pracujących, tj. nie tylko np. załogę szybową ale również kierownictwo kopalni, zespołu i przedsiębiorstwa.

Czynnik ludzki znajduje swój wyraz w kosztach osobowych, z tego względu analizując wydajność pracy zajmujemy się w pierwszym rzędzie związkiem, jaki zachodzi między wydajnością pracy a kosztami osobowymi.

Koszty osobowe składają się z funduszu płac oraz z kwot przeznaczonych na świadczenia socjalne. Świadczenia socjalne pozostają w prostej zależności od funduszu płac, dlatego bez dużego błędu możemy przyjąć, że koszty osobowe zmieniają się w prostym stosunku do zmian funduszu płac.

Aby nasze rozważania prowadzić z wystarczającą dla praktyki ścisłością, spróbujemy je przedstawić rachunkowo. Jeżeli oznaczymy przez:

- K_o — koszty osobowe na jednostkę produkcji,
- F_p — fundusz płac,
- P — wielkość produkcji,
- p — średnią płacę,
- Z — liczbę zatrudnionych,
- w — wydajność pracy,

to

$$K_o = \frac{F_p}{P} \quad (1)$$

$$F_p = p \cdot Z \quad (2)$$

$$P = w \cdot Z \quad (3)$$

Podstawiając we wzorze (1) wartości (2) i (3) otrzymamy:

$$K_o = \frac{p}{w} \quad (4)$$

czyli, że koszty osobowe na jednostkę produkcji są tym większe, im większa jest średnia płaca i tym mniejsze im większa jest wydajność pracy.

Jeżeli uzyskaliśmy obniżkę kosztów z K_o na K'_o , przy czym odpowiednio zwiększyła się średnia płaca do p_1 i wzrosła wydajność do w_1 , to:

$$\frac{K'_o}{K_o} = \frac{p_1}{w_1} \cdot \frac{p}{w}$$

$$\text{czyli} \quad \frac{K'_o}{K_o} = \frac{p_1}{p} \cdot \frac{w_1}{w} \quad (5)$$

Stosunek $\frac{p_1}{p} \cdot 100 = W_p$ nazywamy wskaźnikiem

wzrostu płac, zaś $\frac{w_1}{w} \cdot 100 = W_w$ nazywamy wskaźnikiem wzrostu wydajności.

$$\text{Zatem} \quad \frac{K'_o}{K_o} = \frac{W_p}{W_w}$$

$$\text{lub} \quad K'_o = K_o \cdot \frac{W_p}{W_w} \quad (5a)$$

czyli że koszty osobowe wzrastają wprost proporcjonalnie do wzrostu średniej płacy i odwrotnie, maleją ze wzrostem wydajności.

Obniżka kosztów na jednostkę produkcji:

$$o = K_o - K'_o = K_o \left(1 - \frac{W_p}{W_w} \right) \quad (6)$$

Wyrażenie $1 - \frac{W_p}{W_w}$ podaje nam wartość

współczynnika, określającego obniżkę kosztów osobowych na skutek zmiany płac i wydajności.

Jeżeli przez a oznaczymy udział kosztów osobowych w łącznym koszcie jednostkowym produkcji, to

$$a \left(1 - \frac{W_p}{W_w} \right) \quad (7)$$

określi nam wpływ wydatków osobowych na ogólny koszt produkcji jednostki.

Przyjmijmy dla przykładu, że całkowity koszt wiercenia 1 mb wynosi 1500 zł, przy czym udział kosztów osobowych a wyraża się cyfrą 35%. Jeżeli wzrostowi wydajności postępu wiertniczego o 20% ($W_w = 120$) towarzyszy wzrost płacy o 4% ($W_p = 104$), to obniżka kosztów osobowych na 1 uwiercony metr wyniesie:

$$o = K_o \left(1 - \frac{W_p}{W_w} \right) = 73,5 \text{ zł}$$

i stanowić będzie $35 \left(1 - \frac{104}{120} \right) = 4,9\%$ całko-

witego kosztu wiercenia 1 mb. oraz $100 \left(1 - \frac{104}{120} \right) = 14\%$ kosztów osobowych przypadających na 1 mb.

Przeprowadzony rachunek określa jednoznacznie bezpośrednią zależność kosztów osobowych zmieni-nych i stałych od wydajności pracy.

Niezależnie od bezpośredniej zależności kosztów osobowych od wydajności pracy, istnieje zależność pośrednia. Ta zależność pośrednia to wpływ wydajności pracy na zwiększenie produkcji, co z kolei obniża koszty własne – stałe. Jakkolwiek produkcja rośnie szybciej aniżeli wydajność pracy, jednak wzrost produkcji osiągamy częściowo przez wzrost wydajności – a częściowo przez wzrost zatrudnienia i zwiększenie urządzeń. Spróbujemy zatem określić wpływ wzrostu produkcji na zmniejszenie kosztów własnych, a w szczególności kosztów stałych.

Zanim jednak przystąpimy do właściwego zagadnienia zastanówmy się, czy i w jakim stopniu możemy zwiększyć produkcję w kopalnictwie naftowym.

Wiemy, że aby zwiększyć produkcję, tzn. odwiercić więcej metrów i wydobyć więcej ton ropy, musimy zainstalować większą ilość środków produkcji, czyli musimy zwiększyć ilość urządzeń wiertniczych i eksploatacyjnych oraz zatrudnić więcej ludzi. Wiemy również, że dla odwiercenia większej ilości metrów w ciągu pewnego okresu czasu musimy zwiększyć wydajność pracy, skracając w ten sposób cykl produkcyjny, tj. czas wiercenia 1 otworu i zwalnając urządzenie do wiercenia następnego otworu. Celowość zwiększenia ilości odwierconych metrów w otworze wiertniczym jest ograniczona warunkami geologicznymi, zaś w całym przedsiębiorstwie warunkami technicznymi. Jeżeli w wiertnictwie wzrost produkcji był uzależniony w pewnym stopniu od wydajności pracy, to w eksploatacji zagadnienie to przedstawia się inaczej. W eksploatacji ropy i gazu istnieje pewne optimum wydobywania na jednostkę czasu, którego pod groźbą zniszczenia złoża nie wolno przekroczyć. Nieprawidłowa bowiem eksploatacja powoduje uwięzienie pewnej stosunkowo dużej ilości ropy w złożu, nie dającej się wydobyć normalnymi sposobami eksploatacji. W eksploatacji zatem musimy walczyć przede wszystkim o jak największe sumaryczne wydobywanie ropy i gazu ze złoża, gdyż w ten sposób zmniejszymy koszty wydobywania jednej tony wzgl. 1 m³ gazu. Nie możemy zatem dowolnie zwiększać produkcji w jednostce czasu, ograniczonej cyfrą optimum wydobywania, które powinno być równocześnie cyfrą określającą maksimum wydobywania.

Przyjmując poprzednie założenia dotyczące kosztów stałych i wzrostu produkcji, jeżeli przez K_s oznaczymy koszty stałe przypadające na 1 mb, a przez K'_s obniżone koszty stałe na 1 mb. na skutek wzrostu produkcji, zaś przez W_{prod} wskaźnik wzrostu produkcji – możemy napisać, że

$$K'_s = \frac{K_s}{W_{prod}} \cdot 100$$

Określając znaczenie tego wzoru słowami, możemy stwierdzić, że koszty stałe, przypadające na eden uwiercony metr, maleją wraz ze wzrostem wskaźnika produkcji czyli ze wzrostem ilości odwierconych metrów.

Jeżeli przez m_s oznaczymy w procentach obniżkę kosztów stałych przypadających na jednostkę z powodu wzrostu produkcji, to:

$$m_s = 100 \cdot \left(1 - \frac{100}{W_{prod}}\right) \quad (8)$$

Ponieważ wzrost produkcji – jak wiemy – jest uzależniony w pewnym stopniu od wzrostu wydajności przeto poprzednie równanie możemy w przybliżeniu wyrazić:

$$m_s = 100 \cdot \left(1 - \frac{100}{W_w}\right) \quad (9)$$

Oznaczając przez b procentowy udział kosztów stałych w łącznych kosztach produkcji, otrzymamy, że obniżka kosztów stałych z tytułu wzrostu wydajności wyniesie:

$$\left(1 - \frac{100}{W_w}\right) \cdot b \quad (10)$$

Do kosztów stałych w wiertnictwie dla określonych stref głębokości możemy zaliczyć¹⁾:

a. budowa i montaż urządzeń	2,5%
b. badanie otworu i koszt pierwszego urządzenia eksploatacyjnego	13,5%
c. demontaż urządzenia	1,0%
d. część narzędzi wiertniczych	3,0%
e. część wydatków ogólnych	3,0%
razem	25,0%

Uwzględniając cyfry z poprzedniego przykładu, to znaczy 20-procentowy wzrost wydajności, i przyjmując udział kosztów stałych w ogólnych kosztach $b = 23$, otrzymamy, że obniżka kosztów stałych z tytułu wzrostu wydajności wyniesie:

¹⁾ Dane cyfrowe opracowane na podstawie referatu inż. T. Reguły: „Możliwości obniżenia kosztów wierceń w przemyśle naftowym”.

$$\left(1 - \frac{100}{120}\right) \cdot 23 = 3,91$$

Tak w kosztach stałych jak i w kosztach zmiennych występują zarówno koszty osobowe jak i materiałowe, dlatego aby nie zarachowywać dwukrotnie kosztów osobowych, należy z kosztów stałych wycelminować koszty osobowe. Jeżeli tak poprawimy uprzednio podaną cyfrę udziału kosztów stałych w ogólnych kosztach, to wyniesie ona nie 23 lecz 19 i wówczas będziemy mogli dodać dwa wyrażenia, charakteryzujące wpływ wydajności na koszty osobowe zmienne i na koszty stałe.

Otrzymamy, że:

$$x = a \left(1 - \frac{W_p}{W_w}\right) + b \left(1 - \frac{100}{W_w}\right) \quad (11)$$

przy czym x oznacza obniżkę kosztów własnych w związku ze wzrostem wydajności pracy.

Jeżeli powrócimy do naszego poprzedniego przykładu, wówczas z równania:

$$x = 35 \left(1 - \frac{104}{120}\right) + 19 \left(1 - \frac{100}{120}\right) = 4,9 + 3,23 = 8,13\%$$

otrzymamy, że wzrost wydajności o 20% przy równoczesnej podwyżce płac o 4% spowodował obniżkę kosztów własnych o 8,13%.

Wzory te uwzględniają tylko część kosztów zmiennych (wydatki osobowe) oraz koszty stałe, wskutek tego oddają tylko w przybliżeniu rzeczywistość. Jednak praktycznie dają nam pogląd na kształtowanie się kosztów na jednostkę produkcji, w zależności od wzrostu wydajności i wzrostu płac, co było naszym zamierzeniem. W konkretnej rzeczywistości kształtowanie się kosztów własnych należy poddawać stałej szczegółowej analizie.

Jak z rozważań tych wynika, jednym z głównych czynników mających wpływ na zmniejszenie kosztów własnych oraz częściowo i na zwiększenie produkcji jest wzrost wydajności; natomiast wydajność zależy od wielu już poprzednio wyliczonych czynników.

(Dokończenie nastąpi)

Nauka i technika radziecka

Zapobieganie i zwalczanie awarii przy małosrednicowych wierceniach rdzeniowych

(Dokończenie)

Urwanie się koronki śrutowej

Koronka śrutowa urywa się zazwyczaj w czasie klinowania i urywania rdzenia. Urwanie następuje na połączeniu koronki z rurą rdzeniową, na skutek wydarcia się rury z koronki lub urwania rury na gwincie.

1. Rdzeniówka zostaje zaklinowana w czasie stawiania jej na spód odwiertu lub w czasie wiercenia. Zasadniczym sposobem instrumentacji jest przepłukiwanie, przy czym porządek instrumentacji jest następujący:

- a) w chwili zaklinowania rdzeniówki należy szybko zwiększyć przepływ płuczki w odwiercie. Nie wolno od razu przejeżdżać przewodem, gdyż wtedy rdzeniówka może się jeszcze silniej zaklinować,
- b) po 2–5-minutowym płukaniu należy spróbować przejechać przewodem, a jeżeli przewód nie podchodzi, należy płukać dalej, zwiększając nieco przepływ płuczki,
- c) zastosować przejeżdżanie przewodem z równoczesnym obrotem. Przy wierceniu w po-

kładach szczelinowatych i w wypadku gdy rdzeń znajduje się w rdzeniówce, nie zaleca się prób przejeżdżania wysoko nad spód odwiertu, ponieważ rdzeń może wypaść z rdzeniówki.

Zazwyczaj po intensywniejszym płukaniu rdzeniówka zostaje uwolniona. Po uwolnieniu należy przewód postawić na spodzie odwiertu i uregulować przepływ płuczki. Jeżeli powyższe zabiegi nie pomogą, przewód podbija się przy pomocy baby lub napina śrubami ratunkowymi.

2. W razie silnego zaklinowania rdzeniówki drobnym śrutem i szlamem nie udaje się czasem przywrócić krążenia płuczki i uwolnić przewód przez podbijanie lub napinanie śrubami. Wtedy należy postępować następująco:

- Rozkręcić przewód, aż do łącznika rdzeniówki włącznie, za pomocą lewych rur płuczkowych i wyciągnąć z odwiertu.
- Zapuć do odwiertu rdzeniówkę mniejszą o dwie dymensje od przychwyconej rdzeniówki i płukać intensywnie. Długość rdzeniówki do płukania powinna wynosić około 1,5 m.
- Wyciągnąć aparat do płukania.
- Zapuć do odwiertu krzyżak lub rdzeniówkę mniejszą o jedną dymensję niż chwyciona rdzeniówka, składająca się z koronki-śrutowej, krótkiej rury rdzeniowej (1—1,5 m), łącznika i zasypówki o długości około 1 m i zwiercać rdzeń. Przy zwiercaniu rdzenia koronką śrutową, śrut należy podsypywać do odwiertu wyłącznie przez rury płuczkowe. Śrut powinien być jak najmniejszy (średn. 1—1,5 mm). Przed wsypianiem należy śrut dokładnie przebrać i odrzucić śrut grubszy. Przy wierceniu śrutem wewnątrz rdzeniówki należy użyć do tego celu aparatu o dymensji dwukrotnie mniejszej od dymensji przychwyconej rdzeniówki.
- Po zwiercaniu rdzenia a przed ciągnięciem przewodu wiertniczego należy każdorazowo przez dłuższy czas płukać odwiert, przy równoczesnym obrocie przewodu.
- Po dokładnym przepłukaniu odwiertu rozpoczyna się wiercić poniżej zaklinowanej koronki, używając do wiercenia tegoż narzędzia, którym zwiercało się rdzeń.

W czasie zwiercania rdzenia w przychwyconej rdzeniówce i w czasie wiercenia poniżej koronki, wierzące narzędzie i rury płuczkowe trą o przychwyconą rurę, powodując jej rozluźnienie, a płuczka przemywa przestrzeń poza rurą, na skutek czego rdzeniówka zostaje zwykle uwolniona. Uwolnioną rdzeniówkę wyciąga się z odwiertu za pomocą raka odpinalnego lub gwintownika.

Jeżeli powyższe zabiegi nie dadzą pozytywnego wyniku, wtedy wycina się rurę rdzeniową po kawałku i wyciąga ucięte części, albo też frezuje się rdzeniówkę od czoła, zwłaszcza kiedy rdzeniówka jest krótka. Niekiedy rdzeniówkę z koronką pozostawia się w odwiercie, a odwiert głębi się dalej narzędziami o mniejszej średnicy.

3. Urwaną koronkę śrutową instrumentuje się następująco:

- płucze się odwiert dokładnie,
- zwierca się rdzeń w koronce za pomocą krzyżaka,
- wydobywa się koronkę gwintownikiem.

Sztuczne odchylenie odwiertu od pionu

Instrumentacja komplikuje się często tak dalece, że trudno jest zlikwidować awarię. W niektórych przypadkach instrumentacji odwiert zostaje tak zagwożdżony, że dostęp do spodu jest niemożliwy.

Wtedy należy odwiert skrzywić sztucznie, aby w ten sposób ominąć część zagwożdżoną.

Sztuczna krzywizna tworzy się przy pomocy zacementowania odwiertu lub korytka.

Cementowanie stosowane jest w pokładach miękkich. Odcinek odwiertu nad miejscem zagwożdżonym wypełnia się płynnym cementem przez kolumnę rur cementacyjnych, na wysokość 10—15 m. Odwiert pozostawia się przez 3 doby w spokoju, aby cement mógł stwardnieć. Następnie zapuszcza się krótki aparat rdzeniowy, powodujący łatwe skrzywienie odwiertu. Ponieważ cement jest twardszy od otaczającego go pokładu, odwiert będzie się odchyłał w bok w miękki pokład.

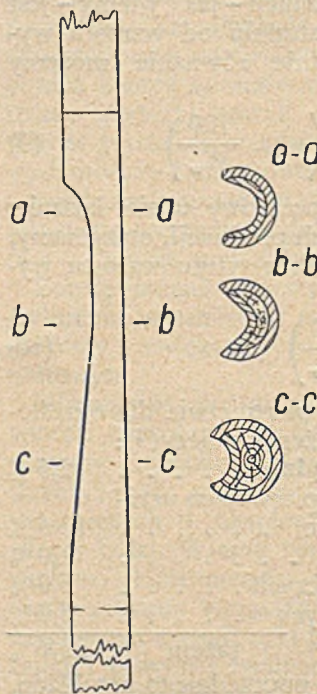
Jeżeli powyżej miejsca zagwożdżonego znajdują się pokłady twarde, wtedy nie udaje się przejść obok miejsca zagwożdżonego przy zastosowaniu samego cementowania. Należy stosować korytko (rys. 14).

Korytko wykonuje się z okrągłego żelaza lub z rur okładzinowych. Części ściętej nadaje się kształt korytka. Aby skierować krzywiznę w pożądaną stronę, korytko zapuszcza się zorientowane, na rurach okładzinowych. Przed zapuszczaniem korytka chwilowy spód odwiertu wypełnia się złomem żeliwnym, drewnianym klockiem lub czasem roztworem cementu. Po zapuszczeniu i umocowaniu korytka, zapuszcza się przewód wiertniczy, który obracany i wolno popuszczany odchyła się w ścianę odwiertu, zwiercając ją.

Instrumentacja rur okładzinowych

Najczęstszą formą awarii rur okładzinowych jest rozkręcenie się rur w dolnej części kolumny.

Rury okładzinowe, stosowane przy wierceniu małośrednicowym łączone są za pomocą grubego, płaskiego, prawego gwintu. Jeżeli dolna część kolumny nie jest postawiona i zwisa swobodnie, wtedy może zająć łatwo odkręcenie się rur, na

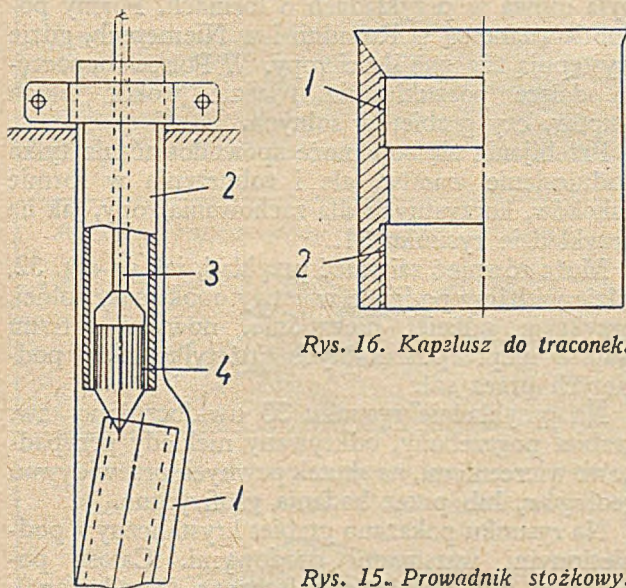


Rys. 14. Korytko do odchylenia odwiertu od pionu.

skutek tarcia szybko obracającej się kolumny rur płuczkowych o wewnętrzną ściankę rur.

Odkręcona część kolumny rur okładzinowych może się nieco osunąć, a jej wierzch może przesunąć się w bok. Może to utrudnić przechodzenie przewodu wiertniczego. Jeżeli tej awarii nie spostrzeże się od razu, to przy zapuszczaniu przewodu można rozciąć rdzeniówką wierzch odkręconych rur. Instrumentację prowadzi się rozmaicie.

Jeżeli górna część rozkręconej kolumny jest ruchoma trzeba spróbować połączyć obie części. W tym celu zapuszcza się na rurach płuczkowych specjalny przyrząd stożkowy, przy pomocy którego łączy się osie obu części kolumny (rys. 15). Następnie górną część kolumny opuszcza się nieco, rozruszawszy ją uprzednio, i nakręca na część dolną. Jeżeli wierzch dolnej, odkręconej części jest zniekształcony, to wyciąga się z odwiertu naprzód górną a następnie dolną część kolumny. Po usunięciu zniekształconej rury, kolumnę zapuszcza się ponownie do odwiertu.



Rys. 16. Kapelusz do traconek.

Rys. 15. Prowadnik stożkowy.

Kolumnę wyciąga się z odwiertu tylko wtedy, kiedy ściany odwiertu utworzone są z pokładów trwałych. Jeżeli dolna część kolumny jest przychwycona, stosuje się jeden z następujących sposobów:

1. Próbuje się odkręcić uszkodzoną rurę przy pomocy lewych rur płuczkowych i lewego gwintownika i wyciągnąć ją na powierzchnię. Następnie zapuszcza się górną część kolumny, w której u dołu umieszcza się odpowiedni drewniany stożkowy prowadnik. Część zapuszczoną wkręca się do pozostałej w odwiercie części kolumny rur.

2. Jeżeli pokłady, leżące powyżej odkręconej części kolumny są dostatecznie trwałe, można próbować odkręcić zniekształcony wierzch kolumny a następnie na rurach płuczkowych zapuścić specjalny kapelusz o dwojakim gwincie (rys. 16). Dolny gwint (2) odpowiada gwintowi rur okładzinowych, górny, wewnętrzny gwint służy do połączenia specjalnego łącznika do rur płuczkowych o naciętym na zewnątrz lewym gwincie.

Kapelusz stanowi ochronę i prowadnik. Przy obrocie rur płuczkowych w prawo, kapelusz zakręca się na wierzch pozostałej w odwiercie kolumny, równocześnie zaś łącznik z lewym gwintem odkręca się od kapelusza. Kolumna rur pozostaje w odwiercie jako traconki.

3. Przy urwaniu się kolumny rur okładzinowych w odwiercie, którego ścianki są sypliwe i tworzące rozwały, zapuszcza się do odwiertu kolumnę rur kolejno mniejszej dymensji.

Najbardziej skomplikowany jest przypadek, kiedy górna część kolumny jest chwycona, a dolna, odkręcona lub urwana część osunie się w dół i ustawi ukośnie. W tym przypadku należy próbować uruchomić górną chwyconą część kolumny sposobem podwójnego ciągnięcia, o ile ścianki zarurowanej części odwiertu są dość trwałe. W razie niepowodzenia, kolumnę przecina się nożem hydraulicznym na części i wyciąga odcinkami na raku odpinalnym. Następnie stosuje się jeden z wyżej omówionych sposobów.

W czasie zapuszczania kolumny rur okładzinowych do odwiertu zachodzi czasem zagniecenie rur lub przy dokręcaniu kolumny część gwintowana wkręca się w caliznę rury. W obu przypadkach aparat rdzeniowy nie przejdzie przez rury. Jeżeli zagniecenie lub wkręcenie rury w rurę jest nieduże, wyrównuje się lub frezuje uszkodzony odcinek przy pomocy stożkowego frezera. Przy silnym zgnieceniu lub wejściu rury w rurę trzeba wyciągnąć kolumnę rur, wymienić uszkodzone rury i znów zapuścić kolumnę.

W celu ułatwienia ciągnięcia rur okładzinowych przy likwidacji odwiertu zaleca się smarować zewnętrzne ścianki rur, zapuszczonych do odwiertu gęstym mazutem lub odpadkami ropy.

Przy ciągnięciu kolumny rur o długości większej niż 200 m stosuje się sposób „podwójnego ciągnięcia”. Sposób ten obniża wydatnie naprężenia rozciągające.

Jeżeli rury nie dadzą się uruchomić nawet przy zastosowaniu „podwójnego ciągnięcia”, wtedy ucina się hydraulicznym nożem dolną część kolumny, powyżej miejsca przychwycenia.

(Z książki B. I. Wozdwiżenskij i S. A. Wołkow: „Burowoje dielo” — tłum. mgr inż. R. Piątkiewicz)

Wykonanie planu produkcji przemysłowej w ZSRR

Centralny Urząd Statystyczny przy Radzie Ministrów ZSRR ogłosił komunikat o wynikach wykonania państwowego planu gospodarki narodowej w II kwartale 1952 r.

Według komunikatu kwartalny plan produkcji przemysłowej wykonany został globalnie w 102 procentach, przy czym ministerstwo

przemysłu naftowego wykonało plan produkcji w II kwartale 1952 r. w 103 procentach.

Globalna produkcja całego przemysłu ZSRR w II kwartale 1952 r. wzrosła w porównaniu z II kwartałem 1951 r. o 11 procent. Wydajność pracy robotników, zatrudnionych w przemyśle wzrosła w II kwartale br. w porównaniu z II kwartałem 1951 r. o 6 procent,

Jan Wdowiarz
Państw. Inst. Geol.



553.98 : 550.8

Geologiczne poszukiwania złóż ropy naftowej

(Dokończenie)

Następne przykłady wynikają z powikłań tektonicznych. Rys. 24 przedstawia pęknięcie i przesunięcie kilku serii warstw wzdłuż linii uskokuwej. Na naszym przykładzie zostały przesunięte w górę warstwy z lewej strony, zostawiając w spodzie między innymi oderwaną serię warstw przepuszczalnych. Więc warstwy te mając płaszcz nieprzepuszczalny z dołu i góry, znalazły jeszcze taki nieprzepuszczalny płaszcz z boku, z prawej strony. Rys. 25 podaje przykład na przebicie się soli od spodu i rozerwanie serii warstw, a w tych i warstw przepuszczalnych. Sól stanowi w tym miejscu partię ochronną, nieprzepuszczalną.

Rys. 26 przytacza przykład na siodło z kilku poziomami ropy i wody. Miejsca obwiedzione grubymi liniami to ropa, tuż obok horyzontów i pod dolnym horyzontem ropnym znajduje się woda. Horyzonty ropne bywają przedzielane cienkimi seriami łupków nieprzepuszczalnych.

Rys. 27 określa siodło z częściową zmianą przepuszczalności, tzn. w obrębie górnej warstwy nieprzepuszczalnej znajdują się soczewki przepuszczalne, związane z niżejleżącą serią przepuszczalną. Ropa jest zgromadzona w najwyższych, nierównych częściach serii przepuszczalnej, a dolną granicę nad wodą (solanką) posiada równą.

Rys. 28 jest przykładem formy kopulastej, siodłowej, z soczewkami warstw przepuszczalnych, pośród warstw nieprzepuszczalnych. Wyższe części soczewek, obwiedzione grubszą linią, zajęte są przez ropę, niższe zaś — przez wodę, w myśl zasad, które wymieniliśmy poprzednio.

Rys. 29 daje przykład na siodło mocno spękane, przez co wytworzyły się jakby odrębne bloki. Mimo tej odrębności istnieje częściowa łączność warstwy przepuszczalnej, w której gromadzi się ropa, oczywiście zajmując najwyższe partie w tych piaskowcach. Chociaż zachodzi nierówność w blokach, dolna granica ropy ustala się na jednym poziomie nad wodą (solanką).

Większość z przytoczonych przykładów możemy mieć w Karpatach. Są również i inne przykłady występowania ropy. Zdarzyć się mogą przebicia soli od spodu, z głębi, przez co warstwy leżące poziomo, ulegają podniesieniu, jak na rys. 30. Sól przebita w formie słupa stanowi od swej strony osłonę dla ropy zgromadzonej w warstwach obok-

ległych, oczywiście przepuszczalnych, oddzielonych warstwami nieprzepuszczalnymi. W tych samych warstwach poniżej ropy znajduje się woda. Przebicie tego rodzaju nosi nazwę diapiru, o czym była mowa w przykładach o formach. Formy podobne znane są w Rumunii i w Niemczech, gdzie występują znaczne ilości ropy. W Polsce rozpoczęto dalsze poszukiwania właśnie wokół takich słupów, czy grzbietów solnych.

Przebijanie się soli może spowodować nie tylko podniesienie warstw, ale i zaburzenia w formie uskokuw, korzystnych dla zachowania ropy, jak na przykładzie rysunku 31.

Może również zaistnieć przykład, jak na rys. 32, gdzie widzimy podgięte warstwy obok masy solnej, przykryte później niezgodnie, nowymi seriami warstw nieprzepuszczalnych, już tylko lekko podgiętych przez sól.

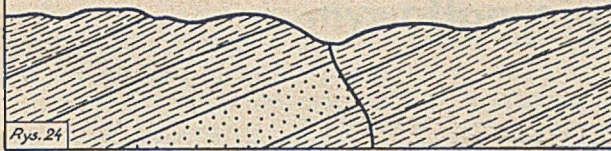
Na przykładzie rysunku 33 uwidoczniono tzw. grzbiet pogrzebany, odkrywany niekiedy przypadkowo wierceniami, na skutek pewnych przewidywań geologów, lub przez badania geofizyczne.

Na rysunku pokazano grzbiet krystaliczny z podniesionymi warstwami osadowymi. Całość poprzednio już częściowo zniszczona (zerodowana), o czym świadczy linia falista (ówczesna morfologia), została przysypana nowymi materiałami, tworzącymi skały nieprzepuszczalne, a więc ochronne dla horyzontów ropy, później nagromadzonej.

Jak widać z przytoczonych, nielicznych przykładów rysunkowych, najrozmaitsze są formy gromadzenia się ropy i trzeba prowadzić uważne badania, aby stwierdzić, z jaką formą mamy do czynienia, np. podczas wiercenia. Nawet na znanych terenach naftowych miewamy często niespodzianki, a coś dopiero na terenach zupełnie nowych, nieznanach. Te choćby skąpe przykłady wykazały, ile przeciwieństw stoi na drodze do odkrywania złóż ropnych. Czasem zdarza się, że są wszystkie warunki dla istnienia złoża ropnego, a tymczasem znajdujemy tylko solankę.

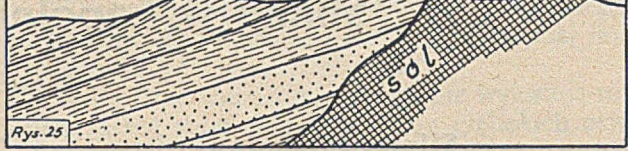
Jest jeszcze wiele tajemnic w przyrodzie niewyjaśnionych, których nie umiemy wytłumaczyć. Nie wiemy np. dokładnie, z czego powstała ropa. Panuje przekonanie, że jest pochodzenia zwierzęcego i roślinnego, ale nie z takich zwierząt jak np. gady czy ssaki, ani z dużych drzew, z których po-

Zmiana przepuszczalności spowodowana uskokiem



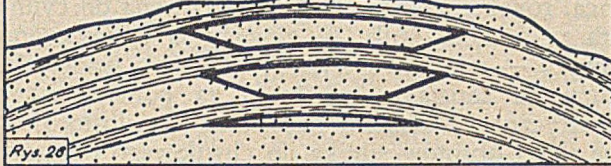
Rys. 24

Zamknięcie warstwy przepuszczalnej wysadkiem solnym



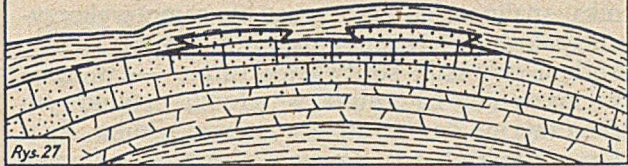
Rys. 25

Siodło z kilkoma poziomami ropy i wody



Rys. 26

Siodło z częściową zmianą przepuszczalności



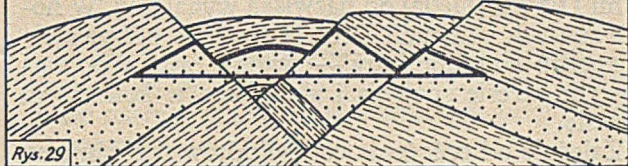
Rys. 27

Siodło z soczewkami ropnymi i wodnymi



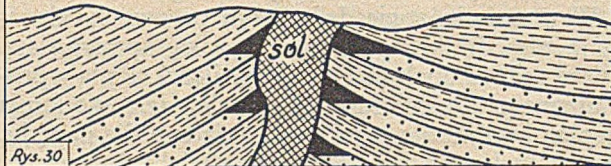
Rys. 28

Siodło pocięte uskokami, z ropą i wodą



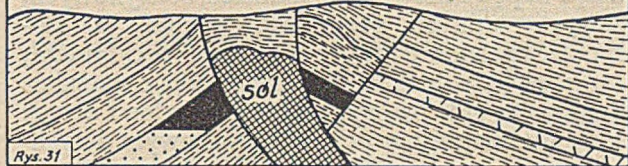
Rys. 29

Poziomy ropne przy wysadzie solnym



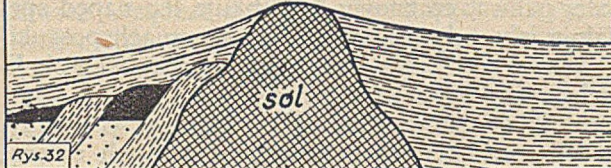
Rys. 30

Poziomy ropne przy wysadzie solnym z uskokiem



Rys. 31

Poziomy ropne obok stupa solnego



Rys. 32

Poziomy ropne w grzbiecie pogrzebanym



Rys. 33

wstał węgiel. Ropa prawdopodobnie powstała z milionów drobnutkich żyłatek jednokomórkowych i z glonów, roślinek oleistych, masami rozsianych, zwłaszcza na powierzchni płytkich mórz. Te drobnutkie żyłatka, czy ze świata zwierzęcego czy roślinnego, po utracie życia masowo opadają na dno, wraz z materiałami tworzącymi skałę.

Nie wszędzie jednak były dobre warunki dla istnienia wspomnianych osobników — stąd to pochodzą różne ilości ropy, a nawet żadne. Dlatego są takie nierównomierne rozmieszczenia ropy na świecie.

Do tych tajemnic należy zaliczyć również wielkie temperatury w głębi ziemi, wysokie ciśnienia, wędrówki ropy, przemieszczanie jej z niższych warstw

do wyższych, i wiele wiele innych czynników nieznanymi nam jeszcze.

Z tego, cośmy przytoczyli i powiedzieli powyżej, jasno wynika, ile to zadań ciąży na geologach, najpierw przed a następnie przy poszukiwaniu złóż ropy naftowej, czy to przy badaniach na powierzchni czy później podczas wierceń. Do geologów należy jeszcze odpowiedź, w jakiej serii warstw należy spodziewać się złoża ropnego i w jakiej głębokości, ile przewiduje się horyzontów ropnych i ile wodnych, jakie będą ilości ropy lub gazu, czyli czy złożo ropne będzie opłacalne pod względem przemysłowym.

Geolog ma zatem wiele odpowiedzialnych zadań do spełnienia, zanim zdecyduje się na założenie wiercenia poszukiwawczego.

Józef Wojnar
Instytut Naftowy

621. 16+621. 313+621. 43:622.32

Silniki w kopalnictwie naftowym

(Dokończenie)

Silniki spalinowe

W silnikach spalinowych jest również wykorzystana energia cieplna paliwa, jednak spalanie odbywa się wewnątrz silnika. Dzięki temu urządzenie silnika spalinowego jest prostsze, samo wykorzystanie paliwa — lepsze; w maszynie parowej łącznie z kotłem powstają straty dwukrotnie — w kotle i w maszynie, natomiast w silniku spalinowym ograniczają się one do strat w samym silniku. Spalanie w silnikach spalinowych odbywa się dwoma sposobami — nagle czyli wybuchowo lub stopniowo w miarę wtrysku paliwa do cylindra; silniki o tym drugim sposobie spalania paliwa nazywają się silnikami Diesela (Dizla) od nazwiska wynalazcy. W nowoczesnych silnikach Diesela spalanie odbywa się w sposób kombinowany — wybuchowo w początkowym okresie spalania i stopniowo w końcowym okresie.

Zależnie od położenia osi cylindrów rozróżniamy silniki leżące i stojące, widlaste i gwiazdziste. Zależnie od ilości cylindrów mówimy o jedno, dwu, sześć i więcej cylindrowym silniku; zależnie od rodzaju napędu mówimy o silnikach benzynowych, gazowych, ropnych, generatorowych itd. Jak dotychczas, spalanie paliwa odbywa się w cylindrze; coraz częściej jednak buduje się silniki o napędzie odrzutowym oraz turbiny gazowe — jedne i drugie jednak nie znalazły w przemyśle naftowym dotychczas zastosowania. Tłokowe silniki spalinowe buduje się cztero- i dwu-suwowe. Jeżeli silnik wykonuje swą pracę w dwóch obrotach czyli czterech suwach tłoka, to nazywa się on 4-suwowy (4-taktowy); są to: ssanie powietrza lub mieszanki, sprężanie, praca (zapłon, wybuch, lub spalanie i rozprężanie) i wydmuch. Jeżeli praca silnika odbywa się w jednym obrocie czyli w 2 suwach tłoka to nazywa się on 2-suwowym.

Konstrukcja silnika 2-suwowego wymaga zastosowania pompy ładującej; pompa ta służy do przedmuchiwania cylindra, celem usunięcia spalin, a następnie do napełnienia cylindra mieszanką lub powietrzem, zależnie od rodzaju silnika. Działanie takiego silnika składa się z dwóch suwów:

- 1 suw — praca, następnie wydmuch i przepłukanie, jednocześnie w skrzynce korbowej sprężanie powietrza lub mieszanki;
- 2 suw — sprężanie powietrza lub mieszanki w cylindrze, w skrzynce korbowej zasanie powietrza lub mieszanki.

W silnikach Diesela ssie i spręża się powietrze, w silnikach wybuchowych — mieszankę powietrza z gazem lub z parami benzyny. Cylinder silnika posiada dwie ścianki — tuleję roboczą i płaszcz wodny; pomiędzy tymi ściankami przepływa woda, niezbędna do chłodzenia cylindra. Wewnątrz tulei roboczych znajduje się tłok, połączony z wałem

korbowym za pośrednictwem korbowodów. Na wale jest umocowane koło zamachowe i przeciwwaga. Wał obraca się w łożyskach ramy silnika. Od strony zewnętrznej cylinder jest zamknięty głowicą, również chłodzoną, przymocowaną do cylindra za pomocą śrub. W głowicy są umieszczone zawory — wlotowe i wylotowe. Świeca (iskiernik) służy do zapalania mieszanki za pomocą iskry elektrycznej. Zadaniem regulatora jest dostosowanie ilości obrotów silnika do chwilowego obciążenia. Rola regulatora jak i rola koła zamachowego w silnikach spalinowych jest ważniejsza aniżeli w maszynach parowych. Silniki są szybkobieżne i łatwo mogłyby ulec zniszczeniu przez rozbieganie się. Podobnie koło zamachowe ma do spełnienia ważną rolę, zwłaszcza przy 1-cylindrowych, 4-suwowych, wolnobieżnych silnikach; musi ono magazynować energię w okresie samej pracy, aby ją oddawać w następnych suwach. Zmiana szybkości obrotu koła zamachowego, czyli tzw. stopień niejednostajności biegu silnika, nie powinna być nadmierna. Im większe i cięższe jest koło zamachowe tym bardziej równomierny jest bieg silnika.

W przeciwieństwie do maszyn parowych odznaczają się silniki spalinowe wysoką sprawnością. Sprawność ta dochodzi do 35% ilości ciepła wprowadzonego do cylindra. Ta wielka ich ekonomia cieplna kwalifikuje je jako odpowiednie dla napędu, szczególnie przy zainstalowanych wielkich mocach, jak np. przy napędzie urządzeń do wiercenia obrotowego głębokich otworów. Bardzo dobre wykorzystanie paliwa jest przyczyną zużycia mniejszej ilości paliwa, co znowu kwalifikuje ten napęd specjalnie jako odpowiedni przy wierceniach poszukiwawczych w trudno dostępnych górzystych okolicach i przy złym stanie dróg.

Silniki spalinowe posiadają jednak i pewne wady, które utrudniają ich stosowanie. Do nich należą:

- a) nie są przeciążalne, wskutek czego musi się instalować dużą moc i dlatego np. w wiertnictwie pracują one przeważnie przy częściowym obciążeniu;
- b) dla zmiany kierunku ruchu musi się budować przekładnię zwrotną;
- c) nie mają możliwości zmiany ilości obrotów w szerokich granicach;
- d) obsługa ich wymaga posiadania części zapasowych oraz wysokich kwalifikacji personelu.

Według prof. Szacowa różnorodne fazy robót wiertniczych stawiają silnikom następujące wymagania:

- a) silnik winien rozporządzać dużym momentem rozruchowym i winien być przeciążalny;
- b) silnik winien mieć możliwość zmiany ilości obrotów;
- e) silnik winien mieć możliwość ruchu w przód i w stecz (w prawo i w lewo).

W kopalnictwie naftowym stosuje się oprócz silników elektrycznych najczęściej silniki gazowe. Silniki gazowe stosuje się zawsze tam, gdzie jest brak prądu elektrycznego, a jest sieć gazociągowa lub własny gaz kopalniany. Są one używane głównie do napędu kieratów pompowych oraz do napędu sprężarek (kompresorów) przy nagazowywaniu złóż naftowych. Stosowane moce wynoszą wówczas od 20—80 KM. W wiertnictwie obrotowym stosuje się przeważnie wielocylindrowe silniki spalinowe o większej mocy. Najczęściej do wiercenia głębokich otworów (do 3000 m) buduje się zespoły 6-cio cylindrowe po 300 KM, przy czym daje się dwa zespoły do napędu wiertnicy (żurawia wiertniczego) i dwa do napędu pomp płuczkowych (UZTM). Przy wierceniach geologicznych są najczęściej używane 2-taktowe silniki stojące na gaz generatorowy o mocach 10, 20, 40 i 60 KM, o ilości cylindrów 1, 2, 4 i 6, a o ilości obrotów 1500 na min. W Niemczech rozpowszechnia się stosowanie silników o napędzie mieszanym Diesel-Gaz, łatwo przestawialnych z napędu olejem gazowym na napęd gazowy. Dawniej zmniejszano stosunek sprężania przy przechodzeniu na napęd gazowy; obecnie pozostawia się ten sam stosunek sprężania, a jako zapalnika używa się drobnej ilości oleju gazowego (5—15% normalnego zużycia). Silniki spalinowe zużywają ok. 200 g oleju gazowego, a silniki gazowe ok. 300 cm³ gazu na jednego KM/godz.

Napęd elektryczny

W okolicach, w których istnieje linia wysokiego napięcia, winno się zawsze stosować napęd elektryczny. Jest to najbardziej ekonomiczna i najwygodniejsza forma energii. W okolicach górzystych, obfitujących w rzeki i wodospady, opłaca się budowa centralnych siłowni elektrycznych, opartych na sile wodnej; tak samo winno się budować elektrownie w okolicach, posiadających miejscowe tanie paliwo (węgiel, torf). W takich wypadkach należy zawsze urządzać indywidualny napęd elektryczny. Szczególnie przy eksploatacji napęd elektryczny daje wielkie korzyści. Istnieje bowiem możliwość przerywanego ruchu oraz możliwość automatyzacji ruchu. Zwłaszcza przy indywidualnym napędzie pomp wgłębnych osiąga się duże korzyści. Silniki elektryczne stosuje się o niskim napięciu, asynchroniczne, trójfazowe, o napięciu 220 i 380 V, najczęściej z krótkozwartym rotorem. Silniki elektryczne są długowieczne, nie wymagają stałej i fachowej obsługi, są łatwo wymienne, lekkie, nie są wybredne w smarowaniu, zawsze gotowe do ruchu (łatwy rozruch). Wykazują dużą sprawność bez względu na obciążenie. Ich jedyną wadą jest zależność od dostawy prądu. Zalety silników elektrycznych specjalnie kwalifikują je do eksploatacji ropy. Jest możliwość używania silników o podwójnych mocach (układ trójkąt-gwiazda), przy czym mniejsza moc jest używana do pompowania ropy, większa — do wykonywania takich czynności, jak zapuszczanie i wyciąganie rurek i żerdzi pompowych, czyszczenie odwiertów itp.

W ZSRR są znormalizowane następujące moce silników elektrycznych:

15/75 KW dla płytkich odwiertów,

30/7,5 KW dla średnio głębokich odwiertów, 50/20 KW dla głębokich odwiertów.

Te silniki są budowane dla 2 chyżości — 960 i 480 obr/min i tak są skonstruowane, że najlepszy współczynnik sprawności jest przy mniejszej ilości obrotów i przy mniejszej mocy.

W wiertnictwie silniki elektryczne wykazują również szereg zalet. Przy wierceniu głębokich otworów istnieje możliwość samoczynnego hamowania podczas zapuszczania przewodu wiertniczego; wówczas silnik pracuje jako generator. Często używa się do wiercenia tak zwanego układu Leonarda. Jest to agregat złożony z dwóch, 6-cylindrowych silników Diesela po 200 KM przy 450 obr/min wraz z dwoma prądnicami prądu stałego po 125 KW, przy 250 V i 1200 obr/min i z dwoma po 15 KW prądnicami wzbudzającymi i do oświetlenia. Zaletami takiego układu jest duża zmienność ilości obrotów, zachodząca dzięki zmianie natężenia pola magnetycznego generatora, pochodzącego od prądnic wzbudzających.

Porównanie napędów

W pewnym zagranicznym przedsiębiorstwie naftowym, po przejściu na napęd elektryczny, otrzymano następujące cyfry porównawcze przy różnych napędach:

- napęd elektryczny kosztował 1
- napęd spalinowy kosztował 1,47
- napęd parowy kosztował 3,83

Inż. Jewsiejenko w książce „Sprawocznik po burieniu” podaje następujące porównanie kosztów napędów elektrycznego, parowego i spalinowego:

Wskaźniki	R o d z a j s i l n i k a			
	elektryczne		spalinowe	parowe
	asyn-chroniczne	układ Leonarda		
Moc w KM	560	560—900	260	260
Dzienne wydatki w rublach	250	350	230	500
Koszty inwestycyjne silnika w tys. rubli . . .	60	130	160	110
Ciężar urządzenia silnika w tonach . .	22	50	29	70
Sprawność	Wielka	Średnia	Duży	Zależ-
Zużycie paliwa	nieza-	nieza-	czas re-	ność od
Obsługa	wodność, prostota w obsłudze i remontach	wodność, obsługa nieco skomplikowana	montów, obsługa wymagająca wysokich kwalifikacji, stała potrzeba posiadania części zapasowych	istnienia i jakości wody

Albin Major
Centr. Zarz. Przem. Naft.

665.5 (083.8)

Inwentaryzacja produktów w rafinerii nafty

Streszczenie

Okresowa inwentaryzacja produktów w rafinerii jest ważnym zagadnieniem, z uwagi na zależność obliczeń wysokości przeróbki i wytwórczości od czynnika zapasów. Dlatego winno się przystępować do wykonania danego zadania według naszkicowanego planu organizacyjnego. Wszystkie czynności w całym toku postępowania inwentaryzacyjnego winny odbywać się prawidłowo, przy ścisłym przestrzeganiu opisanej formy, gdyż od tego zależy poprawność ostatecznych wyników.

Inwentaryzacja produktów stanowi jeden z ważniejszych fragmentów działalności rafinerii, gdyż od prawidłowego jej przeprowadzenia i poprawnych ilościowych ustaleń zapasów, zależy w dużej mierze ścisłość dat przeróbki i wytwórczości, wykazywanych w miesięcznych sprawozdaniach rafineryjnych.

Jak wiadomo, rafineryjne dane ilościowe przeróbki i produkcji ustalane są nie drogą bezpośrednich pomiarów, lecz pośrednio na podstawie bilansowania elementów obrotu towarowego za miesięczne okresy sprawozdawcze, którymi są:

1. zapasy początkowe i końcowe;
2. rozchody na zewnątrz wraz z zużyciem własnym oraz
3. przychody z zewnątrz rafinerii.

Znajomość odnośnych danych pozwala na wykonanie rachunku, którego wynik daje potrzebne cyfry.

Przykład 1 — Ropa krajowa, parafinowa

Zapasy początkowy	500 000 kg
Przychody z zewnątrz	2 000 000 „
Razem	2 500 000 kg
Minus zapas końcowy	220 000 kg
„ rozchody na zewn.	10 000 „
Wynikająca różnica	230 000 kg

2 270 000 kg

stanowi ilość, która w okresie obrachunkowym została wzięta do procesu przerobczego.

Przykład 2 — Nafta świetlna

Zapasy końcowy	100 000 kg
Rozchody na zewnątrz i zużycie własne	400 000 „
Razem	500 000 kg
Minus zapas początkowy	200 000 kg
„ przychody z zewn.	20 000 „
Wynikająca różnica	280 000 kg

250 000 kg

stanowi ilość, która w okresie obrachunkowym została wytworzona.

Dokładne ustalenie ilości przychodów i rozchodów nie nastęrcza żadnych trudności, gdyż wszelkie przesyłki są ważone na odpowiednio czułych wagaach, wobec czego te elementy obliczeniowe nie budzą zastrzeżeń i można je przyjąć jako daty ścisłe. Elementy zapasów natomiast, które na ostateczny wynik obliczeń posiadają niemały wpływ, ustalane są nie przez przeważanie ilości (z wyjątkiem parafiny, koksu naftowego i częściowo asfaltu), lecz w drodze pomiarów objętościowych i odpowiednich przeliczeń.

Już sama technika pomiarów płynu w zbiornikach nie jest łatwym zadaniem. Ponadto udział szeregu współczynników wchodzących w rachubę dla kilogramowego wyrażenia stanu zapasów sprawia, że ścisłość wyników ilościowych ustaleń pozostaje w dużej zależności od obiektywności i poprawności postępowania we wszystkich fazach akcji inwentaryzacyjnej.

Zrozumiałe jest, że dążeniem rafinerii winno być osiągnięcie realnego obrazu zapasów, toteż przebieg i wykonanie inwentaryzacji musi stać na poziomie, który by dawał pełną gwarancję wykorzystania wszystkich możliwości dla jak najdokładniejszego uchwycenia poszczególnych czynników wyliczeniowych. Z tego względu inwentaryzacja w rafinerii winna odbywać się planowo, według ustalonego programu postępowania, z zachowaniem przepisowych warunków technicznych i przy bezwzględnym przestrzeganiu obowiązujących zasad i prawideł.

Zasadniczym warunkiem pozytywnych wyników inwentaryzacji jest znajomość litrażu wszystkich zbiorników i naczyń, przeznaczonych na przechowywanie płynnych produktów. Każdy zbiornik magazynowy i manipulacyjny, jak również aparatura przerobcza muszą być dokładnie wyskalowane i posiadać swe szczegółowe tabele relacji litrowych, odpowiadających centymetrowej skali wysokości. Następnym, nie mniej ważnym warunkiem poprawności ustaleń inwentaryzacyjnych jest rzetelność wszystkich przyrządów, które służą do wykonywania oznaczeń pomiarowych, jak taśm i lat mierniczych, płynowskazów, termoareometrów i aparatów do pobierania próbek.

Oczywiście, że dotrzymanie wymienionych warunków nie zabezpiecza jeszcze przed ewentualnymi nieścisłościami ustaleń, których wyeliminowanie zależne jest dopiero od prawidłowości wykonania wszystkich zabiegów i czynności związanych z pomiarami i odczytami wskazań oraz wszelkich wchodzących w rachubę wyliczeń. Dlatego od pracowników, biorących bezpośredni udział w pracach inwentaryzacyjnych wymaga się odpowiednich kwalifikacji fachowych, jak również winni oni odznaczać się poczuciem odpowiedzialności, co daje rękojmię poprawności i rzetelności spełnianych obowiązków.

Inwentaryzację z punktu widzenia organizacyjnego dzieli się na trzy etapy, a mianowicie:

1. przygotowanie,
2. właściwe pomiary,
3. obliczenie ostatecznych wyników.

Nadzór nad całokształtem akcji inwentaryzacyjnej sprawuje główny inżynier, który wyznacza dzień pomiarów i godzinę ich rozpoczęcia, uzgadnia z komórkami służby technicznej plan postępowania, wydaje potrzebne zarządzenia i koordynuje prace

grup spisowych. Należyte przygotowanie i zorganizowanie inwentaryzacji jest nieodzownym warunkiem sprawności przebiegu wszystkich czynności, a przede wszystkim właściwych pomiarów, które winny być ukończone w jak najkrótszym okresie czasu, tak ze względów ruchowych, jak i z uwagi na terminowość sprawozdawczości, opierającej się na ilościowych stanach zapasów.

Przystępując zatem do przeprowadzenia miesięcznej inwentaryzacji produktów w rafinerii, należy w etapie przygotowawczym przewidzieć następujące prace:

- a. Ustalenie ilości i składu osobowego ekip pomiarowych.
- b. Wyznaczenie dla każdej ekipy ścisłego terenu do inwenturowego opracowania, z wyszczególnieniem zbiorników, urządzeń przerobczych, magazynów i składowisk, przy czym jedna z ekip winna być zobowiązana do wykonania spisu produktów, znajdujących się w cysternach lub wagonach na torach kolejowych w obrębie całej rafinerii.
- c. Wydanie zarządzeń dotyczących ruchu rafinerii w dniu pomiarów.
- d. Spompowanie zawartości łapaczek do zbiorników magazynowych.
- e. Przepompowanie produktów z podręcznych naczyń manipulacyjnych do zbiorników magazynowych.
- f. Odpuszczenie ze zbiorników z produktami wydzielonej na dnie wody.
- g. Przygotowanie do łatwego ujęcia spisowego produktów będących w drobnicowym opakowaniu, tak w magazynach zamkniętych jak i na składowiskach otwartych.
- h. Przygotowanie potrzebnej ilości próżnych flaszek na próbki produktów inwentaryzowanych, przeznaczone dla laboratoryjnych analiz.
- i. Przygotowanie taśm i łąt mierniczych, termoareometrów oraz naczyń do czerpania próbek.
- j. Sporządzenie dla każdej ekipy formularzy list inwenturowych, przewidujących obiekty spisu.

W dniu pomiarów ruch na oddziałach przerobczo-produkcyjnych zasadniczo winien być zastanowiony. Również wszelkie ekspedycje powinny być wstrzymane, gdyż tylko wśród takich warunków istnieje możliwość stwierdzenia rzeczywistego stanu zapasów i uniknięcia wszelkich niedokładności.

Zadaniem ekip spisowych, które w wyznaczonych im rejonach pracują równocześnie, jest komisyjne zebranie danych ilościowych produktów, znajdujących się w obrębie rafinerii w dniu inwentury, jak i pobranie oraz dostarczenie laboratorium próbek tych produktów dla jakościowej ich charakteryzacji. W tym etapie właściwych pomiarów winien być zachowany następujący tok postępowania w terenie:

- a. Przystępując do zbiornika zawierającego produkt, który z natury swego pochodzenia może być zawodniony, należy najpierw skontrolować czy należyte odpuszczono odstałą na dnie wodę, przez kontrolę strumienia płynu wypuszczanego ostrożnie dolnym spustem zbiornika.
- b. W dalszej kolejności dokonuje się pomiaru wysokości słupa płynu w zbiorniku, przez

opuszczenie taśmy lub łąty mierniczej do zetknięcia się jej końca z dnem i odczytanie głębokości zanurzenia, albo przez odmierzenie wysokości wolnej między powierzchnią płynu i górnym dnem, którą następnie odejmuje się od całkowitej wysokości zbiornika.

Produkty w opakowaniu i stałe, składowane luzem, są przeważane.

Pomiar wysokości płynu, będący podstawą wyliczeń ilościowych, musi wykonywać się bardzo skrupulatnie i w razie wątpliwości co do poprawności odczytu, winien być powtórzony. Dokładność odczytu odgrywa tutaj dużą rolę, zważywszy, że w dużych zbiornikach wysokość 1 cm słupa płynu może odpowiadać objętości dochodzącej nawet do około 10000 litrów.

- c. Dla przeliczenia ilości objętościowych na kilogramowe konieczna jest przy produktach płynnych znajomość ciężaru gatunkowego produktu w temperaturze dokonywanego pomiaru. W tym celu pobiera się odpowiednim próbnikiem potrzebną ilość produktu mniej więcej z połowy wysokości słupa płynu w zbiorniku i bezpośrednio po wydobyciu na zewnątrz oznacza się termoareometrem ciężar właściwy i temperaturę, postępując ściśle w myśl obowiązującej odnośnej polskiej normy. Wszystkie odczyty wpisuje kierownik ekipy inwentaryzacyjnej do formularza spisowego w odpowiednich rubrykach na ten cel przewidzianych.
- d. Dalszym obowiązkiem ekipy inwentaryzacyjnej jest przepisowe pobranie z każdego zbiornika próbek, w ilości zależnej od wysokości słupa płynu, przeznaczonych do laboratoryjnego określenia zawartości wody i mechanicznych zanieczyszczeń w produkcie, oraz średniej próbki dla oznaczenia charakterystycznych własności i sklasyfikowania gatunku.
- e. Probki te winny być zbierane we flaszках, odpowiednio opisanych, i bezzwłocznie odsyłane do laboratorium, celem bieżącego poddawania ich programowym badaniom. Produktów przygotowanych do wysyłki, których własności znajdują się już w laboratoryjnej ewidencji, nie musi się ponownie analizować.
- f. Po ukończeniu laboratoryjnych badań wszystkich próbek zebranych z terenu, należy w formularzu spisowym, na podstawie stwierdzonych własności, uzupełnić każdą pozycję spisową nazwą gatunku produktu oraz wykazać wyniki oznaczeń zanieczyszczeń.

Opisane wyżej czynności kończą drugi etap zadania inwentaryzacyjnego. Pozostaje jeszcze do opracowania strona rachunkowa, tj. wyliczenie ostatecznych wyników ilościowych, na podstawie materiału cyfrowego, uwidocznionego w spisowych formularzach. W tym celu wszystkie listy inwentaryzacyjne poszczególnych ekip winny być zebrane w rękę głównego inżyniera, który wspólnie z technicznym kierownictwem oddziałów produkcyjnych ma obowiązek dokonać najpierw kontroli celem stwierdzenia:

- a. Czy materiałem spisowym zostały ujęte wszystkie zapasy produktów znajdujące się w obrębie rafinerii.
- b. Czy nie zachodzą przypadki ewentualnego podwójnego wykazania na różnych listach tych samych przedmiotów spisu.
- c. Czy w danych inwentaryzacyjnych nie ma luk lub niejasności, które należałoby dodatkowo uzupełnić.

W razie zaistnienia jakichkolwiek wątpliwości odnośnie poprawności dat w formularzach, należy dokonać ponownych kontrolnych odczytów czy innych zabiegów inwentaryzacyjnych, aż do uzyskania całkowitej pewności wyników ustaleń. Gdy notowania w listach nie budzą już żadnych zastrzeżeń, wówczas następuje po porządku:

- a. Przeliczenie danych wysokości słupa płynu, określonych w centymetrach, na relacje litrowe, przy pomocy odnośnych tabel.
- b. Obliczenie objętości wody i zanieczyszczeń mechanicznych na podstawie wskazań laboratoryjnych, które z uprzednio ustalonych relacji litrowych winny być przy poszczególnych naczyniach potrącone, aby dojść do określenia objętości czystego produktu.
- c. Przeliczenie ilości litrowych czystego produktu na ilości kilogramowe, w oparciu o notowania ciężarów właściwych.
- d. Wyliczenie i naprowadzenie w ostatniej rubryce formularza spisowego ciężaru właściwego każdego produktu przy temperaturze 15°C, na podstawie oznaczeń tych wielkości

przy pomiarach i zastosowaniu znanej tabeli zależności ciężaru gatunkowego od temperatury.

- e. Sporządzenie ogólnego zestawienia zapasów inwenturowych, uporządkowanego według rodzajów produktów, z uwidocznieniem stanu w poszczególnych zbiornikach i wyprowadzeniem ostatecznych ilości wagowych każdego produktu.
- f. Przekazanie ogólnego zestawienia zapasów wraz z listami spisowymi odpowiedniej komórce do wykorzystania przy opracowywaniu miesięcznego sprawozdania z przeróbki i wytwórczości.

Nakreślony szkic planowego prowadzenia akcji inwentaryzacyjnej w rafinerii ropy daje dostateczny pogląd na złożoność i współzależność różnego rodzaju koniecznych do wykonania zadania zabiegów i oznaczeń. Świadomość celu miesięcznych inwentaryzacji, jak i wpływu każdego czynnika ustaleń na końcowy efekt wyliczenia i określenia stanu zapasów, winna mobilizować cały zespół pracowniczy, odpowiedzialny za całość akcji, do jak najwydatniejszego wysiłku i starań w kierunku zapewnienia poprawności i ścisłości wyników wszystkich prac, wchodzących tutaj w rachubę.

Pamiętać należy, że dokładny ilościowy obraz zapasów warunkuje prawdziwość danych przeróbki, wytwórczości i strat, wykazywanych w miesięcznej sprawozdawczości rafinerii, które stanowią podstawę oceny działalności rafinerii w porównaniu z obowiązującymi planami techniczno-przemysłowymi.

Wynalazczość naftowa

Uwagi na marginesie pracy Klubów Techniki i Racjonalizacji

Cel i zadania klubu, podane w regulaminie, zostały określone jako „umasowienie wynalazczości, pogłębienie współzawodnictwa, rozwijanie możliwości nowatorskich, podnoszenie poziomu wiadomości technicznych i organizacyjnych oraz zwiększenie wartości projektów“. Są to zadania zatem stosunkowo konkretne aczkolwiek o bardzo rozległym zasięgu. Podstawą działania klubu są przepisy prawne i statut Związków Zawodowych, o czym winni wszyscy pamiętać.

Pragniemy tu podkreślić, że bez inicjatywy Związku Zawodowego, bez jego pomocy, opieki i stałej współpracy nie można sobie wyobrazić pracy klubu.

Specyficzne warunki pracy w kopalnictwie naftowym sprawiają, że także praca klubów jest tutaj trudniejsza niż w innych gałęziach przemysłu. Dlatego też współpraca Związku Zawodowego z Klubami Techniki i Racjonalizacji nabiera tutaj szczególnego znaczenia.

Tymczasem np. w Krośnieńskim Kopalnictwie Naftowym współpraca taka prawie nie istnieje. Wyjątek stanowi poniekąd sam Zarząd Okręgowy, który służy lokalem, inicjatywą i poparciem, np. w kierunku utworzenia tzw. Centralnego Klubu

Techniki i Racjonalizacji w Domu Kultury w Krośnie. Jest to jednak akcja dorywcza, nie systematyczna, nie mająca charakteru ciągłości.

Terenowe natomiast Rady Zakładowe wiedzą wprawdzie, że coś takiego jak Kluby Techniki i Racjonalizacji istnieje, ale zdaje się prawie nic poza tym. Dołowe człony Związków Zawodowych idą po linii najmniejszego oporu, tj. narzekają na biurokrację i sporadycznie interweniują w sprawach załatwienia nagrody. Wynika z tego pierwszy wniosek: aby zainteresować Związek Zawodowy, Rady Zakładowe pracami klubu, co znajdzie wyraz w szerszej działalności ruchu zawodowego na odcinku racjonalizacji.

Regulamin ustala schemat organizacji klubu, kompetencje, prawa i obowiązki jego członków. Studiując regulamin, a zwłaszcza środki działania i planowanie pracy klubu, trudno pominąć milczeniem fakt, że regulamin w swojej istocie, spretyczowany w skali krajowej, dostosowany jest raczej dla zakładów zamkniętych, jak np. kopalń węgla, dużych zakładów metalowych chemicznych, wyposażonych w bogate środki naukowe i techniczne, zorganizowanych w silne ośrodki spo

łeczne i polityczne. W przemyśle naftowym zaliczyć tu można rafinerie i Fabrykę Maszyn i Sprzętu Wiertniczego. W takich zakładach środki działania wskazane przez regulamin, jak narady wydziałowe, kursy, odczyty, pogadanki, wystawy, konkursy itp., następnie pomoc techniczna dla członków, współpraca z przedstawicielami zrzeszeń technicznych itp., są dostatecznie realne i mogą być bez większej trudności realizowane pod warunkiem odpowiedniego doboru ludzi, o pewnym poziomie ideologicznym i fachowości, społecznie ofiarnych, ludzi, którzy mogą i – co ważniejsze – chcą pracować.

W takim zakładzie łatwo o kontakty, łatwo o pomoc, poradę, lokal, opiekę i pomoc ze strony Rady Zakładowej, kierownictwa zakładu, fachowców-praktyków. Odnośnie takich zakładów regulamin wyczerpuje bez reszty organizacyjne konieczności klubu.

Inaczej nieco przedstawiają się możliwości pracy Klubów w Kopalnictwach. Nasze przedsiębiorstwa kopalniane, tj. Kopalnictwa i Wiercenia Poszukiwawcze, rozrzucone są na bardzo rozległych terenach i nie wytwarzają skupisk o charakterze zwartym.

Przedsiębiorstwa te nie posiadają w swoim składzie zatrudnienia tak wysokiego procentu sił kwalifikowanych technicznie, jak to ma miejsce w innych zakładach pracy, np. w Fabryce Maszyn i Sprzętu Wiertniczego. Zatrudniają one znakomitą większość tzw. półrolników, co jest powodem, że nie mogły wytworzyć u siebie skupisk o dostatecznej sile ideologicznej, ciężącej w sposób naturalny do idei wynalazczości i racjonalizacji. Nie znaczy to wcale, że praca klubu na terenie Kopalnictw jest niemożliwa, że idea wynalazczości nie posiada tutaj praktycznego znaczenia; oznacza to tylko, że praca w Kopalnictwach jest trudniejsza i wymaga nieco innej koncepcji aniżeli w zakładach poprzednio wymienionych. Już sam ten fakt wskazuje, że opieka nad klubem ze strony Rady Zakładowej na terenie kopalnictwa musi być większa.

W obecnej fazie rozwojowej ruchu wynalazczości dążyć możemy i musimy do utworzenia klubu na każdym Zespole Kopalń. Kluby takie już zresztą istnieją – przynajmniej nominalnie. Kluby te są bardzo anemiczne, nieaktywne, nie mające wiary we własne możliwości, a tym samym bezradne i bezsilne. A trzeba stwierdzić, że kluby te posiadają w swoim gronie bardzo wartościowych racjonalizatorów, ofiarnych i pełnych zapału.

Te niedomagania klubów w Kopalnictwach mają swoje źródło:

- a. Trudności kontaktowania się członków klubu pracujących zawodowo w promieniu odległości do kilkunastu kilometrów (warunki te są w Wierceniach Poszukiwawczych jeszcze mniej korzystne). Trudności te wyrażają się przy organizacji odczytu, kursu, pogadanki, udzielania pomocy pomysłodawcy oraz wszędzie tam, gdzie konieczna jest akcja zespołowa, powiązana z akcją kulturalno-oświatową i organizacyjno-wytwórczą, poza godzinami pracy zawodowej.
- b. Brak odpowiednio mocnych powiązań z Zakładową Komisją Współzawodnictwa, z kierow-

nictwem zakładu, z dyrekcyjną Komórką Wynalazczości Pracowniczej oraz z organizacją związkową.

- c. Brak zainteresowania sprawami klubu oraz sprawami wynalazczości na naradach wytwórczo-technicznych.
- d. Brak odpowiedniego podziału pracy między członków zarządu klubu. Przewodniczący, względnie inni członkowie zarządu, doradca techniczny klubu – to ludzie czynni zawodowo, społecznie, a w konsekwencji zawałeni pracą, przemęczeni i ostatecznie nie mający czasu na zajmowanie się sprawami klubu.

Jeśli do tych niedomagań dodamy notoryczny brak środków dla wykonania podstawowych prac administracyjnych i lokalu dla klubu, będziemy posiadali istotny obraz pracy klubu.

Świadomie opuściliśmy fakt, że kluby nie posiadają z reguły planu pracy i skonkretyzowanej tematyki zagadnień. Te dwa kardynalne braki musiały zaistnieć w klubach terenowych ze względów organizacyjnych do czasu uchwały Sekretariatu Centr. Rady Związków Zawodowych z dn. 5. IX. 1951 r. Sprawą tematyki zajmował się tylko Instytut Naftowy.

Jakie istnieją środki i możliwości usunięcia przyczyn słabości klubów a tym samym poprawy akcji wynalazczości pracowniczej, przede wszystkim w Kopalnictwach? Cenne instrukcje na temat pracy komórek, klubów czy brygad racjonalizatorskich można znaleźć w specjalnych działach czasopism Wiadomości Urzędu Patentowego, Gospodarka Planowa, Życie Gospodarcze. Publikowane tam materiały powinny być znane wszystkim zainteresowanym wynalazczością.

Na tym miejscu postaramy się podać środki zaradcze, będące niejako pod ręką.

A więc pierwszy warunek należytej pracy klubów, to objęcie patronatu nad tymi pracami przez Związek Zawodowy. Leży to zresztą w podstawowych jego obowiązkach.

Następnym warunkiem jest powiązanie pracy klubów z Zakładową Komisją Współzawodnictwa. Na podstawie regulaminu klubu jego przewodniczący wchodzi z urzędu w skład Zakładowej Komisji Współzawodnictwa. Powiązanie to wzbogaci tematykę współzawodnictwa, zapewni pomoc i opiekę racjonalizatorom, zaktualizuje życie klubu. Posiedzenia Komisji Współzawodnictwa, wykonywane w czasie pracy zawodowej, będą tą płaszczyzną kontaktów osobistych i zespołowych, o które w Kopalnictwach trudniej niż w zakładach zamkniętych.

Trzecim postulatem jest wzmocnienie powiązania prac klubu z kierownictwem zakładu i Komórką Wynalazczości z jednej strony, a pomysłodawcą z drugiej strony, przez odpowiednio dobranego przedstawiciela technicznego. Opracowanie planu pracy dla klubu i powiązanie tegoż planu z tematyką zakładową zostanie w ten sposób osiągnięte.

Następnie, celem uzyskania jeszcze jednej płaszczyzny kontaktów osobistych i zespołowych, celem zdobycia inicjatywy i prawa obywatelstwa dla ruchu racjonalizatorskiego w zakładzie, a szczególnie

w Kopalnictwach, należy koniecznie sprawy klubu i racjonalizatorstwa wprowadzić zdecydowanie na narady techniczno-wytwórcze. Na tych naradach rodzi się tematyka o charakterze zakładowym, a ponieważ czynny tam jest cały aktyw techniczno-gospodarczo-społeczny, sprawy racjonalizacji będą rozważane wprost od strony podstawowych zagadnień produkcyjnych zakładu.

Piąty warunek to danie członkom zarządu klubu możliwości pracy efektywnej a nie pozornej. Można to skutecznie przez odpowiedni podział pracy zgodnie z wytycznymi regulaminu, określając ich zakres działalności i odpowiedzialności, tak by

praca członków zarządu mogła być systematyczna, ciągła a nie dorywcza, przypadkowa; należy przy tym prace członków zarządu klubu traktować jako pełną wartościową funkcję społeczną, wymagającą wielu sił, czasu i poświęcenia. Ludzi tych nie należy zatem obarczać wieloma innymi funkcjami.

Wreszcie ostatnia, szósta uwaga. Kluby winny znaleźć odpowiedni lokal, winny być wyposażone w odpowiednie czasopisma i biblioteki, a gruntowna znajomość przepisów ustawowych dotyczących wynalazczości w Polsce winna być przedmiotem pogadanek i instruktażu wśród najszerzych rzesz pracowniczych.

Edward Bęben

Wiadomości naftowe w pytaniach i odpowiedziach

Pytanie: Jakie inne związki chemiczne oprócz węglowodorów znajdują się w ropie naftowej?

Odpowiedź: Oprócz węglowodorów, które stanowią główne składniki ropy, występują w niej także związki chemiczne, zawierające obok węgla i wodoru tlen lub siarkę, jak również związki zawierające azot. Tlen zawierają przede wszystkim kwasy naftenowe, których jest najwięcej w destylacie naftowym, destylacie oleju gazowego oraz destylatach lekkich olejów smarowych. Poza tym tlen zawierają również substancje asfaltowo-żywiczne, znajdujące się głównie w pozostałościach ropnych i asfalcie.

Siarka występuje we wszystkich frakcjach ropy. Zawartość siarki w polskich ropach jest niewielka i nie przekracza 0,3%. Znane są jednak ropy, jak meksykańska, albańska i perska, w których zawartość siarki dochodzi do 5%.

Zawartość związków azotu w ropach jest bardzo mała i rzadko przekracza kilka setnych procentu.

Pytanie? Jakie są podstawowe własności produktów naftowych?

Odpowiedź: Własności fizyczne produktów naftowych są to ich cechy, warunkujące używanie tych produktów w praktyce do określonych celów (jako paliw, materiałów smarowych, impregacyjnych itp.), a także otrzymywanie ich przez stosowanie odpowiednich procesów produkcyjnych (destylacji, rektyfikacji, stabilizacji, odparafinowania i innych).

Do podstawowych własności fizycznych produktów naftowych możemy zaliczyć:

1. ciężar właściwy,
2. prężność pary i związaną z nią temperaturę wrzenia,
3. wiskozę,
4. punkt krzepnięcia,
5. własności cieplne, tj. ciepło właściwe, ciepło parowania, ciepło krzepnięcia, ciepło spalania, przewodnictwo cieplne,
6. przewodnictwo elektryczne,
7. tworzenie mieszanek wybuchowych.

Własności te będą omówione w dalszym ciągu w postaci osobnych pytań i odpowiedzi.

Pytanie: Co to jest ciężar właściwy produktów naftowych?

Odpowiedź: Produkty naftowe obejmują w pierwszym rzędzie ciecze, jak różne gatunki benzyny, nafty i olejów, następnie produkty stałe, jak parafina, asfalt i koks, oraz gazowe, jak gaz ziemny, propan, butany.

Ciężar właściwy ciekłego produktu naftowego oznacza ciężar 1 cm³ tego produktu w temperaturze +15°C. Za ciężar właściwy można również uważać ciężar 1 dcm³ (litra) albo jednego m³.

Jeżeli mówimy o ciężarze 1 cm³, to wyrażamy go w gramach, a ciężar 1 dcm³ oraz 1 m³ w kilogramach. Np. 1 cm³ benzyny o ciężarze właściwym 0,7 waży 0,7 g, 1 dcm³ benzyny waży 0,7 kg, a 1 m³ – 700 kg (0,7 t).

Biorąc cyfrowo, ciężar właściwy otrzymamy, jeżeli podzielimy ciężar danego produktu naftowego w temperaturze +15°C przez ciężar wody w tej samej objętości co produkt, ale w temperaturze +4°C (w tej temperaturze ciężar właściwy wody wynosi równo 1,0. Np. 0,7 g/cm³:1,0 g/cm³=0,7; 0,7 kg/cm³:1,0 kg/dcm³=0,7; 700 kg/m³:1000 kg/m³=0,7.

Ciężar właściwy produktu naftowego otrzymamy, gdy podzielimy jego ciężar całkowity przez objętość, którą on zajmuje w temperaturze +15°C. Stąd wynika, że ciężar właściwy należy wyrażać w g/cm³, kg/dcm³, t/m³.

Ciężar właściwy przy 15°C jest dla produktów naftowych własnością charakterystyczną. Przy zmianach temperatury zmienia się ciężar właściwy; ciężar właściwy cieczy wzrasta, jeżeli temperatura maleje. Np. jeżeli 1 cm³ benzyny waży przy temperaturze 15°C 0,7 g (cięż. wł. 0,7 g/cm³), to przy 10°C 1 cm³ tej samej benzyny będzie ważył 0,704 g (cięż. wł. 0,704 g/cm³), gdyż wskutek oziębienia benzyna kurczy się i w tej samej pojemności zmieści się większa ilość wagowa tej benzyny. Przeciwnie, przy podgrzewaniu do temperatury +20°C 1 cm³ tej samej benzyny będzie ważył 0,696 g (cięż. wł. 0,696 g/cm³).

W przemyśle naftowym zwykle ciężary właściwe cieczy mierzymy, posługując się specjalnymi przyrządami, zwanymi areometrami. Prawidłowe ozna-

czenie ciężaru właściwego jest rzeczą bardzo ważną, gdyż produkty naftowe mierzy się objętościowo. Dla uzyskania danych wagowych należy objętość produktu naftowego pomnożyć przez jego ciężar właściwy.

Ciężar właściwy produktów stałych, jak asfalt i parafina, jest to również ciężar 1 cm³ tych produktów i zwykle przyjmuje się w temperaturze +15°C, względnie +20°C. Ciężar właściwy koksu nie daje się oznaczyć w ten sposób, gdyż koks jest porowaty a pory jego są wypełnione powietrzem.

Ciężar właściwy gazu, jest to ciężar 1 dcm³ lub 1 m³ gazu (zwykle przyjmuje się w temperaturze 0°C i pod ciśnieniem jednej atmosfery). Ciężar 1 dcm³ gazu wyraża się w gramach, a jednego m³ w kilogramach. Np. 1 litr (dcm³) metanu pod ciśnieniem 1 atmosfery i w temperaturze 0°C waży 0,715 g, a 1 m³ – 0,715 kg.

W miarę wzrostu ciśnienia ciężar właściwy gazu rośnie, a w miarę wzrostu temperatury maleje. Np. przy dwukrotnym wzroście ciśnienia ciężar gazu w tej samej objętości podwaja się, a przy wzroście temperatury o 1°C ciężar gazu w tej samej objętości maleje o około 1/273 część ciężaru początkowego.

Pytanie: Co to jest prężność pary?

Odpowiedź: Nad każdą cieczą gromadzą się pary tych produktów, z których składa się ciecz – para wodna (wilgoć) nad wodą, pary benzynowe nad benzyną. Cząsteczki cieczy dysponują pewną siłą, zwaną prężnością, która umożliwia im oderwanie się od powierzchni cieczy. Im temperatura jest wyższa, tym większa jest prężność pary tych cząsteczek, tym łatwiej odrywają się one od powierzchni cieczy i gromadzą się w przestrzeni nad cieczą.

Z chwilą kiedy prężność cząsteczek odrywających się od powierzchni 1 cm² cieczy zrówna się z ciśnieniem jednej atmosfery (1 kg/cm²), ciecz zaczyna wrzeć. Im niższa jest temperatura, w której prężność pary nad cieczą zrówna się z ciśnieniem atmosferycznym, tym niższa jest oczywiście temperatura wrzenia cieczy, tym lotniejsza jest ta ciecz. Np. gazolina już w temperaturze pokojowej osiąga prężność pary równą ciśnieniu 1 atmosfery, a więc zaczyna wrzeć w temperaturze pokojowej. Temperatura wrzenia benzyny jest już wyższa, nafty i olejów jeszcze wyższa, dochodząca do 400°C, gdyż dopiero w tych temperaturach prężności par tych cieczy osiągają wielkość równą ciśnieniu atmosferycznemu. Obniżenie ciśnienia nad cieczą powoduje obniżenie jej temperatury wrzenia.

Kronika

Narada aktywu partyjno-gospodarczego przemysłu naftowego

Dnia 11. VII. br. odbyła się w sali Domu Górników w Krośnie narada aktywu partyjno-gospodarczego przemysłu naftowego, zorganizowana przez KC PZPR.

Na naradę przybyli: ob. min. R. Nieszporek, przedstawiciel KC PZPR ob. Ciołkowski, ob. wicemin. B. Krupiński, zast. przew. Zarządu Głównego ZZG ob. Gunia oraz około 350 aktywistów przemysłu naftowego.

Obradom przewodniczył I sekr. KW PZPR w Rzeszowie ob. Łaszewicz.

Referat o zadaniach w przemyśle naftowym w świetle wytycznych VII plenum KC PZPR wygłosił sekretarz KW PZPR w Rzeszowie ob. inż. Rogowski.

W dyskusji nad referatem zabierało głos około 25 dyskutantów, w której poruszone były najistotniejsze zagadnienia dotyczące przemysłu naftowego. Między innymi na czoło zagadnień wysunęło się zagadnienie zatrudnienia kobiet w przemyśle naftowym, zagadnienie norm pracy w przemyśle naftowym oraz zagadnienia socjalno-bytowe.

Ciekawym momentem narady był głos dyr. Instytutu Naftowego inż. Wojnara, który omówił współdziałanie w realizacji 6-letniego Planu starej inteligencji technicznej.

Wszystkie te wymienione sprawy oraz walka z biurokracją w przemyśle naftowym mogą przyczynić się do zwycięskiego realizowania planów produkcyjnych.

Podsumowania dyskusji dokonał min. inż. R. Nieszporek, który w silnych słowach ujął zagadnienia przemysłu naftowego i dał wytyczne w świetle VII plenum do kierowania przemysłem naftowym.

W następnym numerze „Nafty“ zostanie zamieszczony referat inż. J. Rogowskiego, fragmenty niektórych przemówień oraz szczegółowe sprawozdanie z narady.

Nagrody państwowe dla pracowników naftowych

Prezydium Rządu na posiedzeniu dnia 17 lipca 1952 r. na wniosek Komitetu Nagród Państwowych postanowiło przyznać nagrody za osiągnięcia w dziedzinie nauki, postępu technicznego, literatury i sztuki na rok 1952 między innymi w Dziale Postępu Technicznego, Sekcja Górnictwa:

Nagrodę II stopnia

1. Nagroda zespołowa:

dr Konstanty Tołwiński,

doc. dr Adam Tokarski — za odkrycie nowych pól naftowych.

Nagrodę III stopnia

2. Nagroda zespołowa (Pracownicy Instytutu Naftowego):

mgr inż. Józef Ostaszewski,

Stanisław Steliga ślusarz-mechanik,

Józef Wójcik ślusarz-mechanik,

Jan Dygutowicz ślusarz — za prace racjonalizatorskie w dziedzinie kopalnictwa naftowego, w szczególności za

konstrukcję, wykonanie i zastosowanie aparatów i przyrządów do wiertnictwa i wydobywania ropy naftowej.

3. Nagroda zespołowa:

mgr inż. Zdzisław Ziolkowski,
inż. Włodzimierz Jaworski,
inż. Władysław Śliwiński,
inż. Władysław Setkowicz,
Stanisław Węklar laborant, kier. prod.,
Franciszek Machnik ślusarz masz. kier. warsztatu — za opracowanie i wprowadzenie w życie sposobu selektywnej rafinacji olejów krezolem wraz z regeneracją rozpuszczalnika.

Odznaczenie naftowców w dniu Święta Odrodzenia

W dniu 22 lipca 1952 r. odznaczeni zostali Krzyżami Zasługi następujący pracownicy przemysłu naftowego:

Złotym Krzyżem Zasługi: Dr Adam Tokarski — P. P. Wierceniów Poszukiwawcze.

Srebrnym Krzyżem Zasługi: Józef Kułak — Ustrzyckie Kopalnictwo Naftowe.

Brazowym Krzyżem Zasługi: Józef Grządziel i Bronisław Grządziel — Sanockie Kopalnictwo Naftowe, Wojciech Więcek i Józef Dybas — Gorlickie Kopalnictwo Naftowe.

Realizacja planu przemysłowego w II kwartale br.

Według tymczasowych danych, ogłoszonych w komunikacie Państwowej Komisji Planowania Gospodarczego, wykonanie Narodowego Planu Gospodarczego w II kwartale 1952 r. zostało zrealizowane z nadwyżką. Plan produkcji globalnej przemysłu socjalistycznego na II kwartał 1952 r. według wartości w cenach niezmiennych został wykonany w 100,4 procent, a plan na I półrocze 1952 r. w 100,3 procent.

Wykonanie planu globalnej produkcji przemysłowej na II kwartał 1952 r. przedsiębiorstw przemysłowych podległych Ministerstwu Górnictwa wynosiło 98 procent.

W II kwartale 1952 r. wyprodukowano ponad plan — między innymi znaczną ilość benzyny i gazu ziemnego, nie osiągnięto jednak w pełni planowanego poziomu wydobywania ropy naftowej.

Produkcja globalna całego przemysłu socjalistycznego wzrosła w II kwartale 1952 r. o około 20 procent w porównaniu z II kwartałem 1951 r. Produkcja ropy naftowej wynosiła w II kwartale 1952 r. 128 procent, benzyny 175 procent a gazu ziemnego 122 procent w porównaniu z II kwartałem 1951 r.

Liczba zatrudnionych w przemyśle socjalistycznym wzrosła o około 5 procent a wydajność pracy liczona według wartości produkcji na pracownika grupy przemysłowej o około

15 procent w porównaniu z II kwartałem 1951 r.

Przedterminowe wykonanie planu

Biuro Projektów Przemysłu Naftowego wykonało przedterminowo plan na I półrocze 1952 r.

Plan produkcji ropy za miesiąc czerwiec 1952 r. został wykonany w przemyśle naftowym w 100,7%.

Gorlickie Kopalnictwo Naftowe przoduje w wykonaniu planów produkcyjnych

W I. półroczu br. Gorlickie Kopalnictwo Naftowe wykonało:

plan produkcji ropy w	104,8%
„ „ gazu w	112,6%
„ „ gazoliny w	114,4%
„ wierceń w	105,2%

Przodująca brygada wiertnicza, to I Zespół kopalń z cyfrą 168,3% w stosunku do zaplanowanych.

Przy pracy w oparciu o metodę inż. Kowalowa wyróżnił się majster obróbki I Zespołu osiągając 153% normy.

Na wszystkich zespołach tego Kopalnictwa przodujący pracownicy osiągnęli wysokie normy dochodzące od 160% (wiertacz I Zespołu Tadeusz Szttygar), do 220% a nawet 230% (wiertacze V Zespołu Mieczysław Sikora i Piotr Przybyło).

Produkcję wydobywa się wyłącznie ze starych otworów przez wprowadzenie współzawodnictwa długofalowego między kopalniami. Dzięki wprowadzeniu różnych zabiegów produkcja na niektórych starych otworach znacznie się podniosła.

Wykonanie Narodowego Planu Gospodarczego w przemyśle naftowym za I półrocze 1952 r.

Zagadnienie wykonania planu w przemyśle naftowym za I półrocze 1952 r., spoglądając na cyfry, nie przedstawia się najlepiej. Ilustracja wyników realizacji planu I półrocza wygląda następująco:

	Procent wykonania planu operatywnego za I pół. 1952 r.	Wskaźnik wzrostu do wykonania I półrocza 1951 r.
Ropa	98,1	129,1
Gaz ziemny	99,8	126,3
Gazolina	98,9	—
Wierc. w Kop. Naft.	97,1	—
Wierceniów w PPWP	90,4	254,5
Przeróbka ropy	102,7	152,6
Wartość globalna produkcji wg cen porównywalnych	102,1	140,1
Wydajność pracy na 1 robotnika prod. zł	107,8	128,1

Mimo doskonałych wyników produkcyjnych w Gorlickim Kopalnictwie Naftowym, które

wykonało półroczny plan wydobywania ropy w 104,8%, mało zadawalającymi osiągnięciami legitymuje się Sanockie Kopalnictwo Naftowe, a w szczególności Ustrzyckie Kopalnictwo Naftowe.

Poza praktycznie trudnymi problemami, na jakie napotkano w realizacji planu w tych dwóch przedsiębiorstwach, walka o plan nie była teraz tak twarda, jakby się tego należało spodziewać.

Niezrealizowanie planu gazu ziemnego i gazoliny wywołane zostało nie tyle niemożliwością osiągnięcia planowanych wyników, ile koniecznościami natury gospodarczej przerwania pewnej ilości gazu poza gazoliniarnie.

Jeśli chodzi o wiercenia i tutaj mimo piętrzących się trudności materiałowych i narzędziowych trzeba przyznać, że pracujemy z wynikiem jeszcze niezadawalającym. Miesięczne postępy wiertnicze są za słabe i niedostateczny jest w wielu przypadkach wysiłek techników, by ten stan zmienić.

Wysoki wskaźnik wzrostu wierceń P. P. „Wiercenia Poszukiwawcze“ w stosunku do roku ubiegłego jest wynikiem przejścia od Kopalnictw Naftowych wierceń obrotowych.

Plan przeróbki ropy przebiegał prawidłowo, przy czym daje się zaobserwować wydatny wzrost zdolności produkcyjnych rafineryj w stosunku do ubiegłego roku.

Należy obiektywnie stwierdzić, że mimo pewnych niedociągnięć technicznych znamiona dużego postępu widoczne są na każdym polu działalności wiertniczo-produkcyjnej, co uwydatnia się najlepiej w cyfrach porównawczych z wynikami tego samego okresu roku ubiegłego. Wszystkie bowiem wskaźniki wyrażają dynamizm, a wzrost wartości produkcji o 40,1% jest niezaprzeczalnym znamieniem tego postępu.

Sukces załogi Gorlickiego Kopalnictwa Naftowego

Przy licznych udziale czołowych naftowców — przodowników pracy i racjonalizatorów przodującego Gorlickiego Kopalnictwa Naftowego odbyła się uroczystość wręczenia po raz drugi sztandaru przechodniego zwycięskiej załozde.

Po raz pierwszy sztandar przechodni otrzymała załoga przed trzema miesiącami za wykonanie planów za I kwartał br., tym razem zaś — za zwycięskie wykonanie planów II kwartału br.

Wręczając sztandar przechodni zwycięskiej załozde, dyrektor naczelny CZPN inż. J. Drzewiecki stwierdził, że do wykonania planów za II kwartał przyczyniły się w dużym stopniu doświadczenia naftowców radzieckich, upowszechnione wśród całej załogi.

Szczególnie dobre wyniki zanotowano w V Zespole Kopalnictwa Gorlickiego, gdzie załoga

z wiertaczem St. Szczurkiem na czele doprowadziła czas pracy świdra do 7 godzin w ciągu zmiany. Ostatnio zespół ten osiągnął w ciągu 19 dni wiercenia 235 m głębokości, wykonując plan w 119,6%. Załoga V Zespołu zwiększyła w II kwartale br. szybkość wiercenia o 25%, co w następstwie przyniosło wzrost produkcji ropy o 44%. W pracy wyróżnił się szczególnie majster V Zespołu — J. Czeluśniak, wyrabiający 135% normy.

Ogólnie w GKN uzyskano w II kwartale br. o 18% ropy więcej przy zwiększonej o 14,3% wydajności pracy.

Przedsiębiorstwo Poszukiwań Geofizycznych

Utworzone zarządzeniem Ministra Górnictwa Nr 540 z dn. 1. X. 1951 r. Przedsiębiorstwo Poszukiwań Geofizycznych przeszło zarządzeniem Prezesa Rady Ministrów i Ministra Górnictwa Nr 212 z dn. 1 maja 1952 r. pod nadzór Prezesa Centralnego Urzędu Geologii, za zgodą którego przedsiębiorstwo może tworzyć oddziały terenowe.

Centralny Urząd Geologii został utworzony dekretem z dn. 8. X. 1951 r. dla wykonywania zadań państwowej służby geologicznej i podlega Prezesowi Rady Ministrów.

Wielka Krajowa Narada w sprawie oszczędności paliw

W Warszawie odbyła się niedawno krajowa narada w sprawie oszczędności paliw, w której udział wzięli: zast. przew. PKPG min. E. Szyr, przedstawiciele CRZZ, PAN, NOT i ok. 700 techników racjonalizatorów z dziedziny eksploatacji urządzeń cieplnych oraz wybitnych palaczy.

Podstawowy referat wygłosił min. E. Szyr, który podkreślił znaczenie racjonalnej gospodarki surowcowej, a przede wszystkim gospodarki węglem.

W dyskusji zwrócono uwagę na konieczność coraz szerszego instalowania i posługiwania się przyrządami pomiarowymi w kotłowniach oraz zauważono, że obecnie jak najwięcej urządzeń kotłowych należy zaopatrywać w urządzenia automatyczne.

Ponadto wskazano na konieczność utworzenia Instytutu Energetyki, który prowadziłby podstawowe prace naukowo-badawcze w tym zakresie oraz koordynował tematykę prac instytutów branżowych związanych z energetyką.

Przedmiotem dyskusji było również zagadnienie oszczędnego zużycia węgla w gospodarstwach domowych przy właściwej eksploatacji nowoczesnych urządzeń centralnego ogrzewania, przy czym podkreślono konieczność zainteresowania się zagadnieniem skonstruowania dla tych gospodarstw typowych pieców ulepszonych.

Geomikrobiologia w przemyśle naftowym

(Streszczenie referatu wygłoszonego na Zebraniu Naukowym w Instytucie Naftowym w dn. 26. VI. 1952 r.)

W okresie ostatnich 20 lat jeszcze jedna dyscyplina staje na usługi przemysłu naftowego. Jest nią mikrobiologia. Geomikrobiologia czyli w skrócie geobiologia stara się pomóc przy rozpracowaniu kilku zagadnień:

1. Powstawaniu ropy naftowej,
2. Uwalnianiu ropy ze skał osadowych,
3. Wykrywaniu złóż ropy naftowej.

Podstawą większości teorii pochodzenia ropy naftowej jest przypuszczenie, że ropa powstała z substancji organicznej, z pozostałości roślin i zwierząt. Jeżeli więc za podstawę naszych rozważań przyjmujemy fakt organicznego pochodzenia ropy naftowej, to można z całą stanowczością twierdzić, że rola bakterii w tym procesie powinna być bardzo duża. Wszystkie bowiem rodzaje ciał organicznych podlegają działalności bakterii. Chcąc uzasadnić teorie bakteriologicznego pochodzenia ropy naftowej, może najbardziej przekonującą metodą byłoby badanie procesów mikrobiologicznych zachodzących obecnie w świeżych osadach, jak to proponują mikrobiologowie naftowi.

Badania mikrobiologiczne dają pozytywną odpowiedź na pytanie, czy możliwe jest występowanie bakterii w warunkach, w jakich tworzy się ropa naftowa.

Bakterie mogą występować prawie wszędzie, tzn. tam, gdzie mają odpowiednie warunki do życia, a więc wilgoć, odpowiednią temperaturę, związki mineralne i organiczne, przy czym należy podkreślić, że są również bakterie, które mogą rozwijać się bez obecności związków organicznych. Są to autotrofy, które mogą się posługiwać jako źródłem energii zdolnością utleniania molekularnego wodoru, związków żelaza i manganowych, siarkowodoru, siarki, tiosiarczianów, tlenku węgla, grup amonowych i azotynów.

W przeciwieństwie do autotrofów bakterie czerpiące gotowe związki organiczne nazywamy równożywnymi czyli heterotrofami.

Jakież są wymagania bakterii co do temperatury?

Okazuje się, że bakterie mogą być biochemicznie czynne od 0—60°C. Ich wymagania odnośnie stężenia soli mineralnych są też rozmaite. Mogą występować w najbardziej rozcieńczonym roztworze, jak również w roztworach stężonych. Rozwijają się dobrze pod normalnym ciśnieniem atmosferycznym, jak również spotykamy takie szczepy, które żyją pod ciśnieniem wielu atmosfer. Są grupy bakterii, które mogą istnieć tylko w warunkach tlenowych, są to tak zw. aeroby-tlenowce, oraz inne grupy beztlenowców czy anaerobów, nie mówiąc o względnych beztlenowcach.

Jeżeli zestawimy warunki, w jakich zjawia się ropa naftowa, z wymaganiami życiowymi bakterii, wynika jasno, że bakterie mogą w tych warunkach żyć i być biochemicznie czynne.

Badania nad stwierdzeniem występowania bakterii w ropie naftowej przeprowadzone były w kilku terenach i przez różnych badaczy. Podają oni zgodnie, że bakterie występujące w ropie wydostają się na powierzchnię razem z ropą i wodami węglębnymi. Praca Egzercewa podaje nawet obliczenia ilościowe flory bakteriologicznej naftonośnych pokładów II Baku. Przeglądając otrzymane rezultaty, należy podkreślić, że w szeregu próbek z horyzontów, w których nie występuje ropa naftowa, nie udało się wykryć również bakterii. W próbkach o wyraźnych oznakach naftonośności stwierdzono średnio od 12—117 mil. kom na 1 g suchej skały.

Niektórzy mikrobiologowie uważają, że organizmy te są to wymarłe formy kopalne, inni zaś twierdzą, że jest to żywa, biochemicznie aktywna mikroflora, zmieniona na

drodże ewolucji w ciągu długich okresów geologicznych. Tauson, Zobell i inni mikrobiologowie udowodnili przy pomocy badań laboratoryjnych rolę bakterii redukujących siarczyn w procesach powstawania i przemiany ropy naftowej. Proces redukujący pozostałości organiczne daje w wyniku substancje podobne swym składem w pewnej mierze do ropy naftowej. Badania wykazały, że istnieją bakterie, które są zdolne wytworzyć węglowodory od najprostszych do bardziej złożonych.

Zobell przypisuje mikroorganizmom duże znaczenie przy uwalnianiu ropy ze skał osadowych. Dzięki reakcjom chemicznym, jakie zachodzą między produktami oddychania bakteriologicznego a wodą oraz węglanem wapnia, zwiększa się porowatość skał, powstają kanały, którymi ona przepływa.

Gazy powstałe wskutek życiowej działalności bakterii zwiększają ciśnienie złożowe, ułatwiające eksploatację ropy. Poleca on stosowanie szczepionek bakteriologicznych (patent) dla zwiększenia wydobywania ropy.

Badania naukowe wykazały, że w glebie mogą żyć rozmaite mikroorganizmy, działające na węglowodory. Söhngen wykazał, że benzyna, nafta, olej parafinowy i parafina, a więc węglowodory szeregu parafinowego (C_nH_{2+2}), mogą być wykorzystane przez wiele rodzajów mikroorganizmów jako źródło węgla. Wykazano, że mikroorganizmy te utleniające parafiny mogą nie tylko zmieniać kwasy tłuszczowe, ale że są w stanie również asymilować obojętne tłuszcze.

Badania Wagnera wykazały, że istnieją bakterie rozkładające związki pierścieniowe łącznie z fenolem, krezolem i naftalenem. Ta grupa bakterii utlenia naftę i benzynę.

Zobell wymienia przeszło 100 gatunków, którym przypisuje zdolność rozkładania węglowodorów. Zaznacza jednak, że niektóre znane są tylko w warunkach laboratoryjnych. Z prac różnych autorów wynika, że jest pewna specjalizacja szczepów pod względem zdolności rozkładania węglowodorów. Węglowodory alifatyczne są na ogół łatwiej atakowane niż aromatyczne. Spośród węglowodorów alifatycznych działaniu bakterii łatwiej ulegają te, które mają punkt wrzenia powyżej 150°. Bakterie działają najszybciej na węglowodory parafinowe o średniej długości łańcucha węgla ($C_{10}-C_{16}$).

Bardzo ciekawe są prace badacza radzieckiego Tausona dotyczące mikrobiologicznego rozkładu węglowodorów w warunkach aerobowych. Wykazał on, że różne mikroorganizmy zdolne są utleniać węglowodory o otwartym łańcuchu. Badał również szczegółowo rozkład cyklicznych węglowodorów o jednym pierścieniu. Wydzielił 9 szczepów rozkładających benzen, ksyleny i toluen. Dalsze prace wykazały, że bakteriologicznej rozkładowi podlegają również związki o dwóch pierścieniach, jak naftalen, i trójpierścieniowe, jak fenantren i antracen.

Powyższe badania skierowały zainteresowanie mikrobiologów ku przemysłowi naftowemu. Gdy badania geochemiczne w czasie zdjęć terenowych wykazały sezonowe wahania gazów, zaczęto zastanawiać się, czy stan ten należy przypisać działalności bakterii — są one bowiem zdolne utlenić te ilości gazów, które znajdują się w warstwach podglebowych. Bakterie mogą stanowić jakby filtr, który jest zdolny zatrzymać i przerobić część węglowodorów gazowych dyfundujących ze złoża ku powierzchni.

Badania z zastosowaniem metody bakteriologicznej były po raz pierwszy wykonane w okolicach Uchty na strukturze Nobelskiej i dały pozytywne wyniki. Wykazano, że bakterie utleniające metan i propan wyraźnie przeważają w sklepieniu

części wypiętrzenia, natomiast negatywne wyniki badań wypadły w syklinalnej partii struktury. Na podstawie wyników doświadczeń zdjęcia bakteriologicznego założono odwiert, który w r. 1946 uzyskał produkcję gazu z utworów dewońskich. W ten sposób pozytywne wyniki badań bakteriologicznych na obszarze Uchty, potwierdzone przez głębokie wiercenia, wskazują niewątpliwie na istniejącą zależność między rozprzestrzenieniem węglowodorowej mikroflory znalezionej i zbadanej w warstwach podglebowych a głębiej pod nimi znajdującym się złożem gazowym. Na badanym obszarze daje się zauważyć znaczną przewagę bakterii utleniających propan.

Nowy ten kierunek poszukiwań powstał w Związku Radzieckim. Opracowany został przy udziale microbiologów

radzieckich Butkiewicza, Kuzniecowa, Bokowej i innych.

W Związku Radzieckim stosuje się metodę w skali doświadczalno-przemysłowej. Poszczególne obszary opracowuje się drogą pobierania próbek gleby. Autorzy podają, że analizie bakteriologicznej poddaje się około 18 tys. próbek celem opracowania danego terenu. Organizacja pracy przedstawia się w sposób następujący – część prac przeprowadza się na już zbadanych złożach. Druga część prowadzona jest w celu poszukiwań nowych złóż naftowych.

W końcowej części referatu przedstawiono przebieg badań Sekcji Geobiologii Instytutu Naftowego, zajmujące się opracowaniem metody bakteriologicznej dla poszukiwania złóż ropy naftowej. *Dr Anna Luchterowa*

621.892.098;66.0943.

Wpływ niektórych inhibitorów utleniania na proces sztucznego starzenia olejów turbinowych

(Streszczenie referatu wygłoszonego na Zebraniu Naukowym w Instytucie Naftowym w dn. 30 maja 1952 r.)

Referat na powyższy temat, w części teoretycznej, zajmował się problemem starzenia naturalnego i sztucznego olejów turbinowych, ze szczególnym uwzględnieniem teorii sztucznego starzenia się olejów mineralnych. Omówiono różne produkty starzenia oraz wpływ poszczególnych czynników, jak tlen, woda, metale, temperatura, ciśnienie, światło, czas oraz sposób rafinowania na przebieg utleniania olejów.

W osobnym rozdziale omówione zostały inhibitory utleniania, ze szczególnym uwzględnieniem inhibitorów przydatnych dla olejów turbinowych. Na podstawie najnowszych danych z literatury przedstawiono stan wiedzy na tym polu. Ze względu na założenia tematu, szczegółowo zajęto się osiągnięciami radzieckimi nad przydatnością alkiilo-fenoli, a zwłaszcza parahydroksydwufenylaminy jako stabilizatora procesu utleniania olejów turbinowych.

Wśród metod sztucznego starzenia się olejów turbinowych zwrócono uwagę na dwie nowocześniejsze, a mianowicie oznaczenie napięcia powierzchniowego oraz ekstynkcji; ta druga została szerzej omówiona ze względu na zastosowanie jej w pomiarach przeprowadzanych przez Zakład Technologii Nafty Instytutu Naftowego.

Część doświadczalna

Problem, jaki został przedstawiony Zakładowi odnośnie polepszenia własności olejów turbinowych rozdzielono na 2 zagadnienia:

1. Porównanie kilku metod sztucznego starzenia oleju turbinowego z krytyką obecnie stosowanej metody VDE i zaproponowaniem nowej metody. Tym zagadnieniem zostały również objęte prace nad nowymi metodami analizy produktów utleniania oleju.
2. Przeprowadzenie prób sztucznego starzenia olejów turbinowych z różnymi inhibitorami. W tym drugim wypadku specjalnie należało zbadać wpływ parahydroksydwufenylaminy na utlenialność krajowych olejów turbinowych.

W celu rozwiązania pierwszego zagadnienia, przeprowadzono starzenie krajowych olejów turbinowych następującymi metodami:

- a. metodą dyfuzyjną VDE (110°C, pobierając próbki po 50, 70, 100 i 130 godzinach starzenia),
- b. metodą cyrkulacyjną VDE (PN/C-04100),
- c. metodą cyrkulacyjną w temperaturach 110, 120, 130 i 150°C, przy przepływie powietrza 10 litrów na godzinę, pobierając próbki po 40, 70, 100 i 130 godzinach,
- d. metodą ciśnieniową w bombie Butkowa w temperaturach 130 i 150°C.

W produktach starzenia oznaczano liczbę smolową, liczbę zmydlenia, liczbę kwasową, zawartość szlamu i ekstynkcję.

Omówienie wyników

Przeprowadzenie starzeń olejów turbinowych wyżej podanymi czterema metodami z uwzględnieniem zmian zachodzących w utlenianiu oleju z biegiem czasu i ze wzrostem temperatury dało obszerny materiał porównawczy.

Przebiegi krzywych, charakteryzujących wzrost produktów starzenia oleju, wskazują na to, że obecnie stosowane u nas metody starzenia, tak dyfuzyjna jak i cyrkulacyjna, nie dostarczają odpowiedniego materiału, który by wystarczał do oceny badanego oleju. Gdybyśmy chcieli porównać obecnie produkowane krajowe oleje turbinowe na podstawie wyników ich starzenia powyższymi metodami, doszlibyśmy do fałszywych wniosków, że oleje te odznaczają się jednakową odpornością na utlenianie. W rzeczywistości tak nie jest. W metodzie dyfuzyjnej, po 130 godzinach starzenia, oraz w cyrkulacyjnej, w temperaturze 130°C, a jeszcze bardziej w próbach w bombie Butkowa okazało się, że oleje te różnią się odpornością na utlenianie. Jedyne pomiar ekstynkcji wykazywał różnice pomiędzy tymi olejami od początku starzenia. Wskazuje to na fakt, że metoda pomiaru ekstynkcji jest bardziej czuła niż liczba kwasowa, liczba zmydlenia, czy zawartość szlamu.

Szereg badań przeprowadzonych w Zakładzie I.N. potwierdził fakt istnienia liniowej zależności ekstynkcji od innych produktów utleniania. Zastosowany przez Instytut do tych pomiarów kolorometr Langego okazał się bardzo dobry. Przewyższając kolorometr Pulfricha obiektywnością, ustępuje mu w sortymencie filtrów.

W dalszych badaniach uznano oznaczenie ekstynkcji E , względnie stosunku ekstynkcji badanego starzonego oleju do oleju świeżego ($E:E^0$) za podstawowe kryterium w ocenianiu wpływu inhibitorów na stabilność oksydacyjną olejów.

Porównanie wyników innych analiz produktów starzenia trzema metodami – dyfuzyjną VDE, cyrkulacyjną wg PN i cyrkulacyjną początkowo przez nas proponowaną – doprowadza do ostatecznego wniosku, że metoda obecnie przez PKN proponowana nie może służyć jako kryterium do oceny olejów turbinowych, zwłaszcza inhibitowanych. Starzenie krajowych olejów turbinowych w bombie Butkowa metodą opracowaną przez Instytut dało w porównaniu z pracami Iwanowa i Butkowa wyniki niższe o około 50%.

W dalszych badaniach uznano za celowe przeprowadzenie starzeń w bombie Butkowa w temperaturze 150°C przez 4 godziny, a w temperaturze 130° przez 10 godzin. Dla przeprowadzenia bardziej szczegółowych badań okazało się celowe wykonanie serii starzeń olejów w tych temperaturach, a w różnych czasach. Uzyskane wyniki przedstawiono graficznie.

Następnie przystąpiono do przeprowadzenia prób, mających na celu przebadania wpływu różnych inhibitorów na krajowe oleje turbinowe. Jako surowca olejowego użyto do tych prób jednego handlowego produktu oraz trzech olejów turbinowych, które otrzymano z destylatu przez selektywną rafinację krezolem. Uzyskane oleje odznaczają się specjalnie dobrą odpornością na emulgowanie, wynoszącą 32–40 sek. Jako inhibitory stosowano 3 związki z grupy fenoli, 5 związków z grupy amin, parahydroksydwufenylaminę z grupy amino-fenoli oraz siarkę. Starzenie przeprowadzono w bombie Butkowa w temperaturze 130°

i 150°C, pobierając próbki w pierwszym przypadku co 2, 6 i 10, w drugim co 2, 3 i 4 godziny. W produktach starzenia oznaczano liczbę kwasową, zawartość szlamu oraz ekstyngcję.

Pracą powyższą zapoczątkował Instytut szereg dalszych badań nad działaniem dodatków uszlachetniających do olejów oraz nad wprowadzeniem nowych sposobów oceny olejów.

W dyskusji wskazywano na konieczność nawiązania ścisłej współpracy z Ministerstwem Energetyki w celu wprowadzenia uznanych za odpowiednie inhibitorów do próbnego użycia w olejach turbinowych oraz przeprowadzenia bieżącego nadzoru nad starzeniem się olejów turbinowych w wytypowanych turbinach.

Mgr inż. Zdzisław Stepek

665.543.4.004.1:667.6/7

Zastosowanie ekstraktu krezolowego jako surowca w przemyśle farb i lakierów

W ramach prac Zakładu Technologii Nafty Instytutu Naftowego prowadzone są doświadczenia, których celem jest wykorzystanie ekstraktu z selektywnej rafinacji olejów smarowych krezolem.

Biorąc pod uwagę dużą reaktywność chemiczną ekstraktu krezolowego, przeprowadzono szereg prób mających na celu zbadanie możliwości zastosowania go w przemyśle lakierniczym jako surowca, mogącego zastąpić olej lniany. Olej lniany jest podstawowym surowcem w przemyśle farb i lakierów oraz cennym surowcem w innych gałęziach przemysłu, stąd też znalezienie środka zastępczego daje duże korzyści gospodarce narodowej. Przeprowadzone doświadczenia wykazały, że uzyskane mieszanki ekstraktu z ży-

wicami i olejem lnianym, w których olej lniany nie był głównym surowcem a tylko dodatkiem występującym w małym procencie, posiadają zupełnie dobre własności, a nawet przyczepność lakierów, wykonanych na tych mieszankach, jest lepsza niż lakierów produkowanych do tej pory.

Możliwość zastosowania ekstraktu krezolowego w przemyśle lakierniczym daje duże korzyści zarówno przemysłowi naftowemu, który dzięki zastosowaniu tego odpadkowego produktu rafinacyjnego obniża koszty selektywnej rafinacji olejów jak i przemysłowi farb i lakierów, który uzyskuje bogate źródło surowca i to surowca pięciokrotnie tańszego od oleju lnianego.

Mgr inż. Stanisław Gibiński

622.32:614.8.001

Analiza nieszczęśliwych wypadków w kopalnictwie naftowym w latach 1945-1950 r.

(Referat wygłoszony na Zebraniu Naukowym Instytutu Naftowego w dniu 5 czerwca 1952 r.)

Analiza nieszczęśliwych wypadków została przeprowadzona dla wszystkich wypadków, zgłoszonych w Okręgowym Urzędzie Górniczym w Krośnie w okresie od czerwca 1945 do końca 1950 r. Zgłaszane wypadki w latach 1945 i 1946 nie wpływały regularnie i dlatego nie przedstawiają całokształtu istotnie zaszłych wypadków. Niemniej jednak i ten okres wypadkowości został objęty analizą, chociaż regularne awizowanie wypadków rozpoczęło się dopiero od roku 1947.

Analiza została przeprowadzona dla Kopalnictw Naftowych gorlickiego, krośnieńskiego i sanockiego oraz dla Wierceń Poszukiwawczych. Każdy wypadek był analizowany oddzielnie. Wypadki były opiniowane według przerw w pracy uszkodowanego: lekkie wypadki 3 do 28 dni, ciężkie-28 dni do 13 tygodni, bardzo ciężkie - powyżej 13 tygodni, śmiertelne, gdy zgon nastąpił bezpośrednio lub po chorobie spowodowanej wypadkiem, przed upływem 13 tygodni.

Analiza obejmuje przy każdym wypadku: 1. rodzaj uszkodzenia, 2. uszkodzony organ, 3. domniemaną przyczynę wypadku, 4. stracone dniówki dla pracy przez wypadek, 5. zatrudnienie uszkodowanego. Wypadki są zestawiane miesięcami z oddzielną numeracją porządkową dla każdego

roku. Niezależnie od tego analiza podaje grupowe zestawienie wypadków, częściej powtarzających się przy tego samego rodzaju pracy lub rzadziej zdarzających się ale charakterystycznych, wymagających usunięcia możliwości powstawania przyczyny wypadku. Dla grupowego zestawienia wypadków, stanowiącego ok. 42% wszystkich zgłoszonych wypadków, referat podaje ewentualne środki zaradcze.

W referacie zwraca się uwagę na ważność racjonalnego oświetlenia i należytej temperatury w miejscach pracy.

Proponuje notowanie i analizowanie wypadków drobnych aby przedwcześnie usuwać przyczyny wypadków, które mogły by stać się w niesprzyjających warunkach wypadkami ciężkimi lub nawet bardzo ciężkimi. Postawiono poza tym wniosek odnośnie uzupełnienia zgłoszeń o wypadkach dodatkowymi danymi, jak np. godziny wypadku, godziny ciągłości pracy, oświetlenia, temperatury w miejscu pracy itp.

Referat został poparty wykresami ilustrującymi wypadkowość pod względem jakościowym i ilościowym, rodzaju wypadków, organów uszkodzonych, domniemanych przyczyn wypadków, rodzaju pracy uszkodowanych i utraczonego czasu pracy przez wypadki.

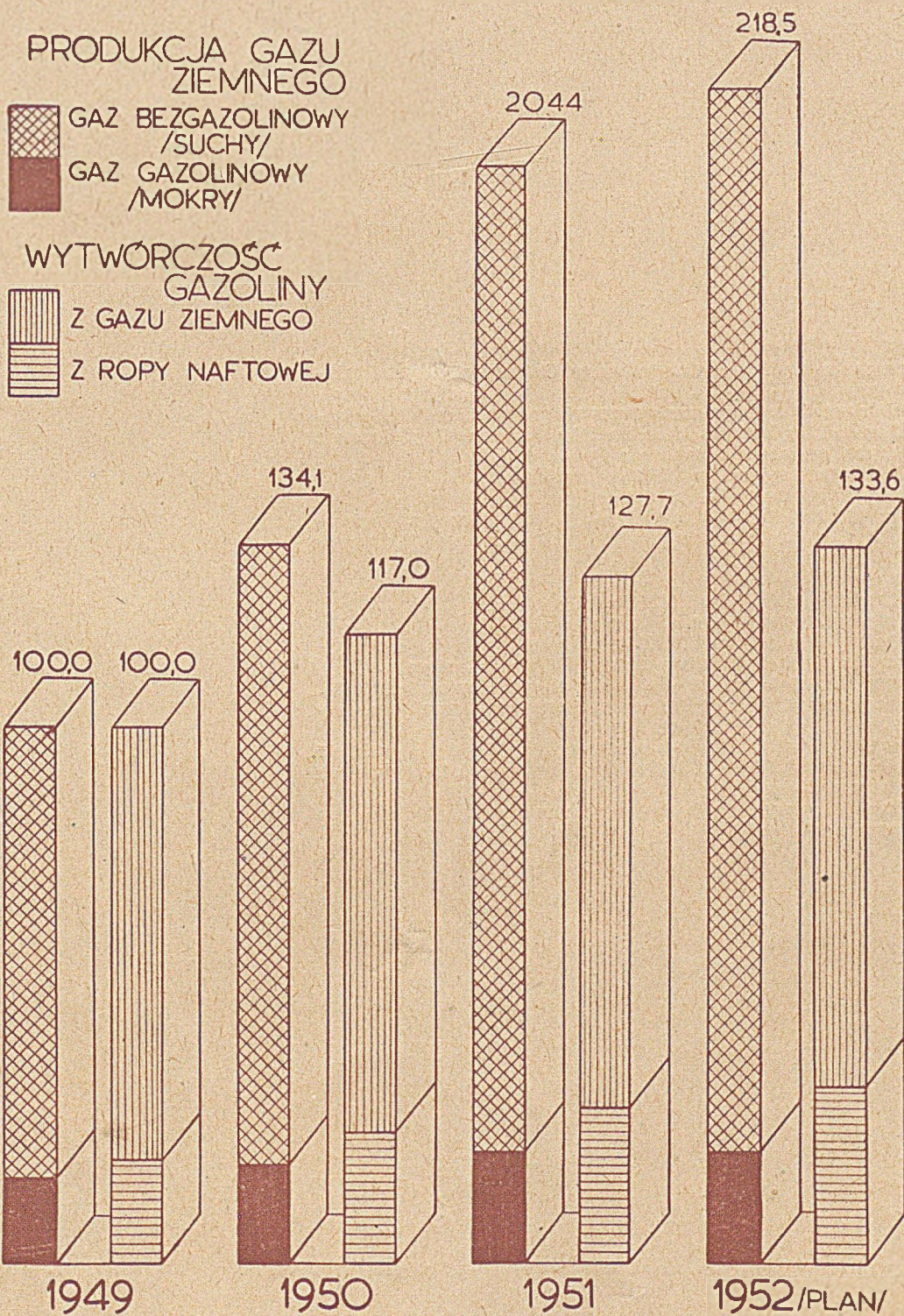
Mgr inż. Adam Kowalski

Inżynierowie i technicy Przemysłu Naftowego

Prenumerujcie prace badawcze Instytutu Naftowego. Materiały zawarte w pracach Instytutu Naftowego związane są z bieżącymi zagadnieniami przemysłu naftowego, dotyczą nowych metod produkcji i udoskonaleń aparatury technicznej i jako takie pogłębiają wiedzę pracownika.

Prenumeratę przyjmuje „DOM KS IAŻKI“, Warszawa, ul. Bracka 20.

Produkcja gazu ziemnego i gazoliny w 1 i 2 roku Planu 6-letniego





Nowe wydanie broszury pt. „Ustawa o stopniu inżyniera“

Wobec wyczerpania się I nakładu broszury Ustawy o stopniu inżyniera, wydanej przez Naczelną Organizację Techniczną w r. 1939, wobec dużej ilości zapytań osób zainteresowanych uzyskaniem tytułu inżyniera, jak również dezyderatów Zjazdów Stowarzyszeń Technicznych NOT, domagających się nowego wydania tekstu ustawy, NOT podjęła wydanie II nakładu ustawy w ilości 5000 egzemplarzy.

To drugie wydanie, uzupełnione szeregiem nowych rozporządzeń i okólników Ministerstwa Szkolnictwa Wyższego, opatrzone jest komentarzami do ustawy, opracowanymi przez radcę prawnego NOT mgr Z. Komorka.

Na treść broszury składają się:

Część I. Tekst ustawy z dnia 28. I. 1948 r.

Część II. Realizacja ustawy w ramach działalności NOT.

1. Komisje stowarzyszeń NOT do spraw stopnia inżyniera.
2. Komisja Główna NOT do spraw stopnia inżyniera.
3. Kursy Przygotowawcze do egzaminu na stopień inżyniera.

Część III. Rozporządzenia i zarządzenia wykonawcze oraz przepisy zwłazkowe.

Broszura zgodnie z uzyskanym pozwoleniem C. U. W. jest do nabycia we wszystkich Oddziałach NOT i Oddziałach Stowarzyszeń Technicznych w cenie zł 5,50 za egzemplarz.

Całkowity dochód ze sprzedaży broszury przeznaczony zostanie na inwestycje w „Domu Technika“ w Warszawie.