

NAFTA

MIESIĘCZNIK POŚWIĘCONY NAUCE, TECHNICIE, STATYSTYCE
ORAZ ORGANIZACJI W PRZEMYŚLE NAFTOWYM

REDAGUJE INSTYTUT NAFTOWY

Rok V

Marzec 1949 r.

Nr 3

Mgr Tadeusz Trawiński
Nacz. Dyr. CZPN

Przemysł naftowy w 1948 r.

Ubiegły rok minął w przemyśle naftowym pod znakiem uporczywej walki o dalszy wzrost produkcji, o racjonalizację i modernizację gospodarki i wreszcie o wypracowanie i nadanie przemysłowi naftowemu właściwych form organizacyjnych.

Jeśli dzisiaj możemy stwierdzić, że walkę tę toczyliśmy w 1948 r. z powodzeniem, to jest to w decydującej mierze wynikiem właściwego stosunku pracowniczych mas naszego przemysłu do zagadnienia pracy, jako jedynej i wspólnej dla nas wszystkich drogi do lepszej przyszłości.

Zmobilizowany w powszechnym współzawodnictwie wysiłek naszych robotników i pracowników umysłowych, ofiarna praca naszej służby technicznej, ekonomicznej i administracyjnej, oto istotne przyczyny naszych osiągnięć w 1948 r. Osiągnięcia te będą w 1949 roku zachętą do jeszcze większego wzmoczenia naszych wysiłków w dalszej i stałej walce o wzrost racjonalnej gospodarki, o pokonanie trudności w zaopatrzeniu przemysłu naftowego w odpowiedni sprzęt i materiały, w walce o zapewnienie niezbędnych kadr technicznych, w walce o wzrost stopy życiowej i dobrobytu naszych mas pracowniczych.

Kopalnictwo Naftowe wykazuje poważne wyniki w walce o pokonanie naturalnego spadku wydobywania ropy i gazu, osiągając w porównaniu z r. 1947 wzrost przeciętnego dziennego wydobywania ropy o 9,1%. W niektórych dniach osiągało Kopalnictwo Naftowe w drugiej połowie 1948 r. poziom wydobywania przedwojennego, a na jednym polu trzykrotnie dowieściło szyby o najwyższej produkcji początkowej ropy od czasu wyzwolenia. Obok precyzyjnej pracy służby geologicznej Kopalnictwo Naftowe zawdzięcza osiągnięcia w produkcji ropy wyniki wzrostowi wysiłku wiertniczego o 21% w stosunku do 1947 r., intensywnemu stosowaniu metod wtórnej eksploatacji, pogłębianiu, torpedowaniu, rekonstrukcji i innym zabiegom technicznym nad podwyższeniem względnie utrzymaniem poziomu wydobywania na częściowo zniszczonych i w poważnej mierze już wyeksploatowanych terenach strefy karpackiej.

Wysiłki i sukcesy Kopalnictwa Naftowego na tym polu ilustruje następująca tabela:

T r e ś ć	1945	1946	1947	1948
	dane w procentach			
Nadwyżki O.C.Z. . . .	0,47	3,90	6,21	7,14
Nadwyżki torpedowań .	—	4,03	5,95	6,18
Produkcja otworów nowodwierconych	3,07	8,44	8,71	16,06
Produkcja otworów starych i inne zabiegi. .	96,46	83,63	79,13	70,62

Tabela ta ma niezwykle charakterystyczną wymowę: gdy w 1945 r. produkcja starych otworów stanowiła 96% całości to w 1948 r. udział ten spada do 70%, a 30% przypada na efekty wysiłku wiertniczego, odbudowy ciśnienia złożowego i torpedowania.

Na odcinku gazu ziemnego Kopalnictwo Naftowe rozwierteło w 1948 r. w jednym okręgu wielkie złoża gazowe. Wynikły stąd wzrost potencjału produkcyjnego zezwoli na zwiększenie dostawy gazu ziemnego dla przemysłu, na zastosowanie w poważnej skali gazu ziemnego do celów motoryzacji jak i na realizację planu racjonalnej gazyfikacji szeregu miast i osiedli. Produkcja dzienna gazu ziemnego wykazuje w 1948 roku średnio ponad 5% wzrostu w stosunku do 1947 roku.

Dzięki rozbudowie i unowocześnieniu urządzeń technicznych w gazoliniarniach zdołało Kopalnictwo Naftowe osiągnąć wzrost produkcji gazoliny, w stosunku do 1947 r. o 68,2%, wykonując przy tym plan roczny już z dniem 15 listopada 1948 r. Na tym odcinku przewykonano plan roczny o 19,2%.

Podczas gdy zadaniem Kopalnictwa Naftowego jest utrzymanie i osiągnięcie maksymalnego wzrostu produkcji ropy, gazu i gazoliny na starych, od dawna eksploatowanych i wyczerpujących się polach strefy karpackiej, zadaniem Wierceń Poszukiwawczych jest rozstrzygnięcie problemu dla przyszłości naszego przemysłu naftowego najważniejszego, a mianowicie odszukanie nowych złóż ropy i gazu. Od wyniku prac Wierceń Poszukiwawczych zależy stwierdzenie, czy będziemy mogli krajową produkcją ropy i gazu pokryć, z ewentualną nadwyżką na eksport, stale wzrastające zapotrzebowanie kraju na paliwa płynne i smary, czy też będziemy musieli rozwinąć produkcję paliw zastępczych.

czych i syntetycznych, oraz kontynuować kosztowny import.

Nowoczesna gospodarka nie może istnieć bez zabezpieczenia pokrycia niezbędnego zapotrzebowania na paliwa płynne i środki smarnicze. Rozwój przemysłu zwłaszcza maszynowego, motoryzacji, lotnictwa, transportu wodnego, mechanizacja i rozwój rolnictwa i zaopatrzenie nowoczesnej armii, zależy między innymi bezpośrednio od dostawy paliw i środków smarniczych.

Jeśli w wyniku wierceń poszukiwawczych okaże się, że produkcja krajowego przemysłu naftowego nie może zapewnić pokrycia zapotrzebowania krajowego na paliwa płynne i smary, to trzeba będzie zapewnić pokrycie tego zapotrzebowania w drodze zastosowania środków zastępczych (spirytus, alkohol bezwodny, benzol, metanol, gaz sprężony i płynny), w drodze uruchomienia fabryk paliw i smarów syntetycznych, lub wreszcie w drodze importu.

Z tych uwag oraz faktu, że obecna produkcja krajowa może pokryć obecne zapotrzebowanie zaledwie w 25—30%, wynika olbrzymia doniosłość zagadnienia poszukiwań nowych złóż roponośnych w Polsce.

Przez realizację śmiałego programu poszukiwań naftowych możemy zapewnić krajowi pokrycie stałe i w szybkim tempie wzrastającego zapotrzebowania na paliwa i smary.

Doświadczenia państw sąsiednich, Niemiec, Węgier, Austrii i Jugosławii i posiadane dane geologiczne naszego kraju uprawniają nas do wniosków optymistycznych, jeśli chodzi o wyniki prac poszukiwawczych w tym zakresie.

Realizacja wielkiego programu poszukiwań naftowych wymaga sprawnej, wyspecjalizowanej i odpowiednio wyposażonej w aparaturę służby geologicznej i geofizycznej, niezbędnego sprzętu, urządzeń i narzędzi wiertniczych i wreszcie wystarczających kadr fachowców z dziedziny wiertnictwa poszukiwawczego.

Wiercenia Poszukiwawcze wciąż jeszcze pracują w warunkach niezwykle ciężkich. Brak dostatecznego zaopatrzenia np. w żerdzie, świdry rolkowe, koronki do rdzeniowania, łańcuchy wiertnicze, brak dostatecznej ilości i znormalizowanego nowoczesnego sprzętu wiertniczego i wyposażenia do niego, brak geofizycznego i geologicznego rozpracowania kraju, brak niezbędnej ilości fachowców geologów, geofizyków i wiertników, wreszcie brak niezbędnych pomieszczeń biurowych i mieszkań, w decydujący sposób wpływa na postęp prac w tej najważniejszej dla przyszłości naszego przemysłu dziedzinie naszej działalności.

Jeżeli mimo to Wiercenia Poszukiwawcze wykonały w 1948 r. swój program wiertniczy z nadwyżką, wykazując w stosunku do 1947 r. wzrost o 80,9%, a w stosunku do 1946 r. wzrost o 287% ilości odwierconych metrów, to niewątpliwie stało się to tylko dzięki poświęceniu zespołu pracowników i kierownictwa Wierceń Poszukiwawczych.

Rafinerie wykonały w 1948 roku plan przeróbki ropy krajowej i importowanej w 141,6%.

Planowaną ilość produkcji gazu płynnego i pro-

panu osiągnięto już w dniu 1 grudnia 1948 r. Do końca roku sprawozdawczego osiągnięto 110% wykonania planu.

W produkcji benzyny osiągnięto do końca roku 138,9% planu rocznego, w produkcji nafty — 143,6%, w produkcji oleju gazowego — 119,1%, w produkcji parafiny — 125,9% planu rocznego.

Do przedterminowego wykonania planu poważnie przyczyniły się zakłady pomocnicze, a zwłaszcza Centralne Warsztaty Naftowe, które wykonały swój plan roczny już we wrześniu 1948 r.

Ogólny plan przemysłu naftowego obliczony wg cen z 1937 r. już w dniu 1 listopada 1948 r. osiągnął 103% planu rocznego. W roku sprawozdawczym osiągnięto 128,9% planu przemysłowego, liczonego w cenach z r. 1937.

Na specjalne podkreślenie zasługuje fakt, że przy wysokim przewyżnieniu planu przeróbki i wytwórczości rafinerie osiągnęły doskonałe wyniki, jeśli chodzi o poprawę jakości poszczególnych produktów w stosunku do 1947 roku, a to dzięki uruchomieniu odpowiednich instalacji dla selektywnej rafinacji olejowej, nowoczesnej fabrykacji smarów itp.

Rok 1948 nie był w przemyśle naftowym wolny od szeregu trudności, braków i niedociągnięć. Omawiano je w sprawozdaniach, na konferencjach i odprawach kierownictw jednostek ustrojowych przemysłu naftowego. Sygnalizowano i omawiano je na naradach wytwórczych i technicznych. Dyskutowano nad nimi na zebraniach rad zakładowych, kół partyjnych i wreszcie na wielkiej naradzie naftowego aktywu partyjnego z dnia 23. X. 1948 r. Ujawniono w ten sposób wady biurokratyzmu, niedociągnięcia służby socjalnej, wypadki nieliczenia się z potrzebami mas pracowniczych, niedoceniań zagadnień służby ekonomicznej, jak również lekceważący stosunek do problemów planowania, niedostateczne tempo wciągania mas pracowniczych do oddolnego budownictwa gospodarczego, niską liczbę wysunięć, wreszcie objawy konserwatyzmu i rutynizmu i niedostateczne wykorzystywanie możliwości usług i dostaw ze strony uspołecznionego sektora gospodarki.

Wśród trudności i braków technicznych należy przede wszystkim wymienić braki omówione wyżej przy naświetlaniu warunków pracy Wierceń Poszukiwawczych.

Trudności te przewyżczamy obecnie w drodze uruchomienia produkcji krajowej, importu z Związku Radzieckiego i innych krajów.

W r. 1948 powstały trudności w zaopatrzeniu w stal narzędziową do wyrobu świdrów rolkowych, koronek i łańcuchów. Brak dostatecznej ilości sprzętu i wyposażenia sprzętu do obróbki i pogłębienia odwiertów, niezbędnie potrzebnego dla zwiększenia wzgl. podtrzymania produkcji, utrudniał techniczne zabiegi.

Wszystkie jednostki ustrojowe, a zwłaszcza „Gaz Ziemi”, odczuwały poważny brak aparatury pomiarowej i kontrolnej, niezbędnej dla ich normalnej działalności.

Kopalnictwo Naftowe odczuwało między innymi brak sprzętów dla dalszych urządzeń do odbudowy ciśnienia złoża i łańcuchów wiertniczych.

W wiertnictwie poszukiwawczym tylko częściowo został dostarczony niezbędny sprzęt zamówiony w Stanach Zjednoczonych.

Rafinerie nie mają dostatecznego magazynażu na ropę i produkty finalne, odczuwały w 1948 r. brak tłuszczów do fabrykacji smarów i brak blachy do wyrobu bębnow asfaltowych.

Przemysł naftowy odczuwał w r. 1948 brak pomieszczeń biurowych i mieszkań, uniemożliwiający pozyskanie niezbędnej ilości fachowców naftowych.

Obecnie otrzymujemy ze Związku Radzieckiego niezbędne skompletowanie narzędzi oraz dalsze komplety urządzeń i narzędzi wiertniczych, co w decydujący sposób wpłynie na pokonanie trudności w zaopatrzeniu technicznym.

W dziedzinie obniżenia kosztów własnych produkcji należy wspomnieć obniżenie zużycia gazu ziemnego na tonę ropy o blisko 30%, zużycia gazu na produkcję gazoliny o ok. 40%, zużycia węgla na 1 tonę ropy o około 15%.

Niemal 70% kosztów produkcji, zwłaszcza w Kopalnictwie Naftowym, stanowią koszty materiałowe. Dlatego w r. 1948 przystąpiliśmy do zreorganizowania od podstaw gospodarki materiałowej w przemyśle naftowym. Zwróciliśmy przede wszystkim uwagę na racjonalne wykorzystanie i usprawnienie obrotu materiałami, tak w celu uniknięcia opóźnień w uruchamianiu aparatu produkcyjnego, jak i dla uniknięcia stójek.

Przystąpiliśmy do opracowania norm zużycia materiałów i norm zapasów. Wprowadziliśmy zasadę opracowania planów zaopatrzenia i pobierania materiałów na podstawie norm zużycia i norm zapasów magazynowych.

Doceniając olbrzymie znaczenie usprawnień technicznych w walce o obniżenie kosztów własnych produkcji, powołaliśmy branżowe Komisje Usprawnień, których zadaniem jest studiowanie i opiniowanie wszelkich pomysłów i projektów usprawnień technicznych, które by mogły odpowiednio podnieść rentowność produkcji poprzez obniżenie jej kosztów, skrócenie cyklu produkcyjnego lub polepszenie jakości produktów.

I tak w Kopalnictwie Naftowym zdołaliśmy poprawić jakość rur wiertniczych przez stałą współpracę z hutami, co w konsekwencji doprowadziło do zmniejszenia się ilości kolumn rur potrzebnych do zarurowania odwiertów.

Opracowano nowy typ żurawia przewoźnego, który okazał się znacznie tańszy w wykonaniu, lepszy i wygodniejszy w pracy. Ulepszono w wielu wypadkach działanie pompy głębszej, zastosowując szereg ulepszeń zgłoszonych przez pracowników. Współpracowano z hutami przy opracowaniu sposobu spawania końców żerdzi wiertniczych płuczkowych do wierceń obrotowych i oddano prace te do wykonania naszym hutom, przez co odpadnie konieczność sprowadzania ich z zagranicy. Ulepszono sposób i otrzymywanie rafinacji olejów transformatorowych. Przez odpowiednie wprowadzenie i zastosowanie gazu odgazolinowanego do suszenia węgla aktywnego w gazoliniarniach uzyskano znaczne obniżenie kosztów produkcji gazoliny. Ulepszenie rafinacji rozpuszczalnikowej krezolem dało oszczędności na samym rozpuszczalniku i na wydajności oleju.

Dla obniżenia kosztów zużycia energii przeprowadzono szereg ulepszeń ruchowych, które miały na celu wyeliminowanie maszyn parowych motorów spalinowych przez elektryfikację kopalń naftowych. Przeprowadzenie remontów sieci gazociągów rejonowych, jak i sieci gazowej zmniejszyło straty transportowe gazu. Opracowanie i wprowadzenie palników oszczędnościowych dało także duże oszczędności w zużyciu opału gazowego.

Duży wpływ na obniżenie kosztów produkcji miało szeroko rozwinięte w przemyśle naftowym współzawodnictwo pracy, które na terenie Kopalnictwa Naftowego i Centralnych Warsztatów Naftowych zostało wprowadzone już w grudniu 1947 r.

Współzawodnictwo przyczyniło się wybitnie do racjonalnego wykorzystania czasu pracy i zlikwidowania marnotrawstwa na tym odcinku. Do racjonalizacji procesu pracy przyczyniły się też wprowadzone usprawnienia techniczne.

Dla właściwego ujęcia kosztów własnych i porównania ich z osiągniętymi wynikami Centralny Zarząd Przemysłu Naftowego zorganizował i powołał z początkiem 1948 r. we wszystkich przedsiębiorstwach Oddziały Kosztów Własnych, wprowadził plany kosztów własnych, rachunkowość, statystykę i analizę kosztów własnych. Wprowadziliśmy wreszcie zasadę omawiania analitycznego kosztów własnych na naradach wytwórczych.

Osiągnięte wyniki pozwalają nam żywić nadzieję, że w 1949 roku koszty własne osiągną niezbędną precyzję i będą decydującym instrumentem ekonomicznym w ręku kierownictwa naszych przedsiębiorstw.

Procentowo składniki kosztów własnych w przemyśle naftowym kształtowały się następująco:

	Produkcja ropy		Przerobka ropy		Produkcja gazu		Produkcja gazoliny	
	1947	1948	1947	1948	1947	1948	1947	1948
	dane w procentach							
Mat. zużyte do wytworzenia	—	—	78	79	—	—	21	20
Robocizna	38	27	6,6	5,4	38	27	27	22
Mat. zużyte na cele ogólne wytwórcze	56,5	68	5,7	7,4	55	67	29	35
Różne koszty ogólne	5,5	5	9,7	8,2	7	6	23	23
Razem	100	100	100	100	100	100	100	100

W dążeniu do racjonalizacji procesu produkcji opracowano w 1948 r. po raz pierwszy plan techniczny przemysłu naftowego na lata 1948 i 1949 r.

Plan techniczny opracowano zarówno na platformie Centralnego Zarządu jak i na szczeblu przedsiębiorstw podległych.

Z ważniejszych prac, stanowiących o realizacji planu technicznego w 1948 r., należy wymienić, jeśli chodzi o Centralny Zarząd, następujące:

1. Rozpracowywano zagadnienie nowoczesnego sposobu stabilizacji ropy pod ciśnieniem.
2. Opracowano projekt urządzenia dla oczyszczania gazu z połączeń siarkowych.
3. Zainicjowano produkcję niektórych narzędzi rotacyjnych, sprowadzanych do tego czasu z zagranicy. W związku z tym wykonano szereg rysunków łączników redukcyjnych, obciążników oraz tzw. tool-joints'ów (zworników).

4. Opracowano schematy i rysunki dla nowoczesnej instalacji do odparafinowania „Barisol”. Z ważniejszych prac, zrealizowanych w ramach planu technicznego przez PP Kopalnictwo Naftowe, należy wymienić:

1. Wybudowanie nowych i zmodernizowanie istniejących instalacji do tłoczenia gazu i uruchomienie na jednej z kopalń eksperymentalnej instalacji do wtłaczania gorącego medium.
2. Torpedowanie i rekonstrukcje starych otworów dla uzyskania wyższej produkcji ropy.
3. Modernizacja kieratów, oraz zlikwidowanie na 70 szybach przestarzałego systemu produkcji przy pomocy łyżki i tłoka.
4. Wprowadzenie do ruchu wind szarpakowych, oraz dokonstruowanie do wind amerykańskich „Buda” urządzeń szarpakowych do pogłębiania otworów.
5. Usprawnienie transportu ropy przez wybudowanie nowych ropociągów.
6. Zastąpiono szereg maszyn parowych motorami elektrycznymi.
7. Wybudowano 2 nowe gazoliniarnie i rozbudowano dwie dalsze. Na szeregu kopalń prowadzono budowę urządzeń do odgazowania ropy.

Wśród prac, zrealizowanych w ramach planu technicznego przez Zjednoczone Rafinerie Nafty, na podkreślenie zasługują:

1. Wykonanie planu i rysunków montażowych dla części próżniowej nowoczesnej destylacji wieżowej, oraz częściowa przebudowa części atmosferycznej wieży destylacyjnej.
2. Budowa instalacji do etylizowania benzyn.
3. Uruchomienie instalacji do selektywnej rafinacji olejów za pomocą krezolu. Prowadzenie budowy instalacji do odparafinowania „Barisol”.
4. Prowadzenie robót elektryfikacyjnych.
5. Prowadzenie budowy instalacji do otrzymywania technicznego propanu.
6. Montaż aparatów pomiarowych i kontrolnych, oraz ustalenie norm zużycia kwasu, ługu i proszku dla poszczególnych gatunków olejów. Opracowanie w ramach współpracy z PKN norm dla niemal wszystkich produktów naftowych.
7. Opracowano sposób rafinacji benzyn siarkowych wspólnie z Zakładem Technologii Nafty Instytutu Naftowego.

Realizacja planu technicznego w PP Gaz Ziemi objęła w 1948 r. następujące ważniejsze prace:

1. Budowa stacji do sprężania i tankowania gazu ziemnego, jako środka napędowego dla samochodów ciężarowych.
2. Remont sieci gazociągowej i modernizacja punktów redukcyjno-pomiarowych u odbiorców gazowych.
3. Prowadzenie prób nad spalaniem gazu i nowym sprzętem gazowym do racjonalnego spalania.

Walka o jakość i asortyment w przemyśle naftowym jest szczególnie aktualna na odcinku naszych rafinerii.

Po okresie zmagania nad uruchomieniem wyrobionych przez okupanta i zniszczonych działaniami

wojennymi zakładów rafineryjnych, podjęto w 1946 roku produkcję benzyny już frakcjonowanej i uruchomiono parafiniarnie, co zezwoliło przystąpić do produkcji olejów maszynowych, cylindrowych, parafiny i asfaltu. W 1947 r. podjęto walkę o dotrzymanie norm PKN z 1937 r., a zarazem zwiększono asortyment z 15 (w r. 1945) na 60 sort.

Zasadnicza zmiana następuje w 1948 jako roku rozpoczęcia akcji modernizacji aparatury rafineryjnej.

Wybudowane instalacje propanowe i krezolowe pozwalają nam na podjęcie produkcji olejów silnikowych o lepszych indeksach wiskozowych i olejów cylindrowych do pary przegrzanej i wysokoprzegrzanej. Rozpoczęliśmy w tym roku budowę selektywnej rafinacji olejowej w jednej rafinerii, którą chcemy uruchomić w r. 1950. Budowa aparatury nowoczesnej w największej polskiej rafinerii z „pipestillem” atmosferycznym i próżniowym jest w pełnym toku i jest nadzieja, że po uruchomieniu tego zakładu pokryjemy większą część zapotrzebowania krajowego.

Tymczasem rozszerzyliśmy na starej aparaturze rafineryjnej asortyment produktów do ponad 100 gatunków. Produkujemy dziś benzyny ekstrakcyjne dla przemysłu tłuszczowego i gumowego, apteczną, do lamp górniczych, dalej benzynę wąskofrakcyjną do odwodnienia spirytusu, benzynę lakową do fabrykacji farb i lakierów i etery naftowe dla prac laboratoryjnych. Na rynek wysyłamy benzynę motorową o wysokiej liczbie oktanowej przez mieszanie jej z benzolem i alkoholem bezwodnym. Podjęliśmy produkcję nafty traktorowej, silnopłomiennej i kosmetycznej. Następnie produkujemy oleje wrzecionowe, maszynowe, turbinowe, silnikowe i cylindrowe we wszystkich gatunkach. Trzeba też wspomnieć, że gatunek naszego oleju transformatorowego odpowiada wszelkim wymaganiom nie tylko krajowym, ale i zagranicznym. Dlatego jest ten olej silnie poszukiwany na rynkach zagranicznych, dokąd wysyłamy dość poważne jego ilości.

Produkujemy wreszcie biały olej, tak zwany „paraffinum liquidum” dla celów leczniczych, biały olej wazelinowy dla włókiennictwa, wazelinę apteczną żółtą i techniczną.

Ten asortyment produktów naftowych wskazuje na różnorodność wachlarza produkcyjnego przemysłu naftowego i na niezmiernie bogatą gamę produktów zawartych w ropie, która ma wysoką wartość. Przemysł rafineryjny wykorzystuje wszelkie możliwości wydobywania najszerzego asortymentu z ropy. Potrzebne do tych celów nakłady inwestycyjne amortyzują się w krótkim czasie.

1 grudnia 1948 r. minął rok od chwili, gdy największe z naszych przedsiębiorstw Kopalnictwo Naftowe przystąpiło do współzawodnictwa pracy.

Z dniem 1 marca 1948 r. do współzawodnictwa przystąpiły Zjednoczone Rafinerie Nafty, PP Gaz Ziemi i Centralne Warsztaty Naftowe w Gliniku Mariampolskim. PP Wiercenia Poszukiwawcze przystąpiły do współzawodnictwa z dniem 1 maja, a CZMPN od dnia 1 sierpnia 1948 r.

Ze względu na specyficzny charakter naszego przemysłu naftowego, obejmującego zakłady wielo-

branżowe — zorganizowano współzawodnictwo pracy w każdym przedsiębiorstwie oddzielnie.

Współzawodnictwo pracy w przemyśle naftowym rozwijało się w 1948 r. jako współzawodnictwo zespołowe, za wyjątkiem Centralnych Warsztatów Naftowych, gdzie istnieje współzawodnictwo indywidualne obok zespołowego. W całym przemyśle naftowym bierze udział we współzawodnictwie 50% zatrudnionych, z czego we współzawodnictwie oddziałowym 48,6%.

Zorganizowane również zostało współzawodnictwo w działach administracyjno-technicznych poszczególnych dyrekcji wśród pracowników umysłowych. Ramowy regulamin tego współzawodnictwa, jednolity dla wszystkich zakładów, został już wprowadzony w życie.

Współzawodnictwo dało wyniki bardzo dodatnie, przyczyniając się do poważnego zwiększenia wydajności pracy, a tym samym do zwiększenia produkcji i obniżenia kosztów produkcji.

Wzrost wykonania planu produkcji po wprowadzeniu współzawodnictwa ilustruje następująca tabela:

Maksymalne wykonanie planu	Kop. Naft. ropa	Wierc. Poszuk.	Zjedn. Raf.	Gaz Ziemny	CWN Glinik
	dane w procentach				
Przed współzawodnictwem	108,8	131,5	116,6	111,3	188,5
Przy współzawodnictwie	112,1	161,9	120,3	112,—	260,2

Zwycięskie jednostki otrzymują jako najwyższą nagrodę sztandar przechodni, a w obrębie swoich branż puchary przechodnie, dyplomy i odznaki.

Ponadto członkom zwycięskich załóg wypłaca się nagrody pieniężne, organizuje się dla nich wycieczki, bezpłatny pobyt wczasach itp.

W opracowaniu jest projekt wprowadzenia dodatkowych nagród w formie książek do bibliotek, wyposażenia świetlicowego itp.

Specyficzny charakter przemysłu naftowego, różnorodność zagadnień i duży zasięg terytorialny nakazywały stworzenie takiej formy organizacyjnej, która zapewniłaby jak największą sprawność w wykonywaniu powierzonych zadań i rozwinięciu racjonalnej gospodarki. Struktura organizacyjna przemysłu naftowego w Polsce znalazła w latach 1947 i 1948 swój wyraz w organizacji trójstopniowej, obejmującej Centralny Zarząd, szereg przedsiębiorstw branżowych i zakładów operacyjnych. W r. 1948 organizacja przemysłu naftowego została w bardzo poważnym mierze uporządkowana. Wszystkie jednostki ustrojowe otrzymały akty erekcyjne, regulaminy służbowe, przeprowadzono szczegółową etatyzację, unormowano wreszcie najważniejsze dziedziny działalności gospodarczej szczegółowymi instrukcjami.

Ogólne kierownictwo Centralnego Zarządu Przemysłu Naftowego, sprawowane nad wyodrębnionymi przedsiębiorstwami branżowymi, wyraża się:

1. w ustalaniu też gospodarki planowej i kierunku rozwoju przemysłu w ramach państwowych planów gospodarczych,
2. w koordynowaniu działalności przedsiębiorstw branżowych, zakreślonej w planach gospodarki przemysłu,

3. w instruowaniu organów podległych,

4. w nadzorowaniu prawidłowej realizacji planów przemysłowo - finansowych podległych przedsiębiorstw,

5. w prowadzeniu kontroli obejmującej całość kształt działalności finansowo - gospodarczej podległych przedsiębiorstw.

Organy zarządzające przedsiębiorstwami branżowymi, skupiające w swym ręku nici organizacyjne swoich jednostek operacyjnych, kierują ich pracami bezpośrednio w oparciu o plan przemysłowo-finansowy przedsiębiorstwa, koordynując, nadzorując i kontrolując równocześnie wykonanie tego planu przez wszystkie podległe im zakłady pracy.

Po ostatnio przeprowadzonej reorganizacji Wierceń Poszukiwawczych struktura organizacyjna przedsiębiorstwa, za wyjątkiem Kopalnictwa Naftowego, zgodna jest z wymogami naukowej organizacji i nie nasuwa poważniejszych zastrzeżeń.

Struktura organizacyjna Dyrekcji Kopalnictwa Naftowego jest wadliwa z uwagi na bezpośrednie zawiadywanie zbyt licznymi zakładami pracy przy szczególnie trudnych warunkach komunikacyjnych, rozległym terenie i braku niezbędnej ilości personelu technicznego i administracyjnego. Ten stan rzeczy poważnie utrudnia Dyrekcji Kopalnictwa sprawne kierownictwo podległymi zakładami, nadzór, kontrolę i koordynację prac podległych zakładów.

Centralny Zarząd przeprowadza obecnie uzdrowienie organizacyjne tego przedsiębiorstwa przez stworzenie 3-ch równorzędnych przedsiębiorstw, z których każde będzie zawiadywało 4—5 zakładami pracy zgodnie z wymaganiami naukowej organizacji pracy. Niezależnie od tego wydzielono z Kopalnictwa Naftowego jako odrębne przedsiębiorstwo Centralne Warsztaty Naftowe.

Z zadań planu 5-letniego i założeń do planu 6-letniego wynikają nasze naczelnne zadania na rok 1949:

- a) przedterminowe wykonanie planu 5-letniego,
- b) mobilizacja i przegład sił w przygotowaniu do realizacji i przewykonania zadań planu 6-letniego.

Z analizy naszych osiągnięć, naszych trudności, błędów i niedociągnięć wynikają postulaty, których spełnienie warunkuje na naszym odcinku realizację naszych zadań naczelnnych.

Oto najważniejsze postulaty:

1. Usprawnienie zaopatrzenia w materiały oraz sprzęt.
2. Racjonalizacja gospodarki materiałowej.
3. Racjonalizacja gospodarki energetycznej.
4. Racjonalizacja gospodarki inwentarzowej a szczególnie na odcinku maszyn, urządzeń technicznych i narzędzi.
5. Współpraca z przemysłem hutniczym i metalowym dla uruchomienia krajowej produkcji sprzętu importowanego.
6. Racjonalizacja gospodarki warsztatowej.
7. Zasadnicze usprawnienie gospodarki inwestycyjnej.
8. Normalizacja pracy i poważny wzrost jej wydajności.

9. Koordynacja prac służby ekonomicznej, technicznej i administracyjnej.
10. Precyzyjne oddolne planowanie, racjonalizacja sprawozdawczości i statystyki.
11. Precyzyjna i do potrzeb przemysłu dostosowana księgowość, oraz precyzyjna rachunkowość, statystyka i analiza kosztów własnych.
12. Powszechne stosowanie dat kosztów własnych jako głównego wskaźnika stanu racjonalizacji gospodarki w przemyśle.

Doświadczenia lat ubiegłych, a zwłaszcza r. 1948, upoważniają do określenia naszych zadań naczelnych i postulatów na r. 1949 jako realnych. Spełnienie ich jest naszym obowiązkiem i zależy od nas samych.

Inż. Michał Konecki

Praca geologa kopalnianego przy wierceniu poszukiwawczym

Ciąg dalszy

Badanie rdzeni jest sprawą prostszą, gdyż odpada tu potrzeba interpretacji, niezbędnej przy badaniu próbek wiertniczych. Na rdzeniu możemy dokonywać wszelkich badań makroskopowych i mikroskopowych, litologicznych i paleontologicznych. Można wykonywać szlify polerowane i cienkie, obserwować teksturę, upady itp. Poza tym rdzenie pobrane ze skały — zbiornika służą do dokonywania pomiarów porowatości, przepuszczalności i nasycenia. Materiał rdzeni z piaskowców może służyć do wykonywania analizy mechanicznej.

Jeśli wiercimy celem stwierdzenia występowania potencjalnych zbiorników ropy lub gazu w danym profilu stratygraficznym — rdzenie należy pobierać z każdej skały porowatej. Takie rdzenie muszą być badane natychmiast po ich wydobyćiu na powierzchnię. Nie należy ich myć lub usuwać z nich warstwy płuczki lub błota. Należy obserwować ewentualne wydzielanie się baniek gazu przez film płuczki lub błota na rdzeniu, a także ewentualne pocenie się rdzenia i wydzielanie ropy. Po pewnym (krótkim) czasie można rdzeń oczyścić (obmyć) i przeprowadzić na nim badania przy pomocy chloroformu, acetonu lub płomienia na zawartość węglowodorów.

Trzeba przypomnieć, że w czasie rdzeniowania należy w dalszym ciągu pobierać próbki urobku wynoszonego przez płuczkę. Porównanie rdzenia z próbkami wiertniczymi, pobranymi z rdzeniowanego odcinka otworu, da nam możliwość skontrolowania słuszności interpretacji próbek, a poza tym unika się luk w archiwum próbkowym. Często po dokonaniu różnych prób i badań na rdzeniu pozostaje go niewiele, wtedy dany odcinek otworu jest niekompletny i niemożliwe jest przeprowadzenie ponownego zbadania, jeśli nie pobierzemy jednocześnie próbek z tego samego odcinka.

Wszelkie wyniki badań dokonanych na rdzeniu winny być ujawnione w książce opisu próbek, a ważniejsze dane na profilu („log”) graficznym.

Rdzenie przechowujemy w odpowiednim magazynie archiwalnym z oznaczeniem ich głębokości, nazwy otworu, procentu wydobyćiu itp. oraz odpowiednim numerem lub symbolem kartotekowym.

5. Profile wiertnicze

Jak już widzieliśmy uprzednio, tzw. profile (rejestry) są dwojakiego rodzaju, tj. opisowe (detaliczne

i interpretacyjne) oraz graficzne. Te ostatnie mogą być wykonywane rozmaicie, w zależności od potrzeb, czasu i pomysłowości geologa. Skala może też być dowolna, lecz nie może być zbyt mała ani zbyt duża. W pierwszym wypadku nie będziemy mogli przejrzeć pokazać na niej istotnych szczegółów litologicznych, paleontologicznych, produkcyjnych itp., w wypadku drugim otrzymamy zbyt długie pasy papieru, niewygodne w użyciu i przechowaniu. Wskazane jest znormalizowanie przez dany oddział geologiczny skały profilów np. 1:1000 dla otworów średnio-głębokich i 1:2000 dla otworów głębokich.

Każdy rejestr winien u góry mieć wyraźnie zaznaczoną nazwę otworu, jego dokładną sytuację geograficzną i terenową (o ile możliwości mały szkic terenowy w skały) oraz podane daty rozpoczęcia i zakończenia wiercenia, system wiercenia, wysokość nad poziomem morza, datę oddania do produkcji lub datę likwidacji, daty pogłębiania itp.; należy również uwidocznic zarurowanie, średnice poszczególnych odcinków otworu oraz symbole graficzne lub barwne na oznaczenie cech litologicznych formacji. Sam rejestr graficzny, niezależnie od pomysłowości geologa i jego sumiennosci, musi zawierać i pokazywać wyraźnie istotne szczegóły litologiczne i paleontologiczne, wycenione na podstawie badania próbek i rdzeni w opisowym rejestrze interpretacyjnym. Muszą być wyraźnie zaznaczone miejsca i daty pobierania rdzeni z podaniem głębokości stropu i spągu rdzenia, procentu wydobyćiu i znalezionych upadów. Musi się zaznaczyć wyraźnie długości i głębokości odcinków otworu, w których przeprowadzono próby złożowe (tzw. „tests”), ich daty i krótko ich wyniki; zaznaczyć należy symbolami ślady lub produkcję ropy, gazu lub wody i podać w liczbach początkową produkcję, wysokość słupa gazu po ustaleniu się równowagi złożowej lub ciśnienie gazu. Należy wyraźnie zaznaczyć występowanie skamieniałości oraz litologicznych i paleontologicznych horyzontów przewodnich, jak również występowanie minerałów lub skał użytecznych (np. warstwy węgla, rud metali, gipsów, anhydrytów, soli itp.). Tak więc obok samego graficznego rejestru (profilu) należy pozostawić (zwykle po prawej stronie) dość szeroką kolumnę na umieszczenie opisu próbek (z opisowego rejestru interpretacyjnego) oraz wyżej wymienionych uwag i informacji. Z lewej strony, równolegle

do profilu i w tej samej skali należy umieścić wykres postępu wiercenia na podstawie pomiaru specjalnym aparatem rejestrującym lub w jego braku na podstawie pomiarów na przyrządzie „Martin Decker” albo notatek wiertacza lub też własnych pomiarów.

Wykres ten jest nadzwyczaj ważny, jak później zobaczymy, ze względu na konieczność wprowadzenia poprawki głębokościowej, zwłaszcza w otworach średnio-głębokich i głębokich, dla przewiercanych warstw. Również z lewej strony należy umieścić podział stratygraficzny profilu.

Po zakończeniu wiercenia dobrze jest dla celów szybkiego odniesienia, porównania itp. wykonać skrócony, graficzny rejestr końcowy według schematu stosowanego np. w Ameryce (rys. 1).

Sam rejestr graficzny (bez opisu) jest wybitnie zgeneralizowany, pokazując tylko główne formacje litologiczne, zawiera natomiast obok wykresu postępu wiercenia wykresy zmian charakterystyk płuczki błotnej (gęstość i lepkość), wykres zmian świrdrów, krzywizny otworu, ilości obrotów na minutę stołu rotacyjnego oraz nacisku na przewód, jak również pokazuje zarurowanie.

Pod spodem tego rejestru graficznego należy wyszczególnić daty charakteryzujące przebieg wiercenia itp. oraz wyniki prób złożowych. Takie końcowe rejestry znormalizowane na osobnych arkuszach dla każdego otworu spięte razem lub zebrane w skrzynce stanowią doskonałą i wielce pomocną kartotekę tak dla geologa jak i wiertnika czy inżyniera produkcyjnego.

Czasem stosuje się dodatkowo sporządzanie tzw. rejestrów szkieletowych (graficznych), na których nanosi się głównie horyzonty przewodnie litologiczne i paleontologiczne oraz daty produkcyjne (ropa, gaz, woda). Takie rejestry są wielką pomocą i sporządza się je w celach korelacyjnych.

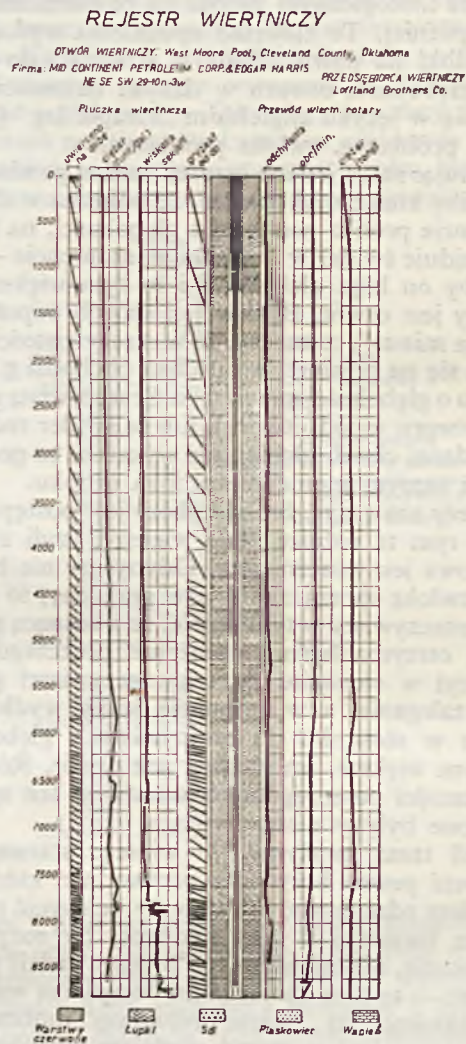
Wykonane są one również na oddzielnych znormalizowanych arkuszach papieru i trzymane albo w skrzynce kartotkowej lub spinane w książce. Wykonuje się je zwykle po zakończeniu wiercenia, gdyż w czasie wiercenia nie ma zwykle czasu tak na samo ich sporządzenie jak również i na kompletne i ostateczne wykonanie badań petrograficznych i paleontologicznych.

6. Obserwacje zmian postępu wiercenia i zastosowanie ich do korekty profili oraz tzw. opóźnienie próbkowe

W wierceniu obrotowym („rotary”) zmiany postępu wiercenia zależą tak od czynników mechanicznych jak i geologicznych; w nowoczesnym jednak systemie wiercenia obrotowego wariacje mechaniczne grają małą rolę w porównaniu z wpływem formacji geologicznych na zmiany postępu wiercenia. Spośród głównych czynników wpływających na zmiany postępu wiercenia najważniejsze są różnice twardości i różnice porowatości skały. Aby to lepiej zrozumieć należy zdać sobie sprawę, że pracy samego świrdra pomaga hydrauliczne działanie płuczki wiertniczej, która w skałach porowatych lub szczelinowych wchodzi w pory i szczeliny i powoduje ich rozluźnienie oraz usuwanie okruchów. W skałach nawet miękkich lecz nieporowa-

tych taka działalność płuczki jest niemożliwa, a szybkość wiercenia np. w łupkach czy iłach jest raczej umiarkowana. Nieporowate wapienie, kwarcyty itp. głównie wskutek swojej twardości i nieporowatości dają najniższy postęp wiercenia.

Zasada stosowania zmian postępu wiercenia do wyciągania wniosków odnośnie charakteru prze-



wiercanych formacji geologicznych polega na przyjęciu, że każda wyraźna zmiana szybkości wiercenia przypisywana jest zwykle odpowiedniej zmianie charakteru litologicznego przewiercanej w tym momencie skały (tzw. zmiana formacji — „change of formation”). Należy tu odróżnić stopniowe obniżanie się postępu wiercenia wskutek stępienia się świrdra, na przestrzeni krótszej w skałach twardych i dłuższej w skałach miękkich lub porowatych.

Geolog badający próbki, wydostające się z płuczka na powierzchnię, ma możliwość stwierdzenia przyczyny zmiany szybkości wiercenia stwierdzonej lub zanotowanej w ten czy inny sposób na przewodzie wiertniczym; wykonuje on to przez badanie cech litologicznych odpowiednich próbek urobku. Jest jednak jasne, że w otworach płytkich czas wydostania się próbki urobku na powierzchnię jest stosunkowo nieduży w odniesieniu do zaobser-

wowanej zmiany postępu wiercenia, natomiast w otworach głębokich momenty te nie pokrywają się, gdyż czas potrzebny na wydostanie się urobku z dna otworu na powierzchnię może być znaczny i nierzadko dochodzi do jednej godziny. A zatem moment „zmiany formacji” zaobserwowany na przewodzie wiertniczym znajdzie swój wyraz w charakterze litologicznym próbki na powierzchni znacznie później. To zjawisko opóźnienia wydostania się próbki na powierzchnię w stosunku do aktualnej głębokości otworu w danym momencie nazywa się w języku angielskim „sample lag” (opóźnienie próbkowe, zwłoka próbkowa).

Ujmując rzecz jeszcze inaczej, można powiedzieć, że jeśli ktoś chciał uważać, że pobrana w danym momencie próbka pochodzi z głębokości, na której się znajduje świder w tym samym momencie — popełniłby on błąd głębokości i to tym większy im głębszy jest otwór. Błąd w ten sposób popełniony jest „in minus”, to znaczy, że w rzeczywistości ukazująca się na powierzchni próbka pochodzi z partii otworu o głębokości mniejszej niż rzeczywista głębokość otworu (spód otworu), lub że świder znajduje się w danej chwili głębiej, niż wykazuje to pobrana w tym samym momencie próbka urobku.

Należy zauważyć, że im szybszy jest postęp wiercenia, tym te różnice będą większe, czyli zwłoka próbkowa jest znaczniejsza. Gdybyśmy nie bacząc na tę zwłokę sporządzili rejestr graficzny, to byłby on nierzeczywisty w tym sensie, że z rosnącą głębokością otrzymalibyśmy obniżenie poszczególnych formacji w stosunku do ich rzeczywistej głębokości zalegania, a w rezultacie jakby wydłużenie profilu w stosunku do rzeczywistych głębokości i to tym większe, im głębszy jest otwór. Również i miąższości poszczególnych warstw w ten sposób określone byłyby nierzeczywiste.

Jeżeli teraz zważymy, że wierząc staramy się uchwycić pewne horyzonty przewodnie, które powinniśmy rdzeniować lub chcemy uchwycić pewne granice formacji z góry założone, by rozpocząć pilotowanie, rdzeniowanie lub przeprowadzić próby złożowe — to przy zaniechaniu doceniania wartości i konsekwencji tej „zwłoki próbkowej” możemy zepsuć wiercenie i poczynić niedające się naprawić szkody. Sporządzony na podstawie takich rejestrów obraz strukturalny będzie również nierzeczywisty i błędny. Stąd też konieczne jest wprowadzenie odpowiedniej poprawki głębokościowej i ciągła obserwacja postępu wiercenia tak, aby:

- a) geolog w każdym momencie wiedział, jaki jest stosunek aktualnej głębokości otworu i przewierczanych warstw do pobieranych w tej chwili próbek urobku,
- b) mógł zawczasu zdecydować, kiedy zatrzymać wiercenie i zacząć rdzeniowanie, pilotowanie lub wykonanie próby złożowej,
- c) mógł sporządzić rzeczywiste rejestr graficzny i wykazać rzeczywiste głębokości i miąższości warstw i formacji oraz rzeczywiste głębokości przyływu lub śladów wody, gazu lub ropy itp.

W praktyce, kiedy mamy pewność lub spodziewamy się zbliżenia do krytycznego horyzontu lub warstwy, stosujemy częste zatrzymywanie wierce-

nia i cyrkulację płuczki (z urobkiem) w tym celu, by nie przewiercić tych horyzontów, oraz aby nie rozpocząć rdzeniowania lub wykonywania prób zawczasie. Tak np. jeśli stwierdzimy, że nastąpiła zmiana formacji (na podstawie np. nagłego przyspieszenia wiercenia), zatrzymujemy wiercenie, cyrkulujemy płuczkę aż do otrzymania próbki z dna; na podstawie zbadania tej próbki (lub próbek) decydujemy, czy należy rdzeniować, pilotować, wykonać próbę złożową itp.

Sprawa zmiany stępionych świdrów jest bardzo ważna i łączy się ściśle z postępowaniem wiercenia — od właściwego czasu zmiany świdrów zależy czas zużyty na wiercenie, jak również jakość próbek. Kryterium stępienia się świdra jest stopniowe zmniejszanie się postępu wiercenia i nie należy dać się tym zwieść przy interpretacji dat czasu wiercenia odnośnie zmian litologicznych. Na ogół geolog zna w przybliżeniu profil stratygraficzny otworu i ma możliwość na podstawie analizy dat postępu wiercenia i próbek wydać polecenie, kiedy należy świder wymienić. Może on polecić dalsze wiercenie stępionym świdrem, jeśli odstęp do krytycznej głębokości jest nieduży. Jeśli natomiast jest spodziewana znaczna miąższość twardej formacji — winien on nakazać wyciągnięcie przewodu i natychmiastową zmianę świdra, oszczędzając w ten sposób wiele czasu na wiercenie stępionym świdrem.

Wracając jednak do sprawy opóźnienia próbki w stosunku do rzeczywistej głębokości — należy przedyskutować sposoby znalezienia tego opóźnienia wyrażone albo w jednostkach czasu albo w jednostkach głębokości. T. C. Hiestand¹⁾ cytując Hayward'a, według którego czas w minutach potrzebny na przebycie próbki z dna otworu na powierzchnię da się obliczyć przez podzielenie ilości ruchów tłoków pomp płuczkowych, potrzebnych na usunięcie płuczki z otworu, przez ilość tych ruchów na minutę. Jest to nasze opóźnienie próbkowe wyrażone w jednostkach czasu

$$T_{pr} = \frac{\Sigma n}{n_1}$$

gdzie T_{pr} = opóźnienie próbkowe,

Σn = ilość ruchów tłoków pomp płuczkowych, potrzebna do usunięcia płuczki z otworu,

n_1 = ilość ruchów tłoków pomp płuczkowych na minutę.

Mniej dokładnie czas ten możemy obliczyć przez podzielenie pojemności otworu (minus objętość przewodu wiertniczego) przez wydajność pomp płuczkowych.

$$T_{pr} = \frac{V_0 - V_{pw}}{V}$$

gdzie V_0 = całkowita objętość otworu,

V_{pw} = objętość przewodu wiertniczego,

V = objętość przetłaczanej przez pompy płuczki na minutę.

($V_0 - V_{pw}$) możemy znaleźć empirycznie przez pomiar ubytku objętości płuczki w dole płuczkowym przy napełnianiu pustego otworu z przewo-

¹⁾ Bull. A. A. P. G., Vol. 23, 1939, Nr 12.

dem wiertniczym na spodzie (jeśli taka okoliczność zachodzi).

Opóźnienie próbkowe „ T_{pr} ” możemy również znaleźć wprost przez pomiar czasu od momentu zatrzymania wiercenia do chwili, kiedy powrotna płuczka przestaje wynosić z sobą urobek.

Oczywiście znając „ T_{pr} ” oraz przeciętny postęp wiercenia w tym okresie, możemy nasze opóźnienie próbkowe wyrazić w jednostkach głębokości.

$$H_{pr} = \frac{T_{pr}}{h}$$

gdzie H_{pr} = opóźnienie próbkowe wyrażone w jednostkach głębokości (np. metrach),

T_{pr} = opóźnienie próbkowe wyrażone w jednostkach czasu (np. minutach),

h = przeciętny postęp wiercenia w tym czasie w jednostkach czasu na jednostkę głębokości (np. minut na metr).

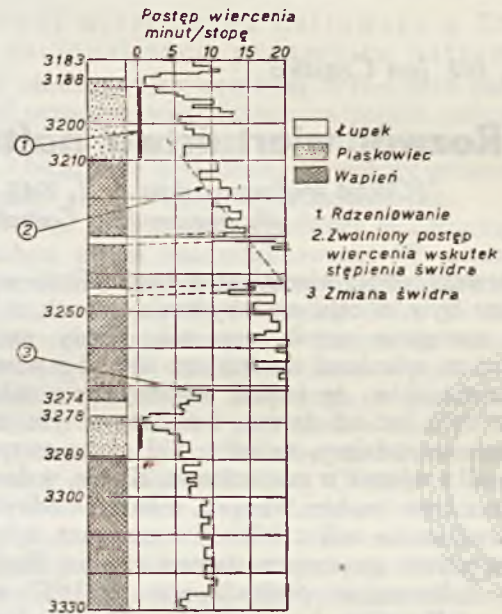
Najlepiej to opóźnienie próbkowe kontrolować w punktach krytycznych, tj. na granicy zmian formacji. W momencie wybitnego przyspieszenia lub opóźnienia postępu wiercenia zatrzymujemy wiercenie, notując dokładnie czas (godzinę, minuty, a nawet sekundy, jeśli możliwe), nie zatrzymujemy jednak pomp płuczkowych. Następnie notujemy tak samo czas ukazania się próbek urobku nowej formacji litologicznej, otrzymując w ten sposób nasze „ T_{pr} ” i po przeliczeniu go na jednostki głębokości uzyskujemy „ H_{pr} ”. Odjawszy to „ H_{pr} ” od znanej głębokości spodu otworu (głębokość zmiany formacji) otrzymujemy głębokość otworu, z której pochodzą próbki urobku w chwili zmiany formacji. Odpowiednio też do tego poprawiamy nasz rejestr graficzny.

Hiestand¹⁾ podaje przykładowo, że w wypadkach, gdzie nie usiłowano korygować rejestrów graficznych, różnice głębokości wykazywane przez nie i przez rejestry czasowe sięgały wartości 10—12 stóp. Przy perforacji w rzekomym stropie piaskowca według nieskorygowanego rejestru próbkowego została ona w rzeczywistości dokonana w łupku jedną stopę poniżej spągu tego piaskowca po porównaniu z rejestrem czasowym.

Postęp wiercenia można mierzyć wieloma sposobami; jeśli dokonuje się tego bez specjalnych automatycznie rejestrujących aparatów, to jest to uciążliwe i niepraktyczne. Obecnie istnieją takie rejestrujące (zegarowe) aparaty połączone z przewodem wiertniczym, które stale i w sposób ciągły rejestrują nie tylko sam postęp wiercenia ale i wszystkie inne czynności, w których przewód wiertniczy „bierze udział”. Na takiej karcie rejestrującej (8- lub 24 godzinnej) możemy odczytać postęp wiercenia w dowolnym momencie (np. w minutach na metr lub odwrotnie), wyciąganie i zapuszczanie przewodu, rozszerzanie itp.

Jednym z takich urządzeń jest aparat zegarowy uruchamiający tarczę z kartą 8- lub 24-godzinną; karta ta ma podziałkę głębokościową w formie koncentrycznych kół; centrycznie zamocowane jest ruchome ramię z ołówkiem na końcu i połączone systemem dźwigni z gumowym przewodem oraz zbior-

niczkiem płynu (słup hydrostatyczny) zawieszonym na głowicy („swivel”), łączącej przewód płuczkowy z żerdzią kwadratową. Pionowe ruchy głowicy (wraz z przewodem wiertniczym) powodują wychylenia piszącego ramienia na obracającej się w kierunku wskazówek zegara tarczy rejestrującej; otrzymujemy na karcie krzywą, której interpretacja na tle podziałki tarczy przy pomocy nakładanych celuloidowych tarcz ze specjalnie skonstruowanymi krzywymi dla różnych szybkości wiercenia — pozwala nam odczytać postęp wiercenia w każdym momencie i głębokości. Tak odczytane daty postępu wiercenia notujemy w dzienniku opisowym próbek i nanosimy je na rejestr graficzny z boku, korygując ten ostatni według naniesionego rejestru czasowego.



Rys. 2

Rys. 2 ilustruje pewne z wypowiedzianych uwag. Jest to część profilu od głęb. 3185 stóp w dół.

Pierwsza wyraźna zmiana formacji występuje na głębokości 3188 stóp przy przejściu z łupku do piaskowca. Głębokość tę uchwycono wskutek przyspieszenia postępu wiercenia i cyrkulacji płuczki z urobkiem na powierzchnię po zatrzymaniu wiercenia w głębokości ok. 2 stopy poniżej stropu piaskowca; obieg płuczki przy zatrzymanym wierceniu utrzymano przez ok. jedną godzinę. Zarządzono na tej podstawie rdzeniowanie całego przekroju piaskowca (ok. 20 stóp) aż do następnej zmiany formacji, tj. przejścia z piaskowca do wapienia (wyraźne zwolnienie postępu rdzeniowania w głęb. 3210 stóp). W czasie rdzeniowania uzyskano wykres postępu rdzeniowania, który wskazuje na niejednolite warunki litologiczne (zmienna porowatość) piaskowca. Można również na tym wykresie stwierdzić ścieranie się i tępienie koronki rdzeniowej. Następnie wiercono ok. 67 stóp w wapieniu z wkładkami warstw łupku. Do głęb. 3272 stóp wiercono tym samym świdrem, który ścierając się coraz bardziej powodował na ogół stopniowe zmniejszanie się postępu wiercenia. Po zmianie świda postęp został zwiększony, a o jakieś 2 stopy później

¹⁾ Op. cit.

nawiercono ok. 4-stopową warstwę łupku, która w głęb. 3278 stóp przeszła w piaskowiec (wyraźne przyspieszenie postępu wiercenia). Następne, wyraźne zwolnienie wiercenia w głęb. ok. 3285 stóp wskazuje na zmianę formacji z piaskowca na wapień, lecz widocznie geolog nie wyciągnął z tego wniosku, nie zatrzymał wiercenia i nie polecił cyrkulowania płuczki.

W rezultacie otrzymał zbyt dużą miąższość piaskowca (od 3278 do 3289 stóp, tj. 11 stóp) zamiast rzeczywistej miąższości (od 3278 do 3284 stóp), to jest 6 stóp. Pomimo że świder przewiercał już wapień otrzymywał on ciągle próbki piaskowca na powierzchni, wskutek opóźnienia próbkowego około 5 stóp, co przy przeciętnym postępie wiercenia tego

odcinka, równym ok. 6 i 1/2 minuty na stopę, daje czasowe opóźnienie próbkowe równe 32 i 1/2 minuty. Znaczy to, że rejestr czasowy wykazał zmianę formacji 32 i 1/2 minuty wcześniej niż próbki urobku wychodzące na powierzchnię.

Z powyższego przykładu widać znaczenie obserwacji postępu wiercenia w zastosowaniu do korekty danych stratygraficznych i innych czynności przy wierceniu obrotowym.

Należy w końcu zauważyć odnośnie rys. 2, że przeciętne opóźnienie próbkowe powyżej głębokości 3290 stóp wynosi około jedną stopę, co może być uznane za dozwoloną granicę błędu, gdyż w tym przykładzie obserwacje postępu wiercenia wykonywane były co jedną stopę.

Dokończenie nastąpi

Prof. Inż. Jan Cząstka

Rozwój wiertnictwa naftowego w Związku Radzieckim

(Odczyt wygłoszony dnia 4. II. 1949 r. z ramienia Tow. Przyjaźni Polsko-Radzieckiej dla pracowników Centrali Produktów Naftowych w Krakowie)

Pierwsze roboty wiertnicze w dawnej Rosji wykonywane były w celu wydobywania solanek, z których następnie uzyskiwano sól. Kiedy zaczęto wiercić za solankami trudno jest ustalić z powodu braku zapisków, że jednak wydobywanie solanek znane było już od dawna, świadczy o tym jeden z zapisków podający, że już w 1181 roku otrzymywano sól z solanek w miejscowości Kadce, w dawnej gubernii kostromskiej. Miejsca, w których odbywało się uzyskiwanie soli z solanek rozrzucone były po całym prawie terytorium dawnej carskiej Rosji.

W dokumencie pochodzącym z 1687 roku (Piscowe Knigi) podane jest, że na terenie „Saliny

wzmianki z tego powodu, że są to właściwie pierwsze wiercenia w dawnej Rosji i że tutaj wiertnictwo zdobyło sobie prawa jako umiejętność, oraz że tutaj wykonano pierwsze narzędzia wiertnicze, a w końcu tutaj wytworzyła się pierwsza rosyjska terminologia wiertnicza.

Na rys. 1 mamy przedstawione urządzenie wiertnicze wraz z rozmieszczeniem robotników w czasie wiercenia na Permskich Salinach z początkiem XIX wieku.

Sposoby wiercenia za solankami nie przyjęły się jednak w dawnej Rosji w poszukiwaniach za innymi minerałami użytecznymi. Metody wiertnicze dla poszukiwań za minerałami użytecznymi w Rosji przejęte zostały z zachodniej Europy, gdzie technika wiertnicza z początkiem XIX wieku osiągnęła już pewien stopień rozwoju.

Znaczny rozwój robót wiertniczych w Rosji zaczął się około 1850 roku, gdy przystąpiono w wielu miastach do wiercenia studni artezyjskich. I tak np. w Leningradzie pierwszą studnię artezyjską odwiercono w latach 1861—1864, zaś w Moskwie z początkiem 1867 roku.

W roku 1857 rozpoczęto wiercenia za węglem w okręgu moskiewskim.

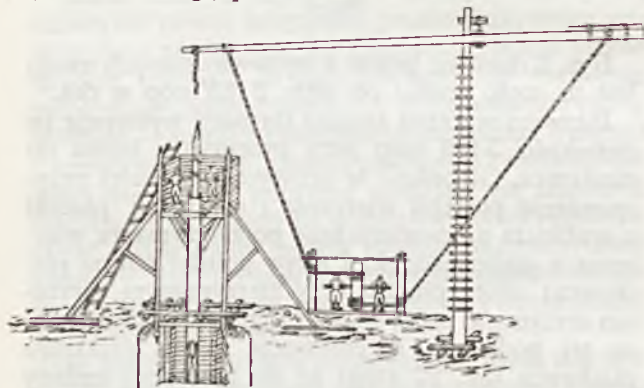
W latach 1869—1877 odwiercono na Krymie otwór do głębokości 370 sążni czyli 789 m.

W r. 1854 rozpoczęto wiercenie udarowe na żerdziach w Uchcie, na północnym Uralu (w rejonie rzeki Peczory), gdzie znane jest już od dawna występowanie ropy naftowej.

Źródła wysączającej się z ziemi ropy naftowej^{1, 2)}, jakoteż wypływy gazów palnych znane były od dawna w licznych punktach dawnej Rosji. Szczególnie znane były już w starożytności źródła ropne i gazowe w Surachanach, miejscowości położonej

¹⁾ C. Engler und H. Höfer: Das Erdöl, II Band, Leipzig, 1909.

²⁾ Dorsey Hager: Fundamentals of the Petroleum Industry, New York and London, 1939.



Rys. 1. Wiercenie otworu na Permskich Salinach
(wg N. I. Szacowa, Burenije neftlanyh skwazin, 1944)

Totemskiej" było już wówczas 100 otworów zasypanych, 27 otworów nieczynnych i 5 otworów czynnych. Saliny w tzw. „Kamskiej Soli" (w dawnej gubernii permskiej) posługiwały się przy wydobywaniu solanek wierconymi otworami. Otwory na permskich salinach, założonych jeszcze w XVII w. odwiercone były ręcznie obrotowo, na sucho. Zabezpieczenie ścian w tych otworach solankowych odbywało się przy użyciu rur wykonanych z drzewa.

Wiercenia na salinach permskich są godne

15 km na północny wschód od Baku. W średnich wiekach istniały tutaj świątynie z płonącymi „wiecznymi ogniami“, a nawet istniała sekta tzw. „czcieli ognia“.

Marco Polo, który w swej podróży do Azji odwiedził również w drugiej połowie XIII wieku Baku, opisuje liczne źródła ropne w tej okolicy¹⁾.

„Święte ognie“ w okolicy Baku były celem licznych pielgrzymek aż do nowszych czasów a świątynie dawnych „czcieli ognia“ w Surachanach zachowały się do obecnych czasów.

Eksploatacja ropy przy użyciu bardzo prostych środków stosowana była tutaj już od dawnych czasów. W latach 1812—1854 wydobyte ropy w okolicach Baku oceniano na 3500 do 4000 ton rocznie.

Pierwsze wiercenia za ropą w Rosji rozpoczęto w r. 1864 w rejonie rzeki Kubań w zachodniej części Kaukazu. Istniały tam już od dawna płytkie szyby kopane, z których czerpano ropę. W roku 1866 dowiercono w dolinie rzeki Kudako koło miejscowości Krymskaja otwór z samoczynną produkcją ropy z głębokości 70 stóp czyli 21,5 m. Był to pierwszy z pomyślnym wynikiem dowiercony otwór ropny w Rosji. Dla utrwalenia pamięci tego pierwszego dowiercenia w miejscu, gdzie znajdował się otwór, ustawiony został później obelisk kamienny w kształcie wieży wiertniczej.

Wiercenia za ropą na półwyspie Apszerońskim, w okolicy Baku, rozpoczęte zostały w r. 1871.

Od roku 1871 zaczęto w Rosji prowadzić statystykę ilości wierceń i ilości uwierconych metrów. W roku 1871 uwiercono 100 m.

Rozpoczęte w okolicy Baku wiercenia doprowadziły w r. 1873 do odkrycia bardzo bogatych złóż ropy naftowej w miejscowościach Bibi-Eibat i Surachany.

W związku z odkryciem tych bogatych złóż ropnych zaczęły powstawać w Baku pierwsze wytwórnie urządzeń i narzędzi wiertniczych.

Początkowo w latach 70-tych XIX wieku stosowane było wiercenie udarowe na żerdziach żelaznych przy użyciu nożyc wolnospadowych. Ten sposób wiercenia przyjął się szczególnie na obszarach naftowych w rejonie Baku i przetrwał tam prawie aż do 1920 roku.

Wiercenie na żerdziach uległo w tym czasie różnym ulepszeniom.

Otwory wiercone udarowo wyróżniały się następującymi cechami:

1. wielka początkowa średnica otworu, dochodząca do 1200 mm (48"),
2. wielka ilość zapuszczonych do otworu kolumn rur wiertniczych (okładzinowych),
3. małe osadzenie tych rur w terenie (nie więcej jak 60 m),
4. kilkakrotne zamknięcie wód głębszych,
5. powolny postęp wiercenia,
6. duży koszt wiercenia.

Wiercenie linowe wprowadzone zostało w Rosji w 1837 roku i zostało po raz pierwszy zastosowane w Ługańsku a następnie w r. 1839 w Orenburgu. Były to jednak oddzielne próby, gdyż wiercenie linowe pomimo wielu usiłowań i ulepszeń nie znalazło w Rosji szerszego zastosowania. Jedynie na

polach naftowych groźnieńskich wiercono na linie aż do 1950 roku.

Pierwszą próbę zastosowania wiercenia obrotowego syst. Rotary podjęto w 1911 roku w Surachanach koło Baku. Na szerszą skalę wprowadzono wiercenie tym systemem dopiero po przeprowadzeniu nacjonalizacji przemysłu naftowego. Od roku 1922 wiercenie obrotowe syst. Rotary zaczęło coraz więcej wypierać wiercenie udarowe na półwyspie Apszerońskim. Wiercenie to okazało się więcej sprawne pod względem technicznym i ekonomicznym w porównaniu z wierceniem udarowym na żerdziach i na linie. W latach 1927—1928 wiercenie obrotowe wyparło z kopalnictwa naftowego w ZSRR wszystkie inne metody wiercenia.

Rozwój wiertnictwa naftowego w ZSRR po nacjonalizacji przemysłu naftowego

W okresie wojny domowej 1917—1918 znaczna część urządzeń wiertniczych na polach naftowych w okolicach Baku uległa uszkodzeniu lub zniszczeniu. Urządzenia uszkodzone wymagały gruntownej naprawy ale nie było części zapasowych.

W 1920 roku przemysł naftowy w Związku Radzieckim został znacjonalizowany. W momencie nacjonalizacji przemysłu naftowego znajdowało się na polach naftowych w okolicy Baku 25 żurawi do wiercenia udarowego i 9 żurawi do wiercenia obrotowego. W wyniku wielkich wysiłków pracowników przemysłu naftowego w październiku 1920 roku zestawiono i puszczono w ruch 71 żurawi wiertniczych, w tym 62 udarowych i 9 obrotowych. Również na polu naftowym Groźny z końcem 1917 roku wskutek wojny domowej wiercenia zostały wstrzymane. W 1919 roku na starym polu w Groźnym odwiercono wszystkiego 77 m. W eksploatacji znajdowało się tutaj wówczas 18 otworów.

Przodującymi w rozwoju techniki wiertniczej i eksploatacyjnej w ZSRR są pola naftowe w rejonie Baku i w Groźnym. Do 1916 roku ruch wiertniczy i eksploatacyjny w Groźnym skupiał się na starej części pola, zaś od r. 1916 zaczął odgrywać coraz poważniejszą rolę obszar nowogroźnieński. Napęd urządzeń wiertniczych w Baku i Groźnym był przeważnie parowy lub za pomocą silników spalinowych.

W historii sowieckiego przemysłu naftowego po jego nacjonalizacji rozróżnia się od stycznia 1921 roku do 1928 roku dwa okresy:

1. okres odbudowy przemysłu w latach 1921—23,
2. okres przebudowy w latach 1924—1927, kiedy planowy rozwój przemysłu naftowego oparty został na zasadach technicznej przebudowy i racjonalizacji wierceń i produkcji.

Do października 1923 roku odbywała się odbudowa zniszczonego przemysłu w rejonie Baku i w Groźnym. W okresie tym powstaje jednolity zarząd wierceń naftowych i rozpoczęło się tworzenie pierwszych sowieckich okręgów naftowych.

Dużą przeszkodą w rozwoju wierceń był wysoki nakład pracy oraz wysokie zużycie materiałów jakoteż niski postęp wiercenia. To stało się przyczyną przejścia z wiercenia udarowego na wiercenie obrotowe.

Postęp wiercenia udarowego wynosił w tym czasie

¹⁾ D. Hager: Op. cit.

około 19 m na żuraw i miesiąc, czyli równał się postępowi wiercenia z 1913 roku. Ale już w maju 1923 roku postęp wiercenia obrotowego osiągnął około 90 m na żuraw i miesiąc. Była to cyfra, której dotychczas nie osiągnięto jeszcze w bakińskim rejonie naftowym.

W latach 1923—1924 zaczyna się przebudowa przemysłu naftowego. Wiercenie metodą udarową schodzi coraz więcej na dalszy plan, wypierane przez wiercenie obrotowe syst. Rotary. W wierceniu obrotowym nastąpiła rekonstrukcja urządzeń wiertniczych i racjonalizacja procesu wiercenia. W r. 1925 wprowadzono termiczną obróbkę świdrów, wprowadzono utwardzanie ostrzy świdrów przy użyciu twardych stopów. W r. 1925 zaczęto stosować twarde stopy wyrobu krajowego, po wypuszczeniu przez trust „Redkie Elementy” stopu zwanego „redelem”.

Wprowadzono w urządzeniach wiertniczych syst. Rotary wyciągi o dwóch prędkościach i zdolności podnoszenia do 75 ton, stoły rotacyjne odkryte z łożyskami kulkowymi, pompy płuczkowe o wymiarach $6\frac{3}{4}'' \times 14''$ i końcowym ciśnieniu tłoczenia dochodzącym do 40 atm. Walka rozgrywająca się pomiędzy udarową a obrotową metodą wiercenia pociągnęła za sobą intensywną racjonalizację poszczególnych elementów procesu wiercenia udarowego, jakoteż i rekonstrukcję urządzeń do tego sposobu wiercenia. Pomimo tego, zalety techniczno-ekonomiczne wiercenia obrotowego powo-
Ilość odwierc. metrów metodą udarową i obrotową (wg Szacowa)

Rok	Wiercenie obrotowe		Wiercenie udarowe w %	Razem w %	Odwiercono tysięcy metrów
	Rotary w %	Turbino-we w %			
1913				100	276,6
1920/21	33,9	—	66,1	100	5,9
1921/22	57,6	—	42,4	100	19,1
1922/23	27,5	—	72,5	100	69,7
1923/24	26,2	—	73,8	100	123,2
1924/25	41,2	0,5	58,3	100	182,2
1925/26	50,3	0,5	49,2	100	287,9
1926/27	57,6	1,1	41,3	100	531,7
1927/28	70,7	2,0	27,3	100	362,1
1928/29	78,8	2,3	18,9	100	446,0
1929/1930	83,8	2,2	14,0	100	585,0
jeden kwartał	87,3	2,3	10,4	100	170,5
1930	85,2	2,0	12,8	100	639,3
1931	89,1	2,0	8,9	100	707,4
1932	94,1	2,6	3,3	100	744,6
1933	97,3	1,2	1,5	100	835,5
1934	98,4	0,9	0,7	100	1254,8
1935				100	1500,6
1936				100	2109,2
1937				100	1908,1
1938				100	1629,2
1939				100	1639,1
1940				100	1823,9

dowały coraz większe rozpowszechnianie się tego sposobu wiercenia na polach naftowych Związku Radzieckiego, tak że w końcu doprowadziło to do zupełnego wyparcia metody wiercenia udarowego z pól naftowych ZSRR. Ilość przewierconych metrów metodą udarową obniżyła się w tym czasie z 75% na 27% (tablica).

Wiercenie obrotowe syst. Rotary wykazało w porównaniu z wierceniem udarowym w danym okresie następujące zalety: uproszczenie zarurowania odwiertów, zmniejszenie objętości wydobywanego urobku, zmniejszenie rozchodu rur wiertniczych, przyspieszenie i potaniecie procesu wiercenia. Jeżeli np. przyjmie się koszt rur wiertniczych rozchodowanych na 1 m odwierconego otworu w Baku w latach 1923—1924 jako 100%, to w latach 1927—1928 koszt ten obniżył się do 40% czyli prawie 2,5 razy. Zamiast dotychczasowego łożowania wprowadzono cementowanie rur metodą Perkinsa przy użyciu osobnych agregatów do cementowania. Skrócono okres oczekiwania na stwardnienie cementu z 21 na 14 dni.

Rozpoczęto stosowanie żurawi rotacyjnych o trzech i czterech prędkościach, wprowadzono napęd elektryczny urządzeń wiertniczych, tak że z końcem 1928 roku na polach naftowych w rejonie Baku 40% a w Groźnym 60% żurawi do wiercenia obrotowego syst. Rotary posiadało już napęd elektryczny.

W r. 1925 inż. M. M. Skworcow skonstruował automatyczne popuszczadło przy wierceniu syst. Rotary¹⁾.

W latach 1924—1925 odwiercono obrotowo w rejonie Baku, po raz pierwszy w Związku Radzieckim, otwór na morzu Kaspijskim w pobliżu zatoki Ilicza na specjalnie utworzonej wysepce. Otwór ten dał produkcję ropy z głębokości 461 m.

W r. 1924 zaczęto stosować w ZSRR wiercenie śrutowe. Wyrób śrutu krajowego rozpoczął się w 1929 roku.

W 1929 roku zakłady „Elektrostal” wypuściły stop twardy pod nazwą „pobiedit”. W roku 1930 jakość twardych stopów wyrabianych w Związku Radzieckim została ulepszona do tego stopnia, że można było zaniechać przywozu tych materiałów z zagranicy.

W 1928 roku przystąpiono w ZSRR do wyrobu żurawi do wiercenia obrotowego, rdzeniowego typu Craelius. W r. 1939 rozpoczął się w Związku Radzieckim wyrób żurawi przewoźnych do wiercenia obrotowego.

¹⁾ Inż. Zbigniew Szwabowicz: Z doświadczeń wiertnictwa naftowego w ZSRR, Przemysł Naftowy, Zeszyt 24, Lwów 1934.

Dokończenie nastąpi

Inż. Józef Ostaszewski

Pompa głębina KOW

Problem pomp w latach powojennych był zagadnieniem piekącym, gdyż w wielu wypadkach produkcja ropy była ograniczona właśnie z powodu

braku tychże. Zaczęto wówczas szukać nowych dróg, w rezultacie czego zaprojektowano szereg konstrukcji i wykonano próbne partie kilku róż-

nych typów pomp. Pompy te nie spełniły jednak swego zadania w sposób zadowalający. Głównymi przyczynami tego stanu było użycie nieodpowiednich materiałów, brak doświadczenia wytwórców, brak norm odbioru oraz odbioru technicznego.

Na konferencji w Gliniku Mariampolskim w r. 1946 postanowiono budować najprostsze pompy typu Jareckiego z tłokiem stalowym oraz nadal stosować do głębszych odwiertów pompy wpuszczane.

Po przestudiowaniu szczegółów konstrukcyjnych pomp typu Jareckiego, produkowanych w różnych krajach, opracowaliśmy nowy typ, który łączyłby zalety różnych szczegółów a był najprostszy w budowie.

Materiały do budowy dobierano bardzo starannie, w rezultacie czego zastosowano 6 gatunków stali oprócz żeliwa, miedzi i skóry. Pompa R2" ulegała stopniowym ulepszeniom tak pod względem konstrukcji jak i wykonania. Dotychczas wykonano ponad 1000 sztuk tych pomp w Zakładach Południowych w Stalowej Woli¹⁾.

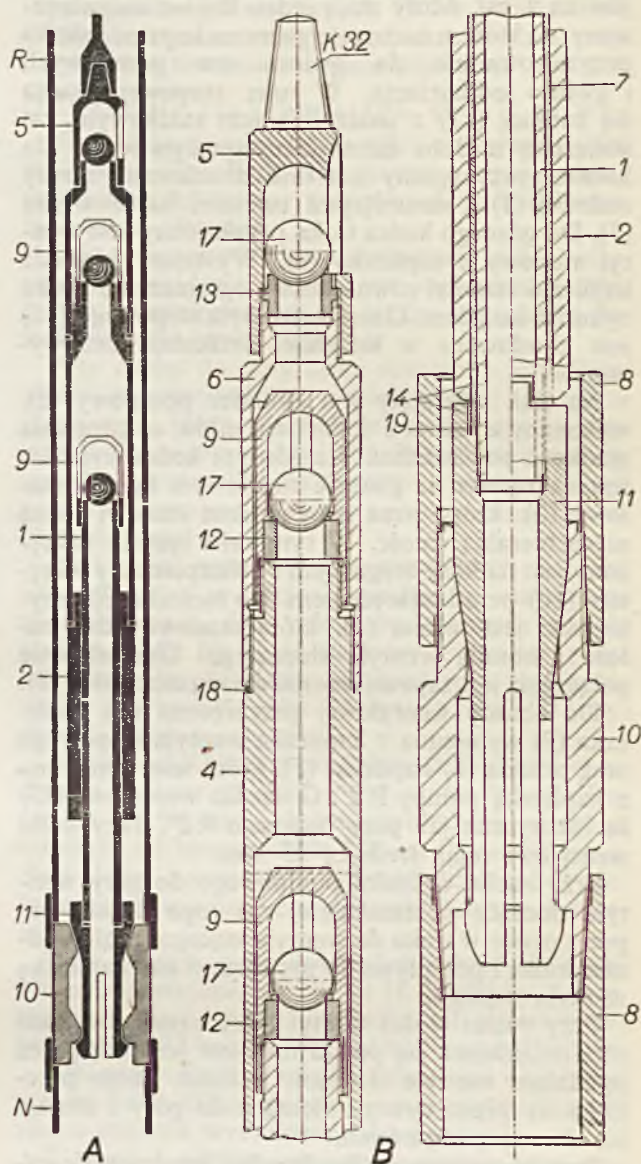
Przystępując do konstrukcji pomp wpuszczanych, wykorzystaliśmy doświadczenia uzyskane przy produkcji pomp R2" oraz doświadczenia ruchowe z pompami K₁, budowanymi z inicjatywy inż. Częstki. Pompy wpuszczane zostały zaprojektowane przez inż. J. Ostaszewskiego i St. Wilka — stąd ich nazwa KOW.

Pompa KOW przeznaczona jest przede wszystkim dla odwiertów głębszych do 2000 m; w otworach płytkich pracuje ona również dobrze. Mimo że jest droższa od pomp R2" i ma mniejszą wydajność, posiada zalety, które pozwalają jej konkurować skutecznie z innymi pompami tak pod względem ruchowym jak i ekonomicznym, a mianowicie:

1. W czasie zapuszczania, części precyzyjnie obrabione nie są narażone na uszkodzenia o rury.
2. W wypadku uszkodzenia wyciąga się całą pompę łącznie z cylindrem na drutach pompowych, bez potrzeby wyciągania rur pompowych, co jest szczególnie ważne przy głębokich otworach i skutecznie skraca czas potrzebny do przeciągania.
5. Pompa zbudowana jest do pracy na długim skoku (1000 mm), co jest konieczne przy indywidualnym pompowaniu.
4. Obciążenie przewodu pompowego a tym samym transmisji i kieratu jest mniejsze.
5. Oddzielnik piasku lub filtr można łatwo przepłukać bez wyciągania pompy.
6. Pompa KOW jest szczególnie pożądana w odwiertach pozostających w zasięgu Marietty, które produkują z przeciwnością. W wypadku konieczności wymiany pompy typu rurowego, np. typu Jareckiego, musimy ciągnąć rury pompowe, co pociąga za sobą konieczność otwarcia głowicy. Wówczas powietrze względnie gaz, znajdujące się pod ciśnieniem złoża w wysokości kilku względnie kilkunastu atmosfer, uchodzi przez szereg godzin i wprowadza zaburzenia w działaniu Marietty. W wypadku tym praktykowano zalewanie otworu

ropą w ilości kilkunastu ton, by stworzyć przeciwności, które nie pozwoliłyby uchodzić gazom.

Przy stosowaniu pompy KOW wystarczy wyciągnąć pompę w całości, nie ruszając rur pompo-



A-Schemat, B-Rysunek konstrukcyjny
Numery na rysunku odpowiadają numerom fabrycznym części składowych pompy
Rys. 1. Pompa wgłębna KOW

wych. Ropa znajdująca się w rurach pompowych spłynie częściowo do otworu, zaś reszta utworzy w rurach słup płynu, odpowiadający ciśnieniu gazów i zamknie automatycznie wszelki ich wpływ. W ten sposób zaoszczędza się wiele czasu, pracy i kosztów.

Opis i działanie pompy

Pompa KOW jest pompą wpuszczaną, odwróconą. Można ją w całości wpuścić i wyciągnąć na drutach pompowych bez rozkręcania rur.

Pompa jest odwrócona, gdyż tłok jest nieruchomy, osadzony na końcu rur pompowych, zaś cylinder zawieszony na drutach porusza się po tłoku (rys. 1).

¹⁾ Przy konstrukcji tej pompy pracowali: A. Mikucki, inż. J. Ostaszewski, St. Wilk i Sadowski, zaś w Stalowej Woli opracowali wykonanie Szaniawski, Ratajski i Poczobut.

Pompę łączy się z rurami pompowymi przy pomocy tulei stopowej (10), przykręconej do rur pompowych przy pomocy mufy (8). Gwinty tulei stopowej wykonane są według norm API dla rur 2", tak samo jak przy pompach R2" i posiadają 11½ zwojów na 1 cal. Mufy mają jeden koniec niegwintowany, na którym nacina się gwint na kopalni o skoku przystosowanym do gwintu rur pompowych i gwintu oddzielacza. W tulei stopowej osadza się kotwicę (11) z uszczelnieniem stożkowym, zakończoną u dołu zatrząskiem sprężynowym. Do kotwicy przykręcony jest tłok, zbudowany z rury stalowej (1) z nasuniętymi tulejami hartowanymi (7). Do górnego końca tłoka przykręcony jest wentyl stopowy z kapliczką (9). Wystająca krawędź kapliczki stanowi równocześnie ograniczenie skoku cylindra ku górze. Gniazdo wentyla stopowego (12) jest zbudowane w kształcie pierścienia bez występów.

Na tłok nasunięty jest cylinder pompowy (2), wykonany z żeliwa z dodatkiem niklu, co zapewnia gładkość powierzchni. Na górnym końcu cylindra jest nakręcony na gwincie stożkowym łącznik stalowy (3), który wraz z cylindrem stanowi jedną nierozbieralną całość. W tym celu łącznik nakręcony jest na kicie stygnącym i zabezpieczony wkrętem (16) przed odkręceniem. Do łącznika (3) przykręcona jest osłona (4), która stanowi jedną całość z obsadą wentyla tłoczącego. Uszczelnienie połączenia jest zapewnione miedzianą uszczelką (18).

Do obsady wentylowej przykręcona jest kapliczka (9) wymienna z kapliczką wentyla stopowego oraz obsada (6) kapliczki (5), która jest wymienna z kapliczką pompy R2". Gniazda wentylowe (13) są identyczne jak przy pompach R2". Trzy kulki wentylowe mają średnicę 25 mm.

Przy ruchu cylindra pompowego do góry wentyle tłoczące są zamknięte, zaś ropa dostaje się przez otwór w tłoku do wentyla ssącego, gdzie podnosi kulki i przepływa do przestrzeni nad kapliczką wentyla ssącego.

Przy ruchu do dół wentyl ssący zamyka się, zaś ropa znajdująca się ponad nim jest ścisnana przez opadające wentyle tłoczące, wskutek czego przeciska się przez wentyle tłoczące do góry i dostaje się do rur pompowych.

Przy następnym ruchu do góry, unoszący się cylinder wypiera ropę w rurach do góry.

Główne wymiary pompy KOW:

Długość całkowita (zesunięta)	minim. 3500 mm
" "	(rozciągnięta) maks. 4700 mm
Skok całkowity	1400 mm
Skok użyteczny	1000 mm
Średnica tłoka	52,5 mm
Najmniejszy przelot w tulei stopowej	35 mm
Średnica zewnętrzna pompy	46 mm
Średnica zewnętrzna mufy	72 mm
Czop stożkowy do łączenia pompy z żerdzią	Kal. 52K.

Znakowanie. Na pompie wybity jest typ pompy KOW, znak fabryczny ZP., Nr kolejny łamany przez rok, np.

KOW
ZP 7/48

Regeneracja odbywa się przez wymianę tulejek hartowanych na tłoku na większe oraz przeszlifowanie cylindra na wymiar 55 mm średnicy. Następna regeneracja przeprowadzona jest przez szlifowanie tłoka do pierwotnego wymiaru 52,5 mm średnicy oraz wymianę cylindra na nowy. W ten sposób regeneracja może odbywać się wielokrotnie.

Zapuszczanie pompy

Pompa opakowana jest w drewnianą skrzynkę, opatrzoną numerem kolejnym pompy.

Po wyjęciu pompy ze skrzynki w warsztacie, odkręca się obydwie mufy z obsady i gwintuje według gwintu na rurach pompowych.

Następnie odkręca się tłok z kotwicy i wybija kotwicę z obsady, uderzając od spodu przez drewniany kołek.

Kotwicę przykręca się z powrotem do tłoka, docinając na uszczelce miedzianej i wkłada do skrzyni z powrotem, w której zawozi się ją do odwiertu.

Przy odwiercie skręca się tuleję stopową z oddzielaczem piasku i gazu w dolnym końcu, zaś z rurami pompowymi w górnym.

Górny koniec tulei posiada stożkowy szlif, zaś koniec dolny ostre podtoczenie. Należy uważać, by tulei nie przykręcić odwrotnie.

Całość zapuszcza się na rurach na żadaną głębokość, kalibrując rury kołkiem stalowym. W tym celu wkłada się od strony mufy do każdej rury po kolei wałek stalowy o średnicy 48 mm i długości 300 mm. Gdy rurę dźwiga się do góry, wałek przełatuje przez całą rurę i wypada drugim końcem. Po zakończonym zapuszczaniu wlewa się do rur pompowych 1—2 wiaderka ropy, by przemyć je na całej długości.

Po zapuszczeniu i przepłukaniu rur pompowych wyjmuje się pompę ze skrzyni, przykręca do żerdzi pompowych i uważając, by jej nie zabrudzić, zapuszcza do rur pompowych. Gdy pompa oprze się na spodzie, wówczas pomału podciąga się ją do góry na wysokość skoku pompy, tzn. około 1,5 m, by sprawdzić czy zaczep trzyma, tzn. czy kotwica wskoczyła na swoje miejsce. Ażeby wyrwać kotwicę z tulei trzeba użyć siły ponad 200 kg, więc przewód napręży się, co łatwo jest zauważyć. Gdyby kotwica nie trzymała, wówczas trzeba lekko uderzyć przewodem o dno przy opuszczaniu. W końcu zapina się przewód pompy do wahacza, znajdującego się w dolnym martwym punkcie, przy czym pompa musi być podciągnięta do góry o 20 cm.

Wyciąganie pompy

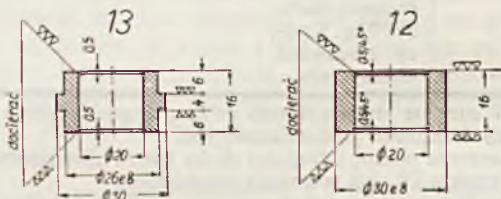
Gdy przewód pompy podciągniemy na 1,5 m wówczas napotkamy na silny opór, na który składa się siła zaczepu oraz ciśnienie płynu. Po przewyższeniu tego oporu cała pompa wychodzi lekko do góry, a płyn spływa do otworu.

Moment ten można wykorzystać do przepłukania oddzielacza bez wyciągania całego przewodu. Po przepłukaniu pompę osadza się z powrotem na swoim miejscu.

Chcąc rozebrać pompę, celem wymiany gniazda wentyla stopowego, rozkręca się połączenie cylindra (2) z osłoną (4) w połowie długości w miejscu, gdzie jest widoczna uszczelka miedziana. Po ścią-

gnięciu górnej części odkręca się kapliczkę (9). Po odkręceniu kapliczki można ściągnąć cylinder z tłoka.

Górny wentyl jest widoczny, zaś chcąc dostać się do wentyla środkowego, trzeba najpierw odkręcić obsadę kapliczki (6) w miejscu, gdzie jest uszczelka miedziana. Gniazdko wentylowe po zużyciu jednej strony odwraca się, sprawdza szczelność kulki i gniazdko oraz zakłada do dalszej pracy. Po całkowitym zużyciu wymienia się gniazda na nowe w magazynie. Ponieważ używa się 3 typów gniazdek przy pompach R2" i KOW, więc trzeba zaznaczyć w zamówieniu typ gniazdek, a mianowicie (rys. 2):



Rys. 2. Gniazdko wentylowe

- 1) gniazdko wentylowe walcowe, kal. 30 lub
- 2) gniazdko wentylowe z obrzeżem, kal. 26.

Gniazdko zniszczone należy odsyłać do Instytutu Naftowego w Krośnie z następującą adnotacją: głębokość otworu, czas pracy gniazdko, rodzaj ropy i zanieczyszczeń (solanka, piasek) w celu przeprowadzenia badań nad polepszeniem jakości tychże.

Usuwanie uszkodzeń

Zauważone usterki	Przyczyna i usunięcie
Po przerwie w ruchu pompa nie wynosi płynu przez pewien czas.	Wybite gniazda wentylowe. Wyciągnąć pompę i sprawdzić stan gniazdek. Gniazdko posiadające wyzerki odwrócić, sprawdzić szczelność kulki, pompę zmontować i zapuścić, gdy gniazdko są zużyte, wymienić na nowe, oryginalne z magazynu.
Wydajność pompy spada gwałtownie.	Zaparafinowane sito lub oddzielnice. Podnieść pompę tak, by kotwica wyskoczyła z zatrzasku. Następnie przepłukać oddzielnice. Osadzić pompę i pompować.
Po zabiegu jak wyżej mała wydajność.	Pompa zaparafinowana. Wyciągnąć i przedmuchać parą. W wypadku braku pary rozebrać i wyczyścić.
Kotwica nie chwytta przy zapuszczaniu.	Tuleja stopowa fałszywie zmontowana. Wyciągnąć rury i odwrócić tuleję.

Wysokość zawieszenia pompy

Wysokość zawieszenia pompy oraz okresy pompowania ustala się na podstawie pomiarów szybkości wznoszenia się słupa ropy w odwiercie, które wykonuje się kołowrotem pomiarowym oraz na podstawie pomiaru ciśnienia złoża, przy pomocy ciśnieniomierza wgłębnego.

Wysokość zawieszenia powinna być tak dobrana, by zapewniała przykrycie złoża ropą, z drugiej strony powinna zapewnić najkorzystniejsze warunki produkowania („Nafta” nr 6, 1947 r.).

W wypadku, gdy otwór produkuje nieznaczną ilość wody, należy stosować urządzenie systemu kier. A. Bani, które zapewnia ściągnięcie wody z dna odwiercia mimo wyższego zawieszenia pompy.

W nowodowierconych odwiertach, które produkują dosyć duże ilości piasku powinno się stosować przy ropach bezparafinowych automatyczne oddzielnice piasku i gazu systemu autora, które zapewniają długi żywot pompy przez dokładne oczyszczenie ropy z piasku („Nafta” nr 12, 1947 r.). Oczywiście oddzielnice pracuje tak długo, dopóki cała noga i otwór nie zostanie zasypana piaskiem.

Obliczenie rzeczywistego skoku pompy

Skok tłoka pompy jest zwykle mniejszy niż skok laski. Powodem tego zjawiska jest sprężyste wydłużanie się drutów pompowych pod wpływem zmiennych obciążeń.

Gdy przewód pompy porusza się w dół, wówczas siła na lasce równa jest ciężarowi drutów i tłoka, pomniejszonemu o ciężar ropy, która została wyparta przez przewód.

Przy ruchu do góry laska obciążona jest siłami wyżej wymienionymi, powiększonymi o ciężar słupa ropy, który spoczywa na tłoku; oprócz tego musi laska przezwyciężyć siłę dynamiczną, tj. wyrzucić siłę potrzebną na ruszenie z miejsca całego przewodu pompowego wraz z ropą w rurach pompowych, oraz tarcie.

Obliczenie matematyczne powyższych sił oraz ich wpływ na wydłużenie przewodu jest sprawą skomplikowaną. Dla celów praktycznych zostały podane tabele Nr I i II, na których można wprost odczytać długość skoku na spodzie, a następnie znając rzeczywisty skok odczytać z tabeli III wydajność dzienną pompy.

Przykład. Odwiert produkuje 3500 kg ropy na dobę o ciężarze wł. 0,82, z głębokości 700 m. Kierat ma 15 obr./min., skok kieratu 60 cm, odległość odwiercia od kieratu około 100 m. Obrac odpowiednie druty pompowe i obliczyć zdolność wydobywczą pompy oraz czas potrzebny do spompowania ropy.

Jakie żerdzie pompowe należy obrac dla głęb. 700 m odczytujemy z tabl. I i II. Widzimy, że wystarczają druty o średn. 16 mm ze stali o granicy wytrzymałości 37 kg/mm² wg polskich norm PN 0016. Ponieważ odległość między odwiertem a kieratem wynosi tylko 100 m, możemy nie uwzględnić straty skoku wskutek wydłużania się transmisji.

Z tabeli I odczytujemy stratę skoku, która wynosi 8 cm. Skok rzeczywisty na spodzie wynosi 60—8 = 52 cm.

Z tabeli III odczytujemy wydajność dzienną pompy w litrach dla 14 i 16 skoków na minutę oraz dla długości skoku 50 cm. Z tego wynika, że wydajność pompy przy 15 skokach/min. wyniesie $(6850 + 7800) : 2 = 7350$ litr/dobę. Zdolność wydobywczą pompy wynosi $7350 \cdot 0,82 = 6050$ kg/dobę.

Ponieważ odwiert produkuje tylko 3500 kg, więc czas potrzebny dla spompowania ropy wynosi

$$\frac{3500}{6050} \cdot 24 = 14 \text{ godzin.}$$

Rzeczywisty czas będzie nieco krótszy, albowiem przyjęliśmy do obliczenia skok pompy 50 cm zamiast 52 cm, poza tym nowa pompa posiada sprawność większą jak 0,85.

Pompa KOW próbowana jest na wytrzymałość

Pompa KOW dla rur pompowych 2", średnica cylindra 32,5—33 mm. Druty pompowe o średnicy 16 mm o przekroju 200 mm². Końce stożkowe kal. 32 K. Tabela I

1	Głębokość zapuszczenia pompy w metrach	500	600	700	800	900	1000	1100	1200	1300	1400	1500
2	Strata skoku na spodzie — cm, dla ropy o c. g. 0,82 — cm ³) .	4	6	8	10	13	15	18	22	25	29	34
3	Obciążenie laski z doliczeniem 7% na siły dynamiczne i 5% na tarcie — kg ²)	1200	1400	1700	1900	2200	2400	2600	2900	3100	3500	3600
4	Stal na druty pompowe ³) . . .	PN 0016, cecha C16 Rr = 37—50 kg/mm ² , dopuszczalne obciążenie drutu 2300 kg. Końce zgrzewane kuźniczo.						PN—0035, cecha T35 Rr = 50—60 kg/mm ² , dopuszczalne obciążenie drutu 2800 kg. Końce zgrzewane elektrycznie		Stal stopowa		

¹) Wpływ tarcia uwzględniono w wysokości 5%. Wydłużenia rur nie uwzględniono gdyż pompa, powinna być zakotwiczona. Ze względu na zmienne siły dynamiczne cyfry należy traktować jako orientacyjne.

²) Siły dynamiczne są funkcją obrotów kieratu, głębokości zapuszczenia pompy i długości skoku (patrz „Bohrtechniker Zeitung“, 1940, zeszyt 12 oraz „Oil and Gas Journal“, 10. VI 1948). Przyjęte 7% jest wartością przybliżoną.

³) Dopuszczalne obciążenie przyjęto w wysokości 50% minimalnej granicy plastyczności, co daje współczynnik bezpieczeństwa około 2.

Pompa KOW dla rur pompowych 2", średnica cylindra 32,5—33 mm. Druty pompowe o średnicy 19 mm o przekroju 285 mm². Końce cylindryczne kal. 38 Tabela II

1	Głębokość zapuszczenia pompy w metrach	800	900	1000	1100	1200	1300	1400	1500	1600	1700	1800
2	Strata skoku na spodzie — cm ¹)	7	9	11	13	16	19	22	25	28	32	36
3	Obciążenie laski z doliczeniem 7% na siły dynamiczne i 5% na tarcie — kg ²)	2600	2900	3200	3500	3800	4100	4400	4700	5000	5300	5700
4	Stal na druty pompowe ³) . . .	PN-0016, cecha C16 Rr = 37—50 kg/mm ² . Dopuszczalne obciążenie drutu 3250 kg. Końce zgrzewane kuźniczo					PN-0035, cecha T35. Rr = 50—60 kg/mm ² . Dopuszczalne obciążenie drutu 4000 kg.		Stal stopowa wysokiej wytrzymałości			

¹) ²) ³) jak pod tabelą I.

Wydajności pompy KOW na dobę dla przyjętej sprawności 0.85

Tabela III

Skok pompy na spodzie cm	Objętość skokowa litr. na skok	Ilość skoków na minutę							
		9	12	14	16	18	20	22	24
		litrów na dobę							
20	0,14	1 800	2 350	2 700	3 150	3 500	3 900	4 300	4 700
30	0,20	2 650	3 500	4 100	4 700	5 250	6 850	6 450	7 050
40	0,27	3 500	4 700	5 500	6 250	7 000	7 850	8 500	9 450
50	0,34	4 400	5 850	6 850	7 800	8 500	9 800	10 800	11 700
60	0,41	5 250	7 050	8 150	9 350	10 500	11 700	12 900	14 100
70	0,48	6 150	8 250	9 600	11 000	12 300			
80	0,54	7 050	9 400	11 000	12 500	14 000			
90	0,61	7 900	10 500	12 500	14 000	15 800			
100	0,68	8 850	11 700	13 700	15 600	17 500			

i szczelność przy 200 atm. nadciśnienia. Wykonane dotychczas pompy pracują zadawalająco.

The KOW Type Deep Well Pump Summary

The new type of deep well pump of 2 inch of diameter known as „KOW“ type, produced by the factory „Zakłady Południowe“ in Stalowa Wola, gives great savings and has many advantages which facilitates the work in oil wells service.

The included table shows the productiveness of the pump in litres in 24 hours for different numbers of strokes in minute. This pump has a piston of the diameter of 32,5 millimeters and the length of the stroke of 1000 mm. The total length of the pump amounts 5300 mm.

The pump suspended is lowered into the well on 2 inch tubing.

The pump is submitted for a proof of strength and compactness for 200 atm pressure.

Władysław Dubis

Wykrywanie nieszczelnych miejsc w zakopanych rurociągach

Jakość wykonania gazociągów sprowadza się do zapewnienia jak najdłuższego okresu trwania ich niezawodnej i bezpiecznej eksploatacji. Jednym z szczególnie ważnych zadań przy eksploatacji gazowych urządzeń jest zapobieganie i usuwanie nieszczelności gazociągów, powodujących oprócz strat gazu nieszczęśliwe wypadki eksplozji i pożaru.

Wykrycie miejsca pęknięcia lub dziury na gazociągu ułożonym w ziemi i zasypnym nie należy do zadań łatwo osiągalnych, gdyż nawet doświadczeni fachowcy nie potrafią ustalić przybliżonego miejsca nieszczelności gazociągu bez specjalnych przyrządów.

Do wykrycia nieszczelności i wskazania miejsca, gdzie należy odkopać uszkodzony gazociąg, używa się kilku odmian przyrządów (indykatorów) określających, rejestrujących i sygnalizujących obecność gazów w badanej przestrzeni. W tym celu używa się również chemicznych odczynników reagujących na węglowodory, a często i przyroda jest pomocna przy ustalaniu nieszczelnych miejsc gazociągu — okres roztopów wiosennych i ulewnych deszczów w lecie, pożółkłe trawy, uschnięte drzewa, a wreszcie niezależne od przyrody i pory roku, groźne w skutkach, nieszczęśliwe zdarzenia eksplozji i pożaru, powstałe z iskry lokomotywy lub nieświadomego zbliżenie otwartego ognia do miejsca, gdzie gaz uchodzi.

Jak już powiedziano, nie łatwo jest wskazać miejsce nieszczelności gazociągu bez specjalnych przyrządów. I jeśli przy budowie gazociągu nie umieszczono na trasie tzw. ssączek-odwietrzników, przy pomocy których również można określić miejsce nieszczelności, wówczas kierując się tylko powonieniem, odkopujemy gazociąg w kilku punktach, przerzucając dziesiątki m³ ziemi z miejsca na miejsce. Żmudne te prace, zwłaszcza w okresie zimy, przy zamrożonej ziemi, trwają kilka tygodni i często bez rezultatu. Rezygnując z dalszego po-

szukiwania w zimie — pracę odkłada się do wiosny, a w międzyczasie tysiące m³ cennego gazu uchodzi w powietrze.

Ułatwieniem tych prac, w których wyniku zlikwiduje się nieszczelność gazociągu w każdej porze roku i w krótkim czasie zapobiegnie się stratom gazu, jest łatwy i zasługujący na uwagę sposób zalecany przez zagraniczną literaturę fachową.

W celu wykrycia nieszczelności gazociągu wybija się łomem otwory w ziemi co 2—4 m wzdłuż trasy badanego odcinka i do głębokości nieco mniejszej, jak ułożono gazociąg. W wybite otwory wstawia się zwykle stalowe rury o średn. $\frac{3}{4}$ " lub 1" i długości wystającej ponad ziemię około 0,5 m. W rury te wprowadza się po kolei przewód gumowy, połączony z aparatem określającym lub wskazującym obecność gazu.

Przy braku aparatów do wskazywania uchodzącego z gazociągu gazu, w rury wstawione w ziemię, opuszcza się zawieszoną na drucie rurkę szklaną o średnicy 6—8 wewnątrz której u dołu umieszcza się biały papier filtracyjny, nasycony roztworem palladawym lub innym, reagującym na węglowodory.

Nasyconie papieru roztworem nie powinno być obfite, a wymiary poszczególnych płatków papieru winny wynosić około 5 cm².

Do szklanej rurki wprowadza się papierek zwinięty w trąbkę, o brzegu w dolnym końcu zawiniętym do środka tak, ażeby można było do wysuszonego papieru dodać kilka kropel roztworu ewentualnie wody.

Jeśli papier umieszczony w szklanej rurce, zanurzony w rurę stalową, przybierze w czasie 15—30 minut kolor brązowy lub czarny, świadczy to o uchodzeniu gazu w tym miejscu lub w jego pobliżu.

Jest to zatem w zastosowaniu prosty i niezawodny sposób szybkiego wykrywania i likwidowania strat gazu, spowodowanych nieszczelnościami gazociągu.

Inż. Stefan Niementowski

Nowoczesna aparatura laboratoryjna i półtechniczna dla przemysłu rafineryjnego

Dokończenie

Aparatura dla procesu odparafinowania

Nowoczesny proces odparafinowania odbywa się w roztworze rozpuszczalników, które w niskich temperaturach rozpuszczają węglowodory ciekłe, a nie rozpuszczają — względnie tylko w niewielkim stopniu — węglowodory stałe.

Współczesna technika przeróbki stosuje następujące rozpuszczalniki do procesu odparafinowania:

- 1) propan,
- 2) mieszanina benzolu i ketonów (aceton, metyloetyloketon lub metylobutyloketon),
- 3) mieszanina benzolu i węglowodorów chlorowanych.

Oddzielenie parafiny odbywa się na filtrach obrotowych o budowie zamkniętej lub na wirówkach. Przy rozpuszczalnikowym procesie odparafinowania

zarówno kontrola laboratoryjna jak i prace doświadczalne dla opracowania warunków procesu są stosowane w bardzo szerokim zakresie. Kontrola laboratoryjna powinna obejmować między innymi:

- badanie koncentracji rozpuszczalnika w roztworze,
- badanie wpływu koncentracji na szybkość filtracji, wydajność oleju, stygność oleju i rozpiętość pomiędzy temperaturą stygności i temperaturą oziębienia roztworu,
- oznaczenie wydajności i stygności oleju w zależności od szybkości filtracji (należy zaznaczyć, że szybkość filtracji oznaczona w laboratorium jest także miarą wydajności oleju otrzymanego na wirówkach),
- oznaczenie optymalnej temperatury oziębienia roztworu dla danego oleju,
- oznaczenie wpływu dodatków (paraflow, asfalteny itp.) na proces odparafinowania.

Przy rozpuszczalnikach składających się z mieszaniny ketonów lub węglowodorów chlorowanych i benzolu jest ważne dokładne określenie optymalnego stosunku benzolu do zasadniczego rozpuszczalnika dla każdego rodzaju oleju przy uwzględnieniu temperatury oziębiania roztworu. Oznaczenie powyższe jest ważne dlatego, ponieważ przede wszystkim ketony, a w niskich temperaturach również węglowodory chlorowane działają jako rozpuszczalniki selektywne i wskutek tego mogą wydzielać z roztworu oprócz fazy stałej (parafiny) także i fazę ciekłą, zawierającą cenne węglowodory nasycone o dobrym indeksie wiskozowym. Dodatek benzolu niweluje działanie selektywne tych rozpuszczalników. Jeśli chodzi o sam benzol, to duży wpływ na jego działanie ma stosunek benzenu do toluenu, gdyż w niższych temperaturach następuje krystalizacja benzenu wraz z parafiną, a przez to roztwór wzbogaca się w keton i jako wtórny objaw następuje wydzielanie fazy ciekłej z roztworu. Zadanie toluenu polega na zmniejszeniu dążności benzenu do krystalizacji.

Wobec powyższych zjawisk dla instalacji stosującej wyżej wymienione rozpuszczalniki jest niezwykle ważne oznaczenie tzw. punktów zmetnienia roztworu.

Przy oznaczaniu rozróżnia się trzy punkty zmetnienia, a mianowicie tzw. punkt „parafinowy”, „olejowy” i „benzenowy”. Obraz wydzielonych zawiesin przy każdym punkcie jest inny, tak że wprawny eksperymentator może dokładnie oznaczyć, jaki rodzaj zmetnienia zachodzi w danej temperaturze.

Zmetnienie „parafinowe” występuje zawsze przed zmetnieniem „olejowym”. Przy zmetnieniu „olejowym” zawiesiny po wydzieleniu się łączą się w wyraźną fazę ciekłą, która oddziela się od roztworu. Aby zmetnieniem „parafinowe” (przy olejach silnie parafinowych) nie zamazywało obrazu zmetnienia olejowego usuwa się zwykle z badanego oleju najpierw większość parafiny w takich warunkach, które wykluczają wydzielanie się fazy ciekłej, a następnie oznacza się punkty zmetnienia „olejowego” w danym roztworze.

Zmetnieniu „benzenowemu” towarzyszy zatrzymanie spadku temperatury podobnie jak przy oznaczeniu kryoskopowym.

Zawartość wody w rozpuszczalniku ma wpływ na punkt zmetnienia „olejowego”. Woda zmniejsza rozpuszczalność ketonu i podwyższa punkt zmetnienia.

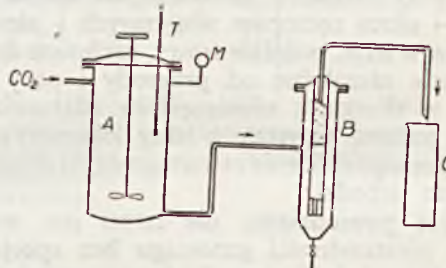
Dostosowując się do powyższych warunków aparatura laboratoryjna winna składać się przede wszystkim:

- z aparatów filtracyjnych do oddzielenia parafiny (petrolatum) od roztworu oraz oznaczenia szybkości filtracji, wydajności filtratu itp.,
- z aparatów do oznaczenia punktów zmetnienia.

Aparatura laboratoryjna (aparat do filtracji)

Laboratoryjny aparat filtracyjny powinien być tak skonstruowany, aby filtracja przebiegała pod zamknięciem. Przy stosowaniu propanu jako rozpuszczalnika jest to nieodzowne, przy innych rozpuszczalnikach — wskazane.

Powierzchnia filtracyjna może być rozprowadzona na ścianach dysku (leave) lub walca (rura perforowana), naśladując odpowiednie elementy w filtrach ruchowych. Dysk lub walec perforowany, obciążony płótnem filtracyjnym, może być włożony do naczynia zamkniętego. Filtracja winna odbywać się pod stałym ciśnieniem lub pod ssaniem.



A-naczynie na roztwór, B-filtr, C-odbieralnik na filtrat, M-manometr, T-termometr
Rys. 8. Schemat aparatu laboratoryjnego dla badania filtracyjnego

Rys. 8 przedstawia schematycznie szkic aparatu laboratoryjnego dla badania procesu filtracji.

W naczyniu zamkniętym A znajduje się roztwór oleju w danym rozpuszczalniku, który oziębia się powoli do żądanej temperatury. Roztwór miesza się przy pomocy mieszadła celem szybszego oziębienia oraz uniknięcia osadzenia się parafiny. Po oziębieniu roztwór przetłacza się przez filtr B. Filtr stanowi zamknięte naczynie cylindryczne, w którym tkwi element filtracyjny, składający się z perforowanej rury obciążonej płótnem. Filtrat przechodzi przez płótno i rurkę perforowaną do cylindra C, a petrolatum zostaje na płótnie filtru. Po skończonym doświadczeniu resztę nieprzefiltrowanego roztworu można odpuścić z filtru przez kurek znajdujący się u spodu. Tak naczynie A jak i B podczas oziębiania i filtracji muszą być umieszczone w łaźni oziębiającej. Wytłaczanie roztworu powinno się odbywać przy pomocy gazów inertnych, np. CO₂, pod ciśnieniem od 0,2 do 1 atn.

Oznaczenie na tego rodzaju aparacie pozwoli określić przy danej temperaturze szybkość filtracji i wydajność filtratu, zależną od koncentracji rozpuszczalnika i stosunku rozpuszczalnika zasadniczego do benzolu a także rozpiętość między punk-

tem stygności oleju a temperaturą oziębiania roztworu (spread) itp. Ponieważ na szybkość filtracji ma wpływ także i rodzaj wytworzonych kryształów, a te zależne są od sposobu chłodzenia, dlatego oziębianie roztworu w naczyniu A należy prowadzić sposobem stosowanym w ruchu.

Aparat do oznaczania punktów zmętnienia. Aparat do oznaczania punktów zmętnienia składa się z wąskiego cylindra szklanego, w którym znajduje się badany roztwór i z termometru, który tkwi w roztworze. Cylinder umieszczony jest w probówce szklanej (stanowiącej rodzaj łaźni), przy pomocy ściśle dopasowanego pierścienia. Wewnątrz probówki znajduje się aceton dla pochłaniania wilgoci z powietrza. Probówka z kolei tkwi w łaźni oziębiającej, wypełnionej mieszaniną acetonu i metyloetyloketonu oraz chłodzonej przy pomocy amoniaku.

Dokładny opis działania tego aparatu i metody oznaczania punktów zmętnienia można znaleźć w artykule F. W. Halla i B. Y. Mc Carty'ego, Nat. Petr. News, 1957 oraz w książce Torosiana „Oczyszczka smacznych masieł”.

Dokładne oznaczenie punktów zmętnienia odgrywa niezmiernie ważną rolę przy kontroli i projektowaniu instalacji do odparafinowania w roztworze mieszaniny ketonu i benzolu.

Kierując się oznaczeniami punktów zmętnienia, można wyznaczyć korzystny dla procesu stosunek obu rozpuszczalników oraz zawartość toluenu w benzolu w odniesieniu do temperatury oziębiania roztworu i charakteru oleju. Przez oznaczenie punktu zmętnienia „parafinowego” przefiltrowanego oleju można skontrolować, czy płótno filtracyjne nie przepuszcza parafiny do filtratu.

Aparatura półtechniczna

Proces na ruchowej aparaturze do odparafinowania można podzielić na trzy stadia:

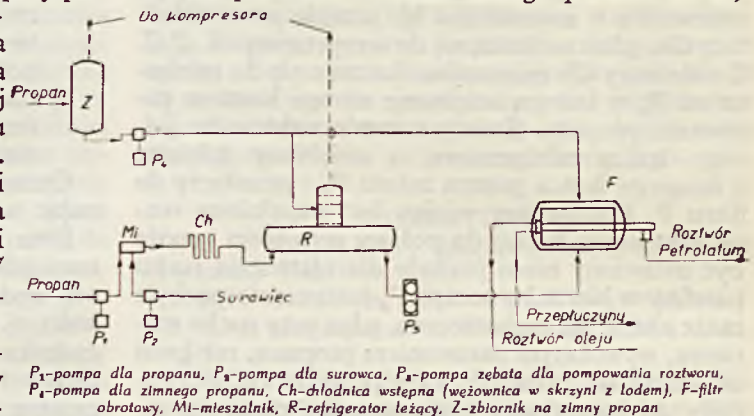
- 1) mieszanie i oziębianie roztworu (krystalizacja),
- 2) filtracja lub odwirowanie,
- 3) regeneracja rozpuszczalnika.

Dla pracy na aparaturze półtechnicznej ważne są tylko dwa pierwsze stadia.

Aparatura półtechniczna całkowicie modelowa, pracująca w sposób ciągły i naśladująca np. urządzenie dla instalacji acetobenzolowej lub pokrewnej z krystalizatorami rurowymi, wymiennikami, chłodzarkami itp. byłaby z pewnością skomplikowana i kosztowna jak na aparaturę eksperymentalną. Natomiast jest do pomyślenia urządzenie pracujące w ten sposób, że oziębianie roztworu będzie się odbywało okresowo, np. w naczyniu cylindrycznym stojącym, przy pomocy amoniaku krążącego w węzownicy. Poza naczyniem na roztwór należałoby przewidzieć drugie naczynie (mniejsze) na rozpuszczalnik również chłodzone amoniakiem. Oziębiony rozpuszczalnik ma służyć do płukania petrolatum na filtrze. Po ochłodzeniu roztworu filtracja odbywałaby się w sposób ciągły na małym modelowym filtrze obrotowym o pow. ok. 0,3 m². Urządzenie takie powinno być zmontowane obok instalacji ruchowej ze względu na urządzenie chłodnicze.

Urządzenie to pozwoliłoby przede wszystkim przestudiować przebieg pracy filtru obrotowego w skali zbliżonej do ruchowej i prześledzić technologiczny proces samego filtrowania oraz przemiany, zeszkrobywania i odprowadzania petrolatum z filtru. Ponieważ filtry obrotowe dotychczas nie zostały wprowadzone do naszego przemysłu rafineryjnego, zainstalowanie urządzenia modelowego z filtrem obrotowym, zaopatrzonego we wszystkie akcesoria stosowane przy instalacjach ruchowych, byłoby bardzo wskazane.

Poza przestudiowaniem samego procesu filtracji



Rys. 9. Schemat instalacji półtechnicznej do odparafinowania propanu

na takim urządzeniu można by uzyskać wyniki w skali ruchowej odnośnie szybkości filtracji, wydajności filtratu w zależności od koncentracji i składu rozpuszczalnika, sposobu chłodzenia itp.

Problem urządzenia modelowego dla procesu filtracji jest ważny nie tylko dla instalacji pracujących z keto-benzolem, ale także dla odparafinowania przy pomocy propanu. Zasadniczo można by skonstruować filtr modelowy, który by się nadawał do filtracji w roztworze propanu i innych rozpuszczalnikach.

Rys. 9 przedstawia schematycznie szkic instalacji półtechnicznej do odparafinowania propanem przy stosowaniu filtru obrotowego.

Jako pewnego rodzaju eksperymentalna nowość w naszych warunkach przewidziany jest refrigerator pracujący w sposób ciągły. Ze względu na koszt urządzenia chłodniczego i urządzenia do regeneracji, instalacja modelowa jest pomyślana jako współpracująca z instalacją ruchową, np. w rafinerii Jedlicze. W wypadku wybudowania instalacji samodzielnej należałoby ją uzupełnić urządzeniem do regeneracji rozpuszczalnika, chłodzarką, szeregiem pomp, zbiornikiem na propan itd.

W skład urządzenia według rysunku schematycznego wchodzi:

- 1) pompa dla surowca P_2 ,
- 2) pompa dla propanu P_1 ,
- 3) mieszalnik M_i ,
- 4) chłodnica wstępna Ch (węzownica w skrzyni z lodem),
- 5) refrigerator leżący R ,
- 6) pompa zębata P_3 dla pompowania roztworu,
- 7) filtr obrotowy F ,
- 8) zbiornik na zimny propan Z ,
- 9) pompa dla zimnego propanu P_4 .

Poza tym w skład aparatury muszą wejść, niewidoczne na rysunku, zbiorniki na roztwór oleju, petrolatum i przepłuczyny z filtru. Te zbiorniki musiałyby znajdować się pod ciśnieniem zbliżonym do atmosferycznego, przy czym propan z roztworu parowałby do gazometru, lub byłby zasysany przez któryś z kompresorów instalacji ruchowej.

Proces odparafinowania będzie przebiegał następująco:

Pompa P_2 będzie tłoczyła surowiec, a pompa P_1 propan (ze zbiornika ruchowego). Oba produkty po zmieszaniu w mieszalniku M_i przejdą przez chłodnicę Ch , gdzie schłodzą się do temperatury ok. $0^\circ C$. Z chłodnicy Ch mieszanina dostanie się do refrigeratora R , w którym oziębianie nastąpi kosztem parowania propanu. Świeży roztwór wejdzie do jednego końca refrigeratora, a oziębiony zabierze z drugiego końca pompa zębata P_3 i przetłoczy do filtru F . Refrigerator winien być napełniony roztworem mniej więcej do połowy wysokości i może być ustawiony nieco pochyło dla ułatwienia ruchu parafiny w kierunku pompy P_3 (ustawienie pochyłe może okazać się niekonieczne, gdyż przy ruchu roztworu, wywołanym parowaniem propanu, nie grozi osadzanie się parafiny). Pary propanu będą uchodziły do kompresora przez nasadkę pionową, zaopatrzoną w poziome tacki zabezpieczające przed przeteczeniem. W razie potrzeby doprowadzenia dodatkowego propanu do roztworu celem jego rozcieńczenia, pompa P_4 będzie tłoczyła propan oziębiony przez parowanie ze zbiornika Z przez nasadkę do refrigeratora R . Ta sama pompa będzie tłoczyła propan do filtru F dla przepłukiwania petrolatum na filtrze. Z filtru F będzie odpływał roztwór oleju, przepłuczyny i petrolatum do odpowiednich zbiorników.

Przy powierzchni filtru ok. $0,3 m^2$ można będzie odparafinować do 50 litr. oleju parafinowego w ciągu jednej godziny. Wydajność obu pomp propanowych P_1 i P_4 winna być 5—8-krotnie większa niż wydajność pompy P_2 dla surowca a wydajność pompy zębatej P_3 dla pompowania oziębionego roztworu — 3-krotnie większa od wydajności pompy P_2 dla surowca.

Aparatura dla selektywnej rafinacji

Rafinacja selektywna polega — jak wiadomo — na wykorzystaniu zjawiska różnej rozpuszczalności poszczególnych grup węglowodorów w rozmaitych rozpuszczalnikach, w danych warunkach temperatur. Na ogół węglowodory o niskim indeksie viskozowym, niepożądane w oleju silnikowym, rozpuszczają się łatwiej w rozpuszczalnikach selektywnych, aniżeli węglowodory charakteryzujące się dobrym indeksem viskozowym. Wśród dużej ilości znanych rozpuszczalników, działających selektywnie, stosunkowo niewiele znalazło zastosowanie w praktyce. Do najczęściej stosowanych należą: furfuroł, fenol, krezol, SO_2 i chloreks.

Prace laboratoryjne, kontrolne i eksperymentalne, obejmują w ogólnych zarysach następujące zagadnienia:

1) obranie właściwego rozpuszczalnika, dostosowanego do chemicznego charakteru surowca

(rozpuszczalnik powinien wykazywać możliwie różną zdolność rozpuszczania składników niepożądanych i pożądaných);

2) oznaczenie krytycznych temperatur rozpuszczania i temperatur rozdziału dla danego rozpuszczalnika i surowca;

3) oznaczenie selektywności rozpuszczalnika (przez różnicę indeksu oleju przed i po rafinacji);

4) oznaczenie zdolności rozpuszczania w rozmaitych temperaturach oraz zmiany zdolności rozpuszczania przez dodanie innych rozpuszczalników nie działających selektywnie (np. benzolu do SO_2 , zmniejszenie rozpuszczalności krezolu przez dodatek wody itp.);

5) oznaczenie szybkości rozdziału faz (ekstraktowej i rafinowanej) w danej temperaturze przy stosowaniu danego rozpuszczalnika i surowca.

Oznaczenia powyższe można wykonać, dysponując normalnym wyposażeniem laboratoryjnym.

Poza tymi oznaczeniami równie ważne dla procesu rafinacji selektywnej jest określenie optymalnej wydajności rafinatu przy optymalnej jego jakości, tj. oznaczenie granicy ilościowej dla rozpuszczalnika selektywnego oraz oznaczenie tzw. gradientu temperatur. Pod pojęciem gradientu temperatur rozumie się różnicę między temperaturą rafinatu, opuszczającego system rafinacyjny, a temperaturą surowca wchodzącego do systemu. Krytyczne temperatury rozpuszczania rafinatu są wyższe aniżeli odpowiednie krytyczne temperatury rozpuszczania surowca w tym samym rozpuszczalniku, dlatego też w aparaturze ruchowej wielostopniowej temperatura przy wejściu surowca jest niższa od temperatury przy wyjściu rafinatu.

Oznaczenie gradientu temperatur można przeprowadzić na aparaturze modelowej.

Aparatura modelowa (półtechniczna)

Aparatura modelowa dla procesu rafinacji selektywnej — poza powyższymi dwoma oznaczeniami — ma za zadanie przeprowadzenie całego szeregu prób doświadczalnych, potrzebnych do kontroli ruchu, opracowanie nowych metod przerobczych, dostosowanych do różnych surowców, wykonywanie prac eksperymentalnych dla projektowanych instalacji itp.

Aparatura modelowa może — podobnie jak aparatura ruchowa — składać się z części ekstrakcyjnej i części dla regeneracji rozpuszczalnika lub obejmować tylko bardziej istotną dla procesu część ekstrakcyjną. Ekstrakcja (rafinacja) w skali ruchowej odbywa się w wieżach wypełnionych (packed towers), przeciwprądowych lub w bateriach składających się z mieszalników i odstożników wzgl. wirówek. W skali modelowej (półtechnicznej) stosuje się przeważnie kolumny wypełnione. Wymiary kolumn wahają się w dużych granicach: średnica od 2 do 15 cm, wysokość od 2 do 6 m i więcej. Kolumny wykonane są ze szkła lub metalu.

Doświadczenia na modelowej kolumnie przeciwprądowej pozwalają śledzić wpływ wszystkich parametrów na proces rafinacji selektywnej oraz oznaczyć ilości potrzebnego rozpuszczalnika, gradienty temperatur, wydajność produktów itp. Przy pracy na kolumnie ekstrakcyjnej można również stosować

tw. „reflux“, tj. częściową cyrkulację rafinatu lub ekstraktu. Konstrukcje kolumn i schematy pracy na kolumnach modelowych są na ogół dość wiernym powtórzeniem urządzeń ruchowych.

W artykułach literatury zagranicznej spotyka się opisy konstrukcji działania kolumn przeciwprądowych (M. R. Cannon i M. R. Fenske, B. Y. Mair i S. T. Schicktanz).

W naszym przemyśle budowa aparatury modelowej dla rafinacji selektywnej oraz prace doświadczalne zostały już zrealizowane w niektórych laboratoriach rafineryjnych. W rafinerii w Jedliczu inż. Ziolkowski i inż. Setkowicz opracowali kolumnę przeciwprądową o średnicy ok. 10 cm i wysokości 2,5 m dla rafinacji przy pomocy krezolu. Kolumna zasilana jest dwiema pompami proporcjonalnymi — jedna dla krezolu, druga dla surowca o wydajności 10 do 20 litr. godz. Wewnątrz kolumny zamiast wypełnienia (np. pierścieniami Raschiga) znajdują się tzw. mieszadła tnące, wykonane z cienkich blach z wycięciami (ażurowych), ułożone prostopadle do osi kolumny, o ilości obrotów od 2 do 12 na minutę.

Ponieważ powierzchnia przekroju mieszadła prostopadłego do płaszczyzny jego obrotów jest nieduża, podczas obrotu mieszadła nie powstają prądy powodujące ruchy wirowe obu faz przepływających przez kolumnę, lecz działanie mieszadeł ogranicza się do utrzymania obu faz w stanie dużej dyspersji, potrzebnej dla procesu rafinacji, a kierunek ruchu cząsteczek jest niezmienny.

Na modelowej wieży ekstrakcyjnej w Jedliczu przeprowadzono szereg doświadczeń, które dały podstawę technologiczną do zaprojektowania aparatury ruchowej.

Poza aparaturą w Jedliczu wybudowano przed wojną w rafinerii „Polmin“ aparaturę półtechniczną dla rafinacji przy pomocy furfurołu. Aparatura została zaprojektowana przez inż. Ziolkowskiego i współpracowników. Obejmowała ona część ekstrakcyjną i część regeneracyjną. Na podstawie prac przeprowadzonych na tej aparaturze została zaprojektowana przed wojną instalacja ruchowa dla rafinacji furfurolem, która miała stanąć w rafinerii „Polmin“ w Drohobyczu.

Na początku artykułu zaznaczono, że nowoczesne urządzenia przerobcze wymagają odpowiedniej apa-

raty laboratoryjnej oraz półtechnicznej dla kontroli procesów i dla prac eksperymentalnych. Wskazano przy tym na aktualność tej aparatury w obecnym stadium rozbudowy rafinerij.

W treści artykułu ujęto w krótkości charakterystyczne cechy poszczególnych procesów technologicznych oraz aparatury przerobczej i podano właściwe odpowiedniki w aparaturze laboratoryjnej i sposobach analitycznych.

Autor zdaje sobie sprawę, że temat potraktowany jest niewyczerpująco i w wielu punktach ogólnikowo, jednak potrzeba realizacji odpowiedniej aparatury laboratoryjnej i półtechnicznej jest bezsporna i dlatego wypowiedzenie się na ten temat jest celowe. Cel artykułu będzie osiągnięty, jeżeli stanie się on bodźcem dla opracowania przez odpowiednie czynniki całości kształtu aparatury dla obsługi wszystkich działów przemysłu rafineryjnego.

LITERATURA

1. V. A. Kalichevsky, *Modern Methods of Refining Lubricating Oils*, 1938.
2. I. L. Gurewicz, *Tiechnologia Niefti*, 1941, cz. I
3. N. J. Czernożukow, *Tiechnologia Niefti*, 1941, cz. III.
4. W. L. Nelson, *Petroleum Refinery Engineering*, 1941.
5. B. M. Rybak, *Analiz Niefti i Nieftieproduktow*, 1939.
6. F. W. Hall and B. Y. Mc Carty, „*World Petroleum Congress*“, Paris, 1937.
7. W. H. Bahlke, E. W. Thiele, C. E. Adams and B. Ginsberg, „*World Petroleum Congress*“, Paris, 1937.
8. B. J. Mair and S. T. Schicktanz, *American Chemical Society Meeting*, Sept. 7—11, 1936, Petroleum Division.

Modern Laboratory and Pilot Plant Apparatus for Petroleum Refining Industry

Summary

Modern petroleum refining processes ask for appropriate laboratory and pilot plant apparatus for process-control and experimental work. The article stresses the importance of such control equipment in present refinery extension in Poland. Different refining processes are dealt with in brief, and suitable laboratory equipment for distillation, de-waxing, de-asphalting and selective solvent refining processes are described.

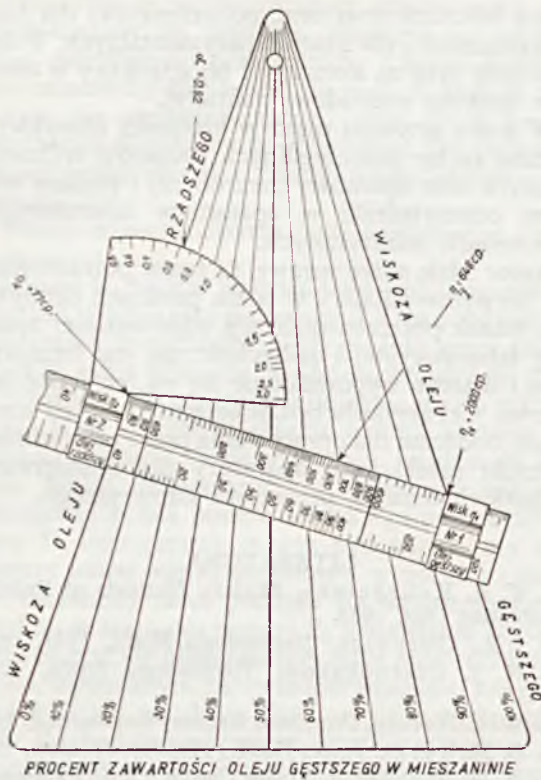
Obliczanie wiskozy mieszanin olejów

Tow. Elektrion Oil Laboratories w Gandawie (Belgia) opublikowało przed niedawnym czasem dwie monografie: „*La Viscosité des Mélanges de Fluides normaux*“ (1947) opr. przez Michała Roegiersa i Lucjana Roegiersa, oraz „*Vapour Pressure, Viscosity, Surface Tension and Equilibrium Proportions of Ideal Mixtures*“ (1948), opr. przez Mich. Roegiersa. W pracach tych, drogą skomplikowanych obliczeń, autorzy konstruowali nomogram, przy pomocy którego można w sposób szybki i prosty określać wiskozę mieszaniny dwóch olejów, jej międzycząsteczkową energię przyciągania, ciśnienie par itp.

Ze względu na zbyt obszerny i zawiły wstęp teoretyczny ograniczamy się tu jedynie do przedstawienia danego nomogramu oraz do podania sposobu jego użycia.

Nomogram skonstruowany jest w formie trójkąta równoramiennego (rys.) którego podstawa podzielona jest na sto równych części oznaczających procentowe zawartości oleju więcej gęstego. Na trójkąt ten nakładany jest suwak z dwoma ruchomymi przesuwkami. Suwak zaopatrzony jest w skalę logarytmiczną dla wiskozy.

Nomogram skonstruowany jest na podstawie wzoru:



$$\eta_x = \eta_2 \left(\frac{\eta_1}{\eta_2} \right)^{x \cdot \alpha} \frac{x \cdot \alpha}{(100 - \xi) (\log \eta_\xi - \log \eta_2)}$$

$$\alpha = \frac{\xi \cdot (\log \eta_1 - \log \eta_\xi)}{\xi \cdot (\log \eta_1 - \log \eta_\xi)}$$

gdzie

- η_x = wiskozza mieszanki,
- η_1, η_2 = wiskozza poszczególnych składników mieszanki,
- ξ, x = stosunek (lub %) składników,
- α = współczynnik międzycząsteczkowej energii przyciągania.

Nomogramem posługujemy się w sposób następujący:

Olej Nr 1, np. o temp. 70°F i wiskozie 2000 cp., zmieszany został z olejem Nr 2, o wiskozie 77 cp. Mieszanka ta zawierała 70% wagowo oleju Nr 1 oraz 30% oleju Nr 2.

I. Jaka będzie wiskozza tej mieszanki przy 70°F? Przesuwkę Nr 1 ustawiamy na skali wiskozy odpowiadającej 2000 cp., zaś przesuwkę Nr 2 na skali 77 cp. Następnie nakładamy suwak na trójkąt w ten sposób, aby przesuwka Nr 2 spoczęła równolegle na boku trójkąta, zaś przesuwka Nr 1 oparła się o drugi bok tego trójkąta. W punkcie przecięcia się linii odpowiadającej 70% ze skalą wiskozy na suwaku, otrzymujemy cyfrę 648 cp., odpowiadającą wiskozie danej mieszanki.

II. Jaka będzie wiskozza danej mieszanki, gdy ilość oleju Nr 1 będzie wynosiła 60%?

Z przecięcia linii 60% ze skalą suwaka widoczne jest, że wiskozza ta wynosić będzie 460 cp.

III. Jaka ilość poszczególnych olejów o podanych powyżej wiskozach winna być użyta, aby mieszanka uzyskała wiskozę 281 cp.?

Znajdując na skali suwaka punkt odpowiadający wiskozie 281 cp., przeprowadzamy przez niego od wierzchołka trójkąta linię prostą, która da nam na podstawie trójkąta odpowiedni odczyt. W danym wypadku potrzebna ilość oleju Nr 1 wynosić będzie 45% (oleju Nr 2 — 55%).

Na nomogramie można również odczytywać wprost stosunek międzycząsteczkowej energii przyciągania, charakteryzujący poszczególne oleje wchodzące w skład mieszanki, tj.

$$\alpha_\xi = \frac{\text{międzycząst. energ. przyciąg. (w erg.) jedn. gr. oleju Nr 1 przy 70°F}}{\text{międzycząst. energ. przyciąg. (w erg.) jedn. gr. oleju Nr 2 przy 70°F}}$$

Dla tego celu umieszczony jest na przesuwce Nr 2 segment zaopatrzony w skalę.

W naszym przykładzie stosunek ten wynosi 0,82.

Inż. H. Górka

Stefan Brincken

Nieszczęśliwe wypadki przy pracy w przemyśle

Na wypadkowość w zakładach składają się rozmaite przyczyny, działające na psychikę pracującego, jak również na jego organizm. Są one ściśle związane z przedsiębiorstwem i zależne od wielu czynników mechanicznych, technicznych i innych.

Dla uchwycenia przyczyny powtarzających się wypadków potrzebna jest statystyka wypadkowości, musi być ona dokładna i oparta na rzeczywistych danych.

Wypadki związane z wykonywaną pracą mogą być różnego rodzaju:

- a) mechaniczne (uderzenia, zranienia),
- b) termiczne (poparzenia, odmrożenia),
- c) chemiczne,
- d) elektryczne.

Wypadki mechaniczne powstają w związku z obsługą urządzeń maszynowych, pracą przy

obróbce maszynowej, przy posługiwaniu się narzędziami ręcznymi, przy podnoszeniu i dźwiganiu ciężarów, od odprysków itp. Wypadek taki może również powstać przy upadku pracownika np. z drabiny. Skutki tych wypadków są rozmaite, od bardzo lekkich zdrażeń po bardzo ciężkie, a nawet śmiertelne.

Wypadki termiczne mogą zajść przy pracy w kuźniach, odlewniach, kotłowniach i innych. W ogólności takie wypadki mogą zajść przy nieprawidłowo zorganizowanej pracy oraz przy nieodpowiednim zabezpieczeniu miejsc pracy.

Wypadki chemiczne powstają z przyczyny oparzenia kwasami, ługami i innymi chemikaliami. Zachodzą często przy transporcie kwasu w rafineriach lub przy jego przelewaniu oraz rozcieńczaniu. Następnie przy remoncie i oczyszczaniu aparatury

chemicznej oraz w wypadkach pęknięć przewodów kwasowych lub ługowych. Oparzenia chemikaliami są bardzo niebezpieczne i mogą stać się przyczyną trwałej niezdolności do pracy robotnika.

Do wypadków chemicznych zaliczyć należy również zatrucia spowodowane działaniem gazów i par chemicznych.

W związku z rozwojem elektryfikacji przemysłu, niebezpieczeństwo porażenia prądem bardzo wzrosło. Pracownicy nawet wykwalifikowani dosyć lekko myślnie podchodzą do urządzeń elektrycznych. Nie zdają sobie sprawy, jakie mogą być następstwa dla tego, kto nieostrożnie podchodzi do urządzeń elektrycznych.

Skutki porażenia prądem elektrycznym zależą od napięcia prądu, od tego czy prąd jest stały czy zmienny, jak długo poszkodowany znajdował się pod działaniem prądu oraz w jakim stanie zdrowia znajdował się poszkodowany w chwili nieszczęśliwego wypadku. Można przyjąć, że niebezpieczeństwo prądu elektrycznego jest proporcjonalne do jego siły.

W myśl prawa Ohma:

$$I = \frac{E}{W}$$

gdzie I = siła prądu w amperach, E = napięcie w woltach, W = opór w ohmach.

Istotną rolę odgrywają również warunki zewnętrzne, mogące zmieniać opór organizmu ludzkiego. Do tego należy stan odzieży poszkodowanego (mokra, przesiąknięta pyłem metalowym, zmniejszająca opór), stan obuwia, stan podłogi itp.

Samó działanie prądu elektrycznego może być mechaniczne (udar), termiczne (poparzenia różnego stopnia) oraz wywołujące zmiany biologiczne, działające na tkanki mózgu. W częstych wypadkach porażenie prądem kończy się śmiercią.

Każdy zaszyły wypadek w przemyśle należy dokładnie przeanalizować. Bardzo często, przy niedostatecznej analizie okoliczności związanych z zaszyłym wypadkiem, kierownictwo zakładu pracy podaje jako przyczynę wypadku nieostrożność poszkodowanego. Jednak tylko w nielicznych okolicznościach nieostrożność poszkodowanego jest przyczyną wypadku.

Przyczyny wypadków związanych z pracą można podzielić na następujące grupy:

1. Nieodpowiednio zmontowane urządzenia mechaniczne.
2. Naruszenie normalnego sposobu procesu produkcji lub nieracjonalne sposoby wykonywania przewidzianych robót.
3. Nieodpowiednie narzędzia ręczne.
4. Brak zabezpieczających osłon lub wadliwa ich konstrukcja.
5. Niedostateczne pouczenie pracowników oraz brak instrukcji o bezpieczeństwie pracy.
6. Zatarasowanie miejsca pracy, przejść, przejazdów niepotrzebnymi materiałami jak złom, beczki itp.
7. Nieodpowiednia odzież ochronna lub jej brak, oraz brak okularów, rękawic i innego potrzebnego sprzętu.

Na wypadkowość duży wpływ mają również urządzenia związane z higieną pracy, jak odpo-

wiednia wentylacja i oświetlenie. Warunki w jakich pracuje robotnik w zakładzie przyczyniają się w znacznej mierze do zmniejszenia lub wzrostu wypadkowości. Wysoka lub za niska temperatura otoczenia, pył oraz szum i hałas odgrywają w tym ważną rolę.

Jeszcze do dziś u niektórych pracowników potępuje pojęcie przedwojenne, że powodem wzrostu nieszczęśliwych wypadków jest mechanizacja przemysłu. Z tym pojęciem można się również spotkać w krajach kapitalistycznych. Takie zapatrywanie jest nie tylko anachronizmem, ale wręcz szkodliwe. W naszym socjalistycznym ustroju, mechanizacja zakładów pracy jest zasadniczym elementem przebudowy naszego przemysłu, przy równoczesnym uwzględnieniu potrzeb robotników. W interesie socjalistycznego przedsiębiorstwa leży wyszkolenie pracowników w ich zakładzie pracy, podniesienie stopy życiowej i ułatwienie warunków pracy. Można śmiało powiedzieć, iż im więcej będzie mechanizacji w zakładach pracy, tym mniej będzie potrzeba używać rąk do bezpośrednich czynności i tym mniej będzie pracownik narażony na nieszczęśliwe wypadki.

Jest udowodnione statystycznie, że największy procent wypadków w naszym przemyśle zachodzi przy pracy ręcznej oraz przy ręcznym transporcie narzędzi i urządzeń wiertniczych oraz przy ich ładowaniu i wyładowywaniu.

Wielkie znaczenie dla walki z wypadkowością będzie miało przygotowanie i fachowe uświadomienie pracowników o zachowaniu ostrożności przy wykonywanej pracy. Nauczanie takie winno odbywać się w szkołach zawodowych i na kursach przysposobienia przemysłowego, a także przez systematyczne doszkalanie pracowników w przedsiębiorstwie. Może być prowadzone dla nowoprzyjętych pracowników, którzy następnie są doszkalani na specjalnych kursach.

Przy robotach w warunkach niebezpiecznych musi być stały fachowy nadzór (wszelkie instrumentacje, manipulacje rurami itp.).

Wszystkie urządzenia maszynowe i mechaniczne muszą być kontrolowane przez osoby do tego upoważnione.

Niebezpieczne momenty zagrażające pracownikowi zachodzą często przy pracach wykonywanych bezpośrednio przy urządzeniach wytwarzających jakąkolwiek energię (kotły parowe, motory gazowe i inne, elektromotory itp.).

Bardzo niebezpieczne są również wszelkie transmisje, wały, koła zębate, koła pasowe i łańcuchowe oraz pasy. Należy w zakładach pracy zwracać szczególną uwagę na zabezpieczenie tych urządzeń. Przenośne drabiny muszą być zaopatrzone od góry w objemki, obejmujące ściśle wał, do którego dostawia się drabiny, a dolne końce winny posiadać żelazne zakończenie przy podłogach drewnianych i glinianych lub specjalne stopki — najlepiej gumowe — do podłóg kamiennych, cementowych itp.

Wszystkie części maszyn i mechanizmów muszą być osłonięte, jeśli:

- a) obracają się z wielką szybkością,
- b) wystają i z tego powodu można się o nie zaciąć ubraniem lub włosami,

- c) mogą uszkodzić pracownika przez rozerwanie się (tarcze szlifierskie),
- d) mogą uchwycić część ubrania między obracające się wały,
- e) mają swobodnie wystające ostre części.

Trzeba zawsze pamiętać, że nie wolno uruchamiać żadnej maszyny ani urządzenia mechanicznego, zanim nie przekonamy się, że wszelkie niebezpieczne miejsca są zabezpieczone i nie zagrażają w niczym obsłudze.

Chemiczne produkty chlorowania pochodnych ropy naftowej.

(G. Egloff, Products from Petroleum Halogenation, Oil and Gas Journal, 14. X. 1948)

Ilość dawniej i obecnie wytwarzanych produktów chemicznych z ropy naftowej i gazu ziemnego wydaje się szybko wzrastać w ostatnich dwudziestu latach. Chemikalia z produktów naftowych konkurują obecnie w wielu dziedzinach, które przedtem obsługiwane były przez chemikalia, mające swe źródło w produktach przeróbki węgla. W przemyśle wytwórczy tych chemikaliów ma być obecnie inwestowane w St. Zjedn. ok. 1/2 miliarda dolarów celem budowy fabryk chemikaliów z produktów ropy naftowej i gazu ziemnego.

Chlor, fluor i brom będą miały coraz większe zastosowanie w wytwórczości chemicznych produktów z ropy naftowej. Reagują one chętnie z różnymi typami węglowodorów, zastępując wodór w związkach parafinowych i naftenowych albo zastępując wodór względnie łącząc się wprost z olefinami i związkami aromatycznymi. W wytwórczości tych produktów największe zastosowanie ma chlor. Trudna produkcja i magazynowanie fluoru jest obecnie hamulcem jego szerszego zastosowania. Z amerykańskiej rocznej produkcji chloru w ilości 1 500 000 ton ok. 75% ma zastosowanie przy produkcji chemikaliów, głównie organicznych. Daje to pojęcie, jakie ilości chloru są używane w przemyśle naftowo-chemicznym, jeżeli uprzytomnimy sobie, że 30% produkcji organicznych chemikaliów bazuje na ropie naftowej.

Różnorodność produktów

Główne produkty z chlorowania pochodnych ropy naftowej a następnie wtórne produkty z nich uzyskane dzielą się na tego rodzaju związki, jak: środki owadobójcze, grzybobójcze, dezynfekujące, środki do niszczenia chwastów, bakteriobójcze, środki znieczulające, oziębiające, płynne przewodniki ciepła i środki obniżające temperaturę krzepnięcia, kauczuk, żywice, materiały plastyczne, rozpuszczalniki, związki przeciwstukowe, smary, materiały ogniotrwałe i związki do gaszenia ognia, farby, perfumy, aromaty i inne.

Środki owadobójcze i dezynfekcyjne oraz środki do niszczenia chwastów

„DDT” jest obecnie jednym z najważniejszych środków owadobójczych. Jego wytwórczość ma wynosić obecnie ponad 2 miliony funtów (ok. 900 ton) miesięcznie. Związek ten powstaje przez kondensację chloralu z chlorobenzenem. Chloral wytwarza się z chloru i alkoholu, z których ostatni produkuje się z etylenu, otrzymywanego przy krakowaniu ropy albo gazu ziemnego. Chlorobenzen jest produktem reakcji benzenu i chloru.

Innym ważnym środkiem owadobójczym jest tzw. „gammaxane”, otrzymywany przez chlorowanie benzenu względnie uwodornionego cykloheksanu. Obecna miesięczna jego produkcja wynosi ok. 1 500 000 funtów (ok. 680 ton).

Inny środek owadobójczy, znany pod nazwą „chlor-dane”, ma być obecnie wyrabiany przez chlorowanie kamfiny. Wszystkie te produkty chloru są rozpuszczalne w lekkich olejach mineralnych, np. w nafcie.

Dwuchlorobenzen znajduje duże zastosowanie jako środek dezynfekujący w plantacjach kapusty i tytoniu, przeciw chorobom pleśni i grzyba oraz dla niszczenia różnej zaryzacji tych roślin.

Środek dezynfekcyjny, znany pod nazwą „D — D”, wytwarza się przez chlorowanie frakcji propano-propenowej w podwyższonej temperaturze. Ma on zdolność zabijania ziemnych robaków, niszczących korzenie roślin. Obserwacje wykazały wzrost plonów o ponad 100% po użyciu tego środka. Szacuje się, że 2 miliony akrów (ponad 800 tysięcy hektarów) terenów zniszczonych przez robaki w południowych Stanach i stojących obecnie jako nieużytki mogłyby być oddane pod uprawę po użyciu tego środka dezynfekcyjnego, który ma być obecnie produkowany w dużych ilościach. Związek ten (kwas 2, 4-dichlorophenoksyoctowy) można uzyskać przez syntezę węglowodorów naftowych z chlorem.

W roku 1947 produkcja tego środka wynosiła ponad 1 800 ton ale oczekuje się zwiększenia produkcji w krótkim czasie do 45 tysięcy ton rocznie. Ponieważ straty w zbiorach z powodu chwastów wynoszą corocznie ok. 5 miliardów dolarów, znaczenie środków mających za zadanie ich niszczenie nie będzie z pewnością przecenione.

Środki znieczulające i nasenne

W tej kategorii środków chloroform jest jednym z produktów chlorowania metanu. Chlorek etylowy powstający przez działanie kwasu solnego i etylenu jest używany do znieczulania w dentyście. Chlorek alilowy był używany w czasie wojny jako środek nasenny dla uspokojenia nerwów wyczerpanych lotników. Jest on produktem chlorowania propylenu w wysokiej temperaturze.

Środki oziębiające, wymienniki ciepła i środki obniżające temperaturę krzepnięcia

W tej grupie jednym z najważniejszych środków jest „freon”, który otrzymujemy przez podstawienie w metanie w miejsce czterech atomów wodoru dwa atomy fluoru i dwa atomy chloru. Związek ten ma szerokie zastosowanie w różnego rodzaju domowych i przemysłowych urządzeniach oziębiających i innych systemach chłodzących.

Produkty otrzymywane przez wprowadzenie fluoru do węglowodorów, w których zastępuje on atomy wodoru, są związkami bardzo trwałymi, trudnymi do rozłożenia nawet w wysokich temperaturach. Niektóre z nich znajdują zastosowanie jako płynne przewodniki ciepła w przemyśle, w warunkach wysokich temperatur. Niektóre mogą służyć zamiast rtęci do pomiarów temperatur.

Etylen glikolowy szeroko stosowany jako płyn przeciw zamarzaniu jest dwualkoholem, produktem utworzonym z etylenu pośrednio przez chlorohydrynę i hydroлизę alkaliczną. Miesięczna produkcja tego środka wynosi ostatnio ok. 15 600 ton.

Gliceryna. Wytwórczość gliceryny, mimo że wynosi rocznie ok. 90 tysięcy ton jest niedostateczna. Należałoby uruchomić wkrótce dla zwiększenia tej produkcji kilka fabryk, które produkowałyby glicerynę z propylenu w gazach krakingowych. Proces polegałby na chlorowaniu propylenu w wysokiej temperaturze a powstały alilochlorek pod działaniem kwasu podchlorowego tworzyłby dwuchlorohydrynę, która znowu pod działaniem sody kaustycznej tworzy alkohol alilowy. Droga przepuszczania chloru przez wodny roztwór alkoholu alilowego otrzymuje się glicerynę.

Kauczuk, żywice i materiały plastyczne

Produkty chlorowania węglowodorów dostarczają dużej ilości pośrednich związków dla wytwórczości syntetycznego kauczuku i materiałów plastycznych. W wytwórczości chemicznie odpornego kauczuku tiokolowego etylen podlega chlorowaniu na chlorek etenu, poddany następnie kondensacji z wielosiarczkiem sodowym.

Kauczuk neoprenowy, również bardzo odporny chemicznie jest produktem polimeryzacji chlorobutadienu, przy czym butadien otrzymuje się drogą dehydrogenacji normalnego butanu i butenów. Produkcja fabryk państwowych w St. Zjedn. tego rodzaju kauczuku wynosiła w r. 1945 ok. 37 000 ton.

Zwyczajny kauczuk GR — S na opony samochodowe uzyskuje się przez głęboką polimeryzację butadienu i styrenu, otrzymywanych przy przeróbce ropy naftowej. Ostatnie doświadczenia wykazały, że podstawienie fluoru w miejsce wodoru w styrenie, poddanym działaniu polimeryzacji z butadienem, daje kauczuk o wyższej odporności przy podgrzewaniu i lepszej elastyczności.

Żywice (smoły) winylowe stanowią dużą grupę syntetyków. Podstawowym składnikiem ich wytwórczości jest chlorek winylu, produkt chlorowania etylenu.

Bardzo ważna żywica znana pod nazwą „teflon”, jest

rezultatem polimeryzacji tetrafluoroetyleny. Żywiec odznaczają się dużą odpornością na działanie związków chemicznych i są szeroko stosowane przy wyrobie i przechowywaniu fluoru.

Inne ważne produkty — smary, oleje, żywice termoplastyczne — otrzymuje się przez polimeryzację butadienu, w którym wszystkie sześć atomów wodoru zostają zastąpione przez fluor. Podobnie oleje i twarde żywice wytwarza się z chlorku winylu przez zupełne zastąpienie jego atomów wodoru przez atomy fluoru.

Wytwórczość nylonu. Nowością w przemyśle jest wytwórczość nylonu z cykloheksanu. Nylon uważany jako doskonały produkt przemysłowy wytwarzany jest z cykloheksanu, w którym część wodoru jest zastąpiona przez chlor i fluor, a który następnie jest używany w wytwórczości nylonu.

Rozpuszczalniki. Chlorowcowane produkty naftowe dostarczają dużej ilości rozpuszczalników. Cząsteczki węgla używane jest już od kilku dziesiątków lat. Pochodne chloru i fluoru oraz etylenu i propylenu tworzą dużą grupę rozpuszczalników o specyficznych własnościach rozpuszczalności, które służą do oczyszczania wielu produktów przemysłowych w stanie surowym.

Monochlorobenzen jest szczególnie ważnym rozpuszczalnikiem dla syntetycznych żywic tego rodzaju jak etyloceluloza. Wiele rozpuszczalników uzyskanych w procesie chlorowania znajduje szerokie zastosowanie w suchym czyszczeniu tekstyliów oraz czyszczeniu metali.

Związki antydetonacyjne (przeciwstukowe) Składnik przeciwstukowy, czteroetylen ołowiu, bardzo ważny dodatek do benzyny jest rezultatem reakcji chlorku etylu ze związkiem ołowiu i sodu i następnej destylacji. Będący w sprzedaży płyn do etylizowania paliwa zawiera również dwuchlorek etylenu i dwubromek etylenu, których zadaniem jest wyeliminowanie uszkodzenia łańcuchów przy obecności związków ołowiu w produktach spalania.

Oleje smarowe. Proces chlorowania olejów smarowych daje produkty używane w warunkach wysokich temperatur. Fluorowe oleje smarowe posiadają znacznie większą trwałość i dopuszczają używanie zupełnie nowych typów

mechanizmów i maszyn. Kilka całkowicie fluorowanych węglowodorów, tzw. „fluorocarbons”, są szczególnie korzystne do zastosowania przy wysokich temperaturach.

Nowe związki o niezwykłych własnościach daje krzem z chlorkami węglowodorów. W pierwszej fazie chlorek etylu podlega reakcji z magnezem dla wytworzenia odczynnika Grignard'a. Ten ostatni wchodzi w reakcję z czterochlorkiem magnezu, a uzyskany produkt poddaje się następnie hydrolizie i polimeryzacji celem uzyskania olejów smarowych, których wiskoza nie podlega zmianie w granicach temperatur między 0—200°C. Związki krzemowe dostarczają także izolacyjnych materiałów w przemyśle elektro-technicznym.

Carbowax. Najbardziej interesującym smarem jest tzw. „carbowax”. Jest to produkt, otrzymywany przez polimeryzację glikolu. Jest rozpuszczalny w wodzie i bardzo korzystny do smarowania maszyn tekstylnych, ponieważ może być zmywany z tkanin przy pomocy wody. Ma on także duże znaczenie przy smarowaniu form odlewniczych dla kauczuku, ponieważ nie jest rozpuszczalny.

Chlorowana parafina posiada różnorodne zastosowanie przy doświadczeniach i przy wytwórczości specjalnych tkanin celem nadania im odporności przeciw ognio- wudzie i pleśni. Jest również używana jako olej do cięcia metali i wytrawiania, jako też jako smar przy dużych naciskach. Chlorowana parafina daje również doskonały materiał izolacyjny w elektrotechnice. Miesza się z olejem rycynowym w każdej proporcji i może być użyta do rozpuszczania go w ropie naftowej.

Mono- i dwuchlorobenzeny znajdują obszerne zastosowanie w produkcji fenoli, aniliny i różnych barwników. Inne chlorowane związki aromatyczne znajdują zastosowanie przy impregnowaniu papieru celem uzyskania jego własności izolacyjnych.

Chociaż produkcja przemysłowa pochodnych chlorowcowania nafty i gazu ziemnego jest obecnie duża, jednak tak ilość jak i różnorodność związków chloru z węglowodorami będzie w przyszłości na pewno znacznie większa przy obecnie szybkim rozwoju tej gałęzi przemysłu chemicznego.

Tum. inż. B. Fleszar

Z życia Stow. Inż. i Techn. Przemysłu Naftowego

Walny Zjazd Delegatów Inżynierów i Techników Przemysłu Naftowego odbył się w Krakowie dnia 19 marca 1949 r. w lokalu Krakowskiego Towarzystwa Technicznego, przy udziale 44 delegatów oraz nacz. dyr. CZPN mgr. T. Trawińskiego jako zaproszonego gościa.

Po zagajeniu obrad przez ustępującego prezesa Zarządu Głównego kol. Kulczyckiego, wybrano prezydium Zjazdu w osobach: kol. Kobak — przewodniczący, kol. S. Suknarski i kol. K. Mischke — zastępcy, kol. J. Czaplicka — sekretarz.

Po zaznajomieniu się ze sprawozdaniami Zarządu Głównego oraz Zarządu Oddziałów, dotyczącymi działalności Stowarzyszenia w r. 1948, oraz przeprowadzeniu dłuższej dyskusji — udzielono Zarządowi Głównemu absolutorium, dziękując mu za owocną pracę.

Prezesem Zarządu Głównego na następną kadencję wybrano kol. Cieślkiego, na miejsce ustępujących członków weszli do Zarządu kol. J. Treutler, W. Kulczycki, Stryczek, Wł. Kobak, St. Dydecyk i T. Reguła, jako zastępcę członka Zarządu wybrano kol. Kaczmarczyka, zaś na delegatów do NOT kol. kol. Staszkiwicza i A. Kahla, oraz na zastępcę kol. Wł. Kobaka.

Z kolei ustalono wytyczne działalności Stowarzyszenia na r. 1949 oraz zatwierdzono preliminarz.

Stosownie do zalecenia NOT uchwalono podwyżkę składek członkowskich na 100 zł miesięcznie od dnia 1. IV. 1949. Obligatoryjność prenumerowania czasopisma „Nafta”, którego prenumerata wynosi obecnie 100 zł miesięcznie, podtrzymano, udzielając jednak Zarządowi Oddziałów upoważnienia, aby w wyjątkowych uzasadnionych wypadkach zezwalały niektórym członkom na prenumerowanie w miejsce „Nafty” innego czasopisma technicznego.

Zjazd zakończono przyjęciem dwóch rezolucji. Pierwszą z nich zgłosił kol. Staszkiwicz, w następującym brzmieniu:

Walne Zebranie Delegatów Stowarzyszenia Inżynierów i Techników Przemysłu Naftowego w drodze do realizacji historycznych uchwał, podjętych na Kongresie Zjednoczeniowym Partii Robotniczych, wita z radością i entuzjazmem tezy wysunięte przez Kongres Zjednoczeniowy jako wykładnik sprawiedliwości społecznej, oraz bojowej myśli o rozwój i przebudowę gospodarczą Polski.

Walne Zebranie podejmuje zadania postawione przed inteligencją techniczną, które sprowadzają się do wygrania walki:

1. O przedterminowe wykonanie planu 3-letniego.
2. O rozpracowanie od strony techniki wytycznych planu 6-letniego.
3. O szkolenie ludowej inteligencji technicznej, wysuniętej z robotników i majstrów.
4. O zacieśnienie współpracy Stowarzyszenia Techników ze Związkiem Zawodowym na odcinku współzawodnictwa pracy, usprawnienia norm technicznych, pobudzania wynalazczości i wszelkiej inicjatywy twórczej z zakresu racjonalizacji procesów produkcyjnych.
5. O rozszerzenie współpracy z inteligencją techniczną Związku Radzieckiego i krajami demokracji ludowej.

Inteligencja techniczna partyjna i bezpartyjna, zrzeszona w Stowarzyszeniu Inżynierów i Techników Przemysłu Naftowego, świadoma roli nauki i techniki w służbie ludu, przyjmuje zobowiązanie zrealizowania tez, wysuniętych przez Kongres Zjednoczeniowy.

Drugą rezolucję zgłosił kol. J. Treutler, formułując ją następująco:

Zamierający świat kapitalistyczny w obronie swoich zysków usiłuje wzniecić niepokój, wrogość i nienawiść w krajach pozostających pod jego wpływami w stosunku do tych krajów, w których zwyciężyły wolność i sprawiedliwość społeczna.

Walny Zjazd Delegatów Stowarzyszenia Inżynierów i Techników Przemysłu Naftowego w imieniu wszystkich inżynierów i techników nafciarzy piętnuje tych wszystkich, którzy przygotowują nową wojnę.

Walny Zjazd wita z radością inicjatywę zwołania międzynarodowego kongresu w obronie pokoju i życzy, aby ten światowy kongres sparaliżował każdą próbę rozdmuchania na nowo straszliwej imperialistycznej wojny.

Zgłaszamy pełny akces do prac kongresu i do całej walki o pokój. Pragniemy, aby nasz apel został poparty głosami inżynierów i techników nafciarzy całego świata i dlatego prosimy Naczelną Organizację Techniczną, aby wezwała bratnie organizacje techniczne za granicą o solidaryzowanie się z naszą akcją.

Uważamy, że zwołanie Kongresu Pokoju będzie odpowiedzią wszystkich ludzi pracy i miłujących pokój na machinacje imperialistów przeciwko pokojowi.

Szczegółowe sprawozdanie z obrad Zjazdu podane zostanie w następnym zeszycie „Nafty”.

Walne Zebranie Oddziału Krakowskiego Stow. Inż. i Techn. Przemysłu Naftowego. W dniu 17 lutego 1949 r. odbyło się doroczne zwyczajne Walne Zebranie Oddziału Krakowskiego Stow. Inż. i Techn. Przemysłu Naftowego, poprzedzone odczytem kol. Częstki pt. „Metody eksploatacji ropy” cz. II.

Zebranie zagał prezes Oddziału kol. Cieśliski, zapraszając na przewodniczącego kol. Suknarowskiego.

Uczestnicy wysłuchali sprawozdania za r. 1948, po czym na wniosek Komisji Rewizyjnej uchwalili absolutorium dla ustępującego Zarządu. Szczegóły działalności Oddziałów zostaną podane w sprawozdaniu z Walnego Zjazdu Delegatów, wobec czego nie podajemy ich na tym miejscu.

W wyniku wyborów prezesem został ponownie kol. Cieśliski, do Zarządu weszli kol. kol. Brincken, Czaplicka, Mischke, Piaskowska, Piaskowski, Skobrtal, Wasong, Weymanowa, Żelakiewicz — jako członkowie, kol. kol. Helcel (z Tarnowa), Girdwoyn i Meyer jako zastępcy. Do Komisji Rewizyjnej wybrano kol. kol. Regulę, Bałabana i Dydeczyka, na zastępców kol. kol. Manasterskiego i Karczmarskiego. Do Sądu Koleżeńkiego weszli kol. kol. Pawłowski, Miński, Piątkiewicz, Wojnar i Porembalski jako członkowie, kol. kol. Częstka i Łodziński jako zastępcy. Na delegatów na Zjazd Stowarzyszenia wybrano kol. kol. Częstkę, Suknarowskiego i Treutlera.

Przy uchwalaniu preliminarza na r. 1949 przyjęto zalece-

nie NOT podniesienia składek członkowskich na 100 zł miesięcznie.

Zebranie zakończono dyskusją nad programem działalności na r. 1949, która winna odzwierciedlić się znacznie w związku z uzyskaniem własnego lokalu w gmachu Krakowskiego Towarzystwa Technicznego, który obejmuje NOT, przekształcając go na „Dom Technika” z salą zebrań, salą kursową, klubem towarzyskim oraz lokalami poszczególnych stowarzyszeń branżowych, zjednoczonych w NOT.

Walne Zebranie Oddziału Krośnieńskiego Stow. Inż. i Techn. Przemysłu Naftowego odbyło się dnia 5 marca 1949 r. Zagał je wiceprezes Oddziału kol. H. Górka, wzywając obecnych do uczczenia pamięci zmarłych w ubiegłym roku kolegów śp. P. Setkowicza, K. Adamika i A. Twaroga.

Na przewodniczącego Zebrania wybrano kol. P. Lenieckiego. Po wysłuchaniu sprawozdania z działalności Oddziału zebrani uchwalili jednogłośnie udzielenie absolutorium ustępującemu Zarządowi. Szczegóły tego sprawozdania opublikujemy w związku ze Zjazdem Delegatów. Przewodniczącym Oddziału na rok 1949 został kol. J. Strzelbicki, zaś jako nowi członkowie Zarządu kol. M. Mojak, Z. Giela, St. Wilk i St. Starzyk. Do Komisji Rewizyjnej weszli kol. kol. J. Ostaszewski, J. Merski i W. Wojnarowski oraz jako zastępcy kol. kol. A. Kuziemka i Br. Fleszar. Do Sądu Koleżeńkiego weszli kol. kol. St. Rachwał, A. Mikucki, M. Ptak, A. Majewski, P. Leniecki oraz jako zastępcy kol. kol. Z. Bajgier i St. Mięgowicz. Delegatami na Walny Zjazd w Krakowie zostali wybrani kol. kol. A. Waliduda, J. Czajkowska, T. Merski, P. Mamica, A. Kisłow, W. Kowalczyk, J. Kułak, P. Leniecki.

W dyskusji nad działalnością Oddziału oraz planami prac na przyszłość zebrani podkreślili trudności pracy oraz rozwoju Oddziału wskutek braku własnego lokalu, zalecając przyszłemu Zarządowi, aby dążył wszelkimi sposobami do pozytywnego załatwienia tej sprawy.

Ustawa o stopniu inżyniera. Księgarnia Techniczna NOT w Warszawie posiada na składzie broszurę pt. „Ustawa o stopniu inżyniera”, wydaną przez Naczelną Organizację Techniczną. Broszura zawiera tekst ustawy, rozporządzenia wykonawcze oraz komentarze NOT. Cena broszury wynosi 180 zł. Broszurę wysyła się odbiorcom za pobraniem pocztowym.

Zamówienia należy kierować na adres: Księgarnia Techniczna NOT, Warszawa, ul. Czackiego 3/5.

Przegląd zagraniczny

Występowanie ropy w rejonie Moskwy (wg „Oil and Gas Journal”, 29. VII. 1948)

Według źródeł sowieckich geologowie radzieccy mieli odkryć występowanie ropy w moskiewskim rejonie obok Kalugi na głębokości 500 m w warstwach dewońskich.

Według nich struktura tych warstw jest podobna do struktur dewońskich w rejonie Samary, zachodniej Baskirii i rzeki Kamy, a które zawierają złoża roponośne. Wynikałoby z tego, że warstwy dewońskie są roponośne nie tylko na obszarze między Wołgą a Uralem, ale także w centralnej części płyty rosyjskiej.

Nafta w rejonie Leningradu (wg „Erdöl-Dienst”, 29. VII. 1948)

Badania geologiczne i geofizyczne, przeprowadzone w rejonie Leningradu stwierdziły obecność warstw, które mogą zawierać ropę i gazy. Znane są oznaki naftowe w warstwach od górnego kambru aż do dolnego karbonu. Stwierdzono ślady ropy w sylurze a ropy i gazu w warstwach kambryjskich.

Ruch poszukiwawczy za naftą w Rumunii (wg „Erdöl-Dienst”, 6. XII. 1948)

Na skutek dużych dostaw urządzeń i narzędzi wiertniczych z ZSRR do Rumunii, ruch poszukiwawczy za ropą w tej ostatniej wzmógł się bardzo silnie.

Szczególnie intensywne poszukiwania wiertnicze są czynione na terenach naftowych Tow. „Sowrompetrol”.

Odkrycie ropy we Włoszech (wg „Erdöl-Dienst”, 29. XI. 1948)

Tow. AGIP odwiertło w Corte Maggiore, na południowym brzegu rzeki Padu, otwór do głęb. ok. 1475 m, który uzyskał produkcję ropy. Brak jednak danych o ilości nawierconej ropy.

Prace poszukiwawcze w południowych Niemczech (wg „Erdöl-Dienst”, 2. VII. 1948)

Amerykański zarząd wojskowy finansuje prace poszukiwawcze w południowych Niemczech, które mają objąć prawie całą Bawarię od Ulm do Passau i na południe od Monachium aż po granicę austriacką. Prace te są prowadzone przez naftowe firmy amerykańskie. Do badań sprowadzono ze Stanów Zjednoczonych dwie sejsmiczne aparaty refleksyjne, których obecnie w Niemczech nie wyrabia się.

Nowe odkrycie ropy w Holandii (wg „Erdöl-Dienst”, 10. IX. 1948)

Wiercenie poszukiwawcze tow. Royal Dutch Shell niedaleko Delft napotkało w głęb. 730 m na znaczne ślady ropy.

Odkrycie gazu ziemnego w Holandii (wg „Erdöl-Dienst”, 30. IX. 1948)

Obok Steenwijkmoer, ok. 6 mil na zachód od znanego pola naftowego Coevorden, natrafiono w głębokości 2700 m na złożę gazonośne.

Plan wiertniczy Niemiec w r. 1949 (wg „Erdöl-Dienst“, 16. XII. 1948)

Plan wiertniczy w Niemczech przewiduje odwiercenie w 1949 r. 160 000 m w otworach poszukiwawczych i 155 000 m w otworach eksploatacyjnych.

W roku 1948 odwiercono zaledwie 66 800 m na znanych polach naftowych i 36 500 na terenach poszukiwawczych.

Racjonalizacja eksploatacji pola naftowego Schoonebeek-Emlichheim (wg „Erdöl-Dienst“, 8. VII. 1948)

Między firmami eksploatującymi pola naftowe w Schoonebeek po stronie holenderskiej i Emlichheim po stronie niemieckiej zostało osiągnięte porozumienie w sprawie wzajemnego ujednostajnienia ilości wydobywanej ropy celem zapewnienia racjonalnej, optymalnej eksploatacji pola Schoonebeek-Emlichheim.

Ropa w południowej Francji

(wg „Erdöl-Dienst“, 18. XI. i 10. IX. 1948)

Niedaleko Lenbeye (Małe Pireneje) nawiercono ropę w głęb. 1900 m. Próba eksploatacja dała w ciągu 1½ godziny 16 600 litrów ropy, bardzo dobrej jakości. Do czasu zmontowania transportu odwiert zamknięto.

W ramach wielkiego francuskiego programu poszukiwawczego za węglowodorami, został odwiercony z pozytywnym rezultatem otwór w Garlin, 25 km na półn.-wschód od Pau.

Próba eksploatacja dała w wyniku prawie 15 ton ropy. Wobec braku środków transportowych i zbiorników na kopalni, odwiert został przejściowo zamknięty.

Problem naftowy Portugalii

(wg „Erdöl-Dienst“ 14 i 17. VI. 1948)

Trudności w zaopatrywaniu rynku krajowego zmuszają wiele krajów do poszukiwań za własną produkcją ropy. Do krajów tych należy także Portugalia, gdzie wkrótce trzeba liczyć się z intensywną akcją poszukiwawczą.

Portugalia posiada jedną rafinerię ropy, której zdolność przetwórcza może zaspokoić połowę zapotrzebowania kraju na produkty naftowe. W roku ubiegłym przerobiła ta rafineria 264 tys. ton ropy, zapotrzebowanie krajowe na jej produkty wynosiło natomiast 505 tys. ton.

Portugalia rozbudowuje także swoją flotę tankowców, by się uniezależnić od obcych dostawców, oraz projektuje rozbudowę wspomnianej rafinerii do wysokości zaspokojenia potrzeb rynku wewnętrznego na produkty naftowe.

Program wiertniczy w Turcji

(wg „World Oil“, czerwiec 1948)

Dowiercenie otworu Raman 9 z produkcją ok. 65 ton ropy dziennie w głęb. ok. 1340 m na antyklinie Ramandag stało się bodźcem do zaprojektowania w Turcji obszernego planu wierceń poszukiwawczych za naftą.

Wiercenia te mają być głównie zgrupowane w południowo-wschodniej części kraju, blisko granicy irackiej, jako terenu najbardziej obiecującego możliwości znalezienia złóż ropodajnych.

Na marginesie ostatniego dowiercenia należy zaznaczyć, że już poprzednie otwory wiercone w okresie wojny na antyklinie Ramandag posiadały małe przypiływy ropy, 1½—4 a nawet 9 ton dziennie (ten ostatni z wodą).

Nowe dowiercenie w Turcji

(wg „Oil and Gas Journal“, 23. IX. 1948)

W górach Ramandagh, w połudn.-wschodniej Turcji dowiercono nowy otwór naftowy z wydajnością początkową ok. 55 ton dziennie.

Odkrycie pola Ramandagh jest zasługą tureckiego rządowego Instytutu Poszukiwań Górniczych.

Nowe odkrycie ropy w Kanadzie

(wg „Petroleum Engineer“, październik 1948)

Największym ostatnim odkryciem w Kanadzie było dowiercenie przez firmę „Imperial Oil Co.“ w prowincji Alberta otworu z samoczynną produkcją prawie 10 ton ropy na godzinę. Odwiert znajduje się niedaleko Redwater, ok. 50 km na północny-zachód od Edmonton i ok. 80 km na północny-wschód od Leduc. Ropa pochodzi z warstw wapieni dewońskich, z głębokości 948—954 m.

Nafta w Libii

(wg „World Oil“, czerwiec 1948)

Francuscy technicy odkryli występowanie ropy w rejonie Fezzan w Libii, na południe od oazy Murzek. Tereny te znajdują się blisko granicy Algieru, brak jednak bliższych danych odnośnie charakteru odkrycia.

Zasoby gazowe Kanady

(wg „Oil and Gas Journal“, 24. VI. 1948)

Według ogłoszonych niedawno przez Dominion Bureau of Mines dat, największe zasoby gazu ziemnego w Kanadzie posiada prowincja Alberta: 40,5 miliarda m³ zasobów stwierdzonych i prawie 62 miliardy m³ zasobów prawdopodobnych.

Prowincja Saskatchewan posiada jedynie 1,7 miliarda m³ stwierdzonych zasobów gazu.

Zasoby gazu prowincji Alberta reprezentują obecnie ok. 90-krotne spożycie roczne gazu w Kanadzie, wynoszące okragło 1,13 miliarda m³ rocznie.

Odkrycie ropy w północnym Meksyku

(wg „Oil and Gas Journal“, 12. VIII. 1948)

Niedaleko Rio Grande, w pobliżu Reynosa, w półn. Meksyku dowiercono po raz pierwszy naftę w 2 odwiertach w piaskowcu Fria (kreda). Ropę nawiercono w dwóch horyzontach, w głębokości 1450 m i 2150 m. Między obu horyzontami naftowymi napotkano trzy strefy gazonośne.

Nowe wydajne pole naftowe w Wenezueli

(wg „Oil and Gas Journal“, 30. IX. 1948)

Jednym z największych pól naftowych nie tylko w Wenezueli ale w całej łańciskiej Ameryce okazuje się pole naftowe Tucupido. Znajdujące się tutaj 8 odwiertów w eksploatacji wydają ok. 85 ton ropy dziennie. Cztery otwory znajdują się w wierceniu.

Olbrzymie naftowe laboratorium badawcze w St. Zj.

(wg „Oil and Gas Journal“, 5. VIII. 1948)

W przyszłym roku ma się rozpocząć budowę w Tulsa jednego z największych badawczych laboratoriów naftowych na świecie; ma być ono zbudowane i urządzone przez Towarzystwo „Stanolind Oil & Gas Co.“ i ma być poświęcone badaniom eksploracyjnym, produkcyjnym i procesom przetwórczym gazu ziemnego.

Przewidziana liczba pracowników tego zakładu ma wynosić ok. 600, mają być zainstalowane liczne kompletne urządzenia doświadczalne i pomocnicze.

Podjęcie ruchu laboratorium przewidziane jest na rok 1950.

Wspomniane towarzystwo posiada już obecnie w Tulsa duży zakład badawczy, zatrudniający ok. 500 pracowników i który po wybudowaniu projektowanego laboratorium zostanie przeznaczony do wytwórczości urządzeń geofizycznych oraz prac doświadczalnych i analitycznych. Badania w nowym zakładzie będą podzielone na 5 sekcje:

Sekcja eksploracyjna będzie prowadziła studia nad geofizycznymi oraz innymi metodami poszukiwania ropy i będzie projektowała instrumenty i urządzenia do tych prac.

Sekcja produkcyjna będzie przeprowadzała eksperymenty z nowymi metodami wierceń i ich osprzętem, z płuczką, metodami kwasowania i cementowania odwiertów i będzie prowadziła studia nad mechaniką złóż ropnych.

Sekcja przeróbcza będzie zajmowała się wyłącznie metodami syntetycznej wytwórczości z gazu ziemnego. Badaniami nad przeróbką ropy zakład nie będzie się zajmował, ze względu na to, że prace te prowadzi się w zakładzie Standard Oil Co. w Whiting (Indiana).

Koszty wiercenia w St. Zjednoczonych

(wg „Petroleum Data Book“)

Średni koszt wiercenia w St. Zjedn. wynosi 13,15 dol. od 1 stopy. Koszt ten waha się od 7,33 dol. od 1 stopy przy wierceniach do głęb. 3000 stóp do 21,48 dol. od stopy przy głęb. 12000—14000 stóp.

Największe koszty wiercenia mają miejsce w przybrzeżnej części Teksasu i Louisiany. Na wybrzeżu Teksasu średni koszt wiercenia 1 otworu wynosi 290 000 dolarów, a na wybrzeżu Louisiany 442 500 dolarów.

Wzrost niemieckiej produkcji ropy (wg „World Oil“, styczeń 1949)

W październiku produkcja ropy w Niemczech wynosiła ok. 55 500 ton, była zatem największa w ciągu ostatnich trzech lat (od 1. I. 1945). Obszar Emsland wyprodukował przy tym ok. 16 tysięcy ton a więc o 1000 ton więcej niż w miesiącu poprzednim. W stosunku do stycznia 1948 produkcja ropy na obszarze Emsland uległa podwojeniu.

Najbardziej zautomatyzowany żuraw wiertniczy na świecie

(wg „Oil and Gas Journal“, 5. VIII. 1948)

Na polu Sugar Valley, na Wybrzeżu Zatoki w Teksasie jest w ruchu prawdopodobnie najbardziej zautomatyzowany na świecie żuraw wiertniczy, „Humble Rig 30“. Jest on pomyślany jako polowe laboratorium dla badań urządzeń wiertniczych, a geneza jego powstania ma źródło w przekonaniu, że wraz ze zwiększaniem się głębokości odwiertów i wynikłych stąd coraz większych trudności wiercenia, będzie wymagana również jak największa automatyzacja urządzeń wiertniczych i kontrolnych.

Wspomniany wyżej żuraw nie wymaga już prawie czynności wykonywanych ręcznie, większość urządzeń jest puszczana w ruch i kontrolowana z jednego siedzącego miejsca, tzw. „rajskiego tronu“.

Artykuł wymienia ok. 20 różnych czynności, wykonywanych normalnie ręcznie, które zostały zautomatyzowane, a kilka z nich zostało opisanych szczegółowo.

Z wiercen kierunkowych

(wg „Oil and Gas Journal“, 25. XI. 1948)

Otwór „I Mattie H. Johnson“, wiercony niedaleko Vicksburg (Mississippi) w St. Zjedn. do głębokości 1 486 m, osiągnął w niektórych wypadkach krzywiznę odwiertu wynoszącą 51°.

Rzeczywista pionowa głębokość odwiertu wynosiła 1316 m a odległość spodu otworu od jego punktu na powierzchni w kierunku poziomym 470 m.

Ograniczenie produkcji ropy w St. Zjednoczonych

(wg „Oil and Gas Journal“, 3. II. 1949)

Produkcja ropy w Stanie Oklahoma została ograniczona na miesiąc luty o 5355 ton dziennie. W styczniu produkcja ropy Oklahomy wynosiła 59430 ton dziennie.

Ograniczenie produkcji jednego odwiertu waha się w granicach od 5,3 do 20 ton dziennie.

W Kansas produkcję ograniczono w lutym o 670 ton dziennie, czyli do wysokości 38860 ton dziennie.

Również w Teksasie ograniczono w lutym produkcję o 900 ton dziennie oraz po raz drugi o 8060 ton dziennie.

Produkcja ropy w Kuwait rośnie

(wg „Oil and Gas Journal“, 16. XII. 1948)

Produkcja ropy naftowej Tow. „Kuwait Oil Co., Ltd.“ w Kuwait wzrasta bardzo szybko. W październiku wydobyto 794459 ton ropy, a więc o 20% więcej niż w miesiącu poprzednim.

Całkowita produkcja za pierwsze 10 miesięcy 1948 roku wynosi 4605875 ton. Wzrasta również ilość żurawi wiertniczych.

Nowa rafineria w Szwecji

(wg „Oil and Gas Journal“, 18. XI. 1948)

Na wiosnę 1949 r. ma zostać ukończona budowa rafinerii w Skarvik koło Gotenburga. Rafineria ta będzie posiadała zdolność przerobczą ok. 600 000 ton rocznie, lecz wydajność ta będzie mogła być przez rozbudowę rafinerii podwojona.

Przeróbka łupków bitumicznych w Austrii

(wg „Erdöl-Dienst“, 22. VII. 1948)

W Tyrolu znanych jest 84 miejsc występowania łupków bitumicznych, z których uzyskany olej jest używany przez ludność do celów leczniczych. Dwa miejsca znajdują się w eksploatacji łupków bitumicznych, jedno w Pertissau i drugie w Seefelden. W pierwszym stosuje się odbudowę odkrywkową, w drugim odbudowę podziemną. Przeróbkę łupków bitumicznych w Seefelden stosuje się jeszcze od r. 1834.

Dwa mniejsze zakłady przerobcze, w Häring i w Obsteig, czynne w czasie wojny, są obecnie zastanowione.

Duża rafineria ropy w Kanadzie

(wg „Chimie & Industrie“, lipiec 1948)

W Edmonton, w Kanadzie, została ukończona budowa dużej rafinerii ropy, będącej własnością Imperial Oil Co. Zdolność produkcyjna tej rafinerii wynosi ok. 800 ton dziennie, ale może być zwiększenie zasięgu i pewności działania przy tych samych kosztach eksploatacji.

Nowy olej lotniczy

(wg „Petroleum Engineer“, lipiec 1948)

Po sześciu latach prób badawczych udoskonalono nowy typ oleju do silników lotniczych. Przeznaczony jest on głównie do samolotów lekkich z silnikami poziomymi a jego zaletą ma być zwiększenie zasięgu i pewności działania przy tych samych kosztach eksploatacji.

Gazociąg Tuluza-Bordeaux

(wg „Erdöl-Dienst“, 5. XI. 1948)

Budowa gazociągu na wysokie ciśnienie z Tuluzy do Bordeaux, ogólnej długości 184 km i średnicy 6,9 cala, została doprowadzona do Agen i odcinek ten został oddany obecnie do użytku. Ostatni odcinek gazociągu do Bordeaux ma być ukończony w marcu 1949 r.

Najdłuższy po wojnie rurociąg naftowy w St. Zjedn.

(wg „Petroleum Engineer“, czerwiec 1948)

Ukończona została budowa najdłuższego po 2-giej wojnie światowej rurociągu naftowego w St. Zjednoczonych pomiędzy Corsicana w Teksasie i Patoka w Illinois długości 1014 km.

Zdolność przelotowa rurociągu ma wynosić ponad 15 tysięcy ton ropy dziennie pod ciśnieniem roboczym prawie 50 atmosfer.

Rurociąg o średnicy 20 cali przechodzi na swej trasie przez 4 większe rzeki (Red River, Arkansas, White i Mississippi). Rurociąg w zasadzie był kładziony 6 stóp poniżej łóżyska rzeki w rurze 24-calowej, stanowiącej dla niego pokrowiec, przy czym przestrzeń między obu rurami wypełniona była węglem.

Wzrost konsumpcji benzyny w St. Zjednoczonych w r. 1948

(wg „Oil and Gas Journal“, 27. I. 1949)

Konsumcja paliw motorowych w St. Zjedn. wzrosła w r. 1948 ok. 9% w stosunku do r. 1947, osiągając najwyższą dotychczas cyfrę spożycia 116209 mil. litrów.

Przejechane kilometry na drogach publicznych wzrosły w r. 1948 do cyfry ok. 655 miliardów kilometrów w stosunku do 595 miliardów km w r. 1947.

Ilość prywatnych samochodów wynosiła w St. Zjedn. w 1948 r. ok. 55225000, czyli ok. 2500000 więcej niż w roku 1947.

Piece ogrzewcze do opalania olejem

(wg „Erdöl-Dienst“, 17. I. 1949)

Amerykańskie władze okupacyjne wprowadziły w swojej strefie Berlina piece do opalania mieszkań olejem zamiast węglem. W piecach tych, tzw. „Blockadeofen“, przez spalanie 1 litra oleju dieslowego (wartość 60 fenigów) można ogrzewać mały pokój w ciągu dnia. Ma to mieć duże znaczenie ze względu na łatwiejszą dostawę do Berlina oleju aniżeli węgla, którego ładunek zabiera 4 razy więcej miejsca w transporcie.

Budowa olbrzymiego gazociągu w St. Zjednoczonych

(wg „Oil and Gas Journal“, 2. IX. 1948)

Budowa projektowanego, 2900 km długiego gazociągu o średn. 26 cali — o projekcie którego niedawno donoszono — ma się rozpocząć w maju 1949 r.

Według projektu budowa jego od Mercedes w Teksasie do Nowego Jorku ma zostać ukończona w 1950 roku.

Benzyna w stałej postaci

(wg „Erdöl-Dienst“, 4. X. 1948)

Po długoletnich naukowych badaniach otrzymał we Francji Jan Pathus-Labour benzynę w stałej postaci. W przeciwieństwie do benzyny płynnej otrzymany materiał palny jest bezpieczny jeśli chodzi o zapalność i wybuchowość.

Nowy ten produkt można dowolnie zabarwiać i można mu nadawać różne formy.

Długość życia pojazdów mechanicznych (wg „Erdöl-Dienst“, 2. VII. 1948)

W Stanach Zjednoczonych przeciętny wiek samochodu wynosi obecnie 12 lat użytkowych i 145 000 przejechanych kilometrów. W r. 1935 czas auta „na chodzie” wynosił przeciętnie 8,3 lat i 93 000 przejechanych kilometrów.

Utworzenie Instytutu dla popierania wynalazczości (wg „Bergbau und Energiewirtschaft“, czerwiec 1948)

W Anglii został powołany do życia narodowy instytut dla rozwoju wynalazczości (National Research Development Corporation).

Zadaniem tego instytutu jest rozwój i ocena wynalazków, finansowanie ich, o ile tego wymaga interes publiczny, uzyskiwanie patentów i udzielanie na nie licencji.

W ciągu pierwszych 5-ciu lat instytut będzie finansowany przez ministerstwo handlu, później powinien być materialnie samowystarczalny.

Rola sowieckiej nauki w rozwoju techniki naftowej (wg „Nieftianoje Choziajstwo“, nr 8, 1948)

W Groźnym odbyła się naukowa konferencja na temat „Rola sowieckiej nauki w rozwoju techniki naftowej”. Wygłoszono na niej osiem referatów na różne tematy, jak znaczenie nowoczesnych metod geologicznych, nowe metody w technice wiercenia i eksploatacji naftowych odwiertów itp.

W czasie konferencji była czynna specjalna wystawa prac rosyjskich uczonych.

Kronika

Współzawodnictwo w przemyśle naftowym

W dniu 7 bm. odbyło się w Krakowie posiedzenie Głównego Komitetu Współzawodnictwa Pracy Przemysłu Naftowego, na którym zostały omówione wyniki współzawodnictwa za miesiąc styczeń br., które według sprawozdań poszczególnych dyrekcji branżowych wypadły następująco:

1) w dziale wiertnictwa za ropą i gazem
W P. P. Kopalnictwie Naftowym wyróżniły się szyby wiercone na Sekcji Lipinki: F. 8 — 395 pkt., W. 45 — 369 pkt., na Sekcji Grabownica G. 63 — 349 pkt. W P. P. Wierceniach Poszukiwawczych Sekcja Wschód: O — 172 pkt., Gr. — 155 pkt., Sekcja Zachód: D. 5 — 149 pkt.

2) w dziale eksploatacji ropy:
Sekcja Gorlice — 192 pkt., Sekcja Grabownica — 177 pkt., Sekcja Wańkowa — 176 pkt.

W eksploatacji gazu ziemnego wyróżniła się w P. P. Gaz Ziemny sekcja Sandomierz — 164 pkt. oraz sekcja Jasło.

3) w przemyśle gazolinowym na czoło wysunęły się gazolinownie rafineryjne, zdobywając punkty I — 214 pkt., II — 171 pkt., III — 161 pkt.

4) w przemyśle rafineryjnym wyróżniły się 3 rafinerie zdobywając: I miejsce — 344 pkt., II miejsce — 234 pkt., III miejsce — 223 pkt.

W rafineriach wyróżniono pracowników: Gorczycę Jana — destylatora, Nowaka Wojciecha — rafinatora.

5) W Centralnych Warsztatach Naftowych w poszczególnych działach wyróżnili się: w odlewni Haluch Edward, formierz 127% normy, w kuźni zespół Wielgirza 134% normy, w obrabiarkach Rozeń 133% i Julina 127% normy, w oddziale montażowym Jagielski, ślusarz — 135%.

W warsztatach samochodowych Wierceń Poszukiwawczych najlepsze wyniki współzawodnictwa indywidualnego uzyskali tokarz Gasiński Albin, blacharz Zelek Józef, silnikowiec Kraus Marian, podwoziowiec Żbik Jerzy, ślusarz spec. Pacyński Stefan.

6) w dziale transportowym
W P. P. Kopalnictwo Naftowe załoga wozów ciężarowych Ostrowski Jan i Wolarz Jan I miejsce, Orzechowski Stan. i Młodecki Kazimierz — II miejsce.

W kolumnie samochodowej CZMPN wyróżnili się: w obsłudze wozów ciężarowych Berdel Jan kier. Smulczyński B. — 218 pkt., Nicpoń Zygmunt i Głębiowski Tadeusz — 206 pkt., w obsłudze wozów osobowych Varga Andrzej — 226 pkt., Kalinka Zbigniew — 216 pkt.

Po omówieniu wyników współzawodnictwa dokonano podziału nagród pieniężnych i honorowych, przyznając najwyższą nagrodę przechodnią sztandar współzawodnictwa P. P. Kopalnictwu Naftowemu na I kwartał 1949 r. jako zdobywcy I-szego miejsca we współzawodnictwie międzybranżowym. Następnie ob. Bęben przewodniczący Komitetu Branżowego Współzawodnictwa Pracy Kopalnictwa Naftowego zreferował nowy regulamin dla współzawodnictwa żurawowego w wiertnictwie, który po dłuższej dyskusji został z małymi poprawkami przyjęty.

Uroczystość Święta Kobiet

W dniu 13 marca br. w świetlicy Związku Zawodowego Pracowników Przemysłu Naftowego w Krakowie odbyła się uroczysta akademja z okazji Międzynarodowego Święta Kobiet.

W akademii wzięły udział licznie przybyłe pracowniczki przedsiębiorstw naftowych z terenu Krakowa, przodowniczkami pracy oraz przedstawiciele partii, związków zawodowych i dyrekcji branżowych przemysłu naftowego z mgr. Trawińskim, naczelnym dyrektorem CZPN na czele.

Po słowie wstępnym przewodniczącej Kola Naftowego Ligi Kobiet, wygłoszono referat na temat dziejów ruchu kobiecego.

Następnie nac. dyr. mgr. Tadeusz Trawiński wyraził w imieniu dyrekcji podziękowanie za wydatną pracę przodowniczkom pracy i wszystkim zebranym pracowniczkom przemysłu naftowego i dokonał wręczenia nagród pieniężnych oraz dyplomów uznania.

Akademję zakończono częścią artystyczną.

Sekcja Potok otrzymała sztandar przechodni

W d. 15 marca br. na Sekcji IX Potok P. P. Kopalnictwa Naftowego odbyła się uroczystość wręczenia najwyższej nagrody współzawodnictwa pracy przemysłu naftowego — sztandaru przechodniego.

W uroczystości wzięli udział miejscowi pracownicy, przodownicy pracy oraz przedstawiciele Partii, Zarządu Głównego Związku Zawodowego Pracowników Przemysłu Naftowego z posłem E. Jerzykiem, Ed. Bębmem i Mgr T. Trawińskim dyrektorem naczelnym CZPN na czele.

Sekcja Potok uzyskała sztandar współzawodnictwa dzięki bardzo sumiennej i ofiarnej pracy całego zespołu Sekcji, która w ciągu 1948 r. dała największą produkcję ropy naftowej ze wszystkich sekcji kopalnictwa. Wysiłek tej sekcji został podkreślony przez przekazanie jej sztandaru.

Mgr T. Trawiński wyraził w imieniu Centralnego Zarządu Przemysłu Naftowego podziękowanie i uznanie za wydatną pracę Sekcji.

Na zakończenie ob. Preissner w imieniu przodowników sekcji złożył przyrzeczenie podwojenia wysiłków celem przyspieszenia wykonania 3-letniego Planu Odbudowy.

Odprowa oszczędnościowa przemysłu naftowego

W dniu 19 lutego 1949 r. odbyła się w Krakowie odprowa oszczędnościowa przemysłu naftowego, celem omówienia głównych kierunków i sposobów przeprowadzenia systemu oszczędnościowego w przemyśle naftowym w r. 1949.

W odprowie wzięli udział członkowie dyrekcji CZPN i podległych przedsiębiorstw CZPN, komisarze oszczędnościowi, kierownicy zakładów, przewodniczący Rad Zakładowych wzgl. Kół Zw. Zawodowych oraz sekretarze podstawowych organizacji przy dyrekcjach i zakładach.

Na zebraniu wygłosił nac. dyr. CZPN mgr T. Trawiński referat o systemie oszczędnościowym w r. 1949, w którym omówił wytyczne systemu oszczędnościowego i sposoby jego przeprowadzenia w przemyśle naftowym w 1949 r. Omawiając bliżej znaczenie systemu oszczędnościowego dla wykonania planów gospodarczych, 3-letniego i 6-letniego, mgr Tra-

wiński podkreślił, że system oszczędnościowy musi się stać stałą, codzienną podstawą naszego życia gospodarczego.

Na odprawie przeprowadzono obszerną dyskusję, związaną z aktualnymi problemami oszczędnościowymi w poszczególnych zakładach pracy.

Powiązanie planu oszczędnościowego ze współzawodnictwem pracy w przemyśle naftowym

W dniu 25 marca 1945 r. odbyło się w Krakowie posiedzenie Głównego Komitetu Współzawodnictwa Pracy Przemysłu Naftowego, w którym wzięli udział przedstawiciele komitetów branżowych poszczególnych przedsiębiorstw, podległych Centralnemu Zarządowi Przemysłu Naftowego.

Tematem obrad były wyniki osiągnięte we współzawodnictwie pracy w miesiącu lutym oraz plan oszczędnościowy w przemyśle naftowym, który zgodnie z wytycznymi Krajowej Rady Oszczędnościowej będzie ściśle związany ze współzawodnictwem.

W wyniku dyskusji stwierdzono, że żywiołowy ruch współzawodnictwa obejmuje coraz to większą ilość pracowników, oraz że należy do tego ruchu wciągnąć w szerszym zakresie młodzież szkół zawodowych.

Postanowiono również, począwszy od 1 kwietnia br., systematycznie realizować postanowienia oszczędnościowe, jako część wielkiego planu oszczędnościowego w skali ogólnopństwowej.

Bibliografia naftowa

Geologia i geofizyka

Rozkład bakteryjny materiałów ropoносnych. C. E. Zobell, *Bacterial Release of Oil Bearing Materials*. *World Oil*, 126, 13, 36 (25. VIII. 1947) i *Oil and Gas Journal*, 46, 13, 62 (2. VIII. 1947). Prace eksperymentalne wykazały, że bakterie wypierają ropę z piasku morskiego oraz z innych minerałów. Ropa była wyparta także z piaskowców Atabaska przy pomocy bakterii redukujących siarczany. W niektórych wypadkach ropa została zemulgowana, co wskazuje na jej modyfikację czy destrukcję. Zjawisko to uwidaczniało się silniej w wypadku stosowania kultur mieszanych.

Zastosowano również bakterie do wypierania ropy z łupków bitumicznych. Nie uzyskano tu jeszcze jednak pozytywnych rezultatów. Również nie uzyskano ropy przy tej metodzie ze skał przepojonych asfaltem. Dobre rezultaty dały próby wypierania ropy z rdzeni piaskowca.

Wiele gatunków bakterii rozpuszcza węglany przez wytworzenie kwasów organicznych. Może to spowodować uwalnianie ropy, zaś wytwarzany w tym procesie CO₂ będzie wydychał kropelki ropy ze skały. Wytworzony za pośrednictwem bakterii metan i tlen będą działały podobnie. Niektóre bakterie posiadają upodobanie do materiałów mineralnych i mogą niszczyć błonkę kropelek ropy. Mogą one również zmniejszać napięcie powierzchniowe ropy, doprowadzać do syntezy lub rozbijania węglowodorów.

Artykuł podaje opis bakterii redukujących siarczany oraz możliwości wprowadzania bakterij do pokładów w celu uwalniania z nich ropy. Autor jest zdania, że dany problem winien być w dalszym ciągu badany. H. G.

Radiograficzne metody badań geofizycznych. M. A. Blackburn, *Radiographic Methods of Geophysical Exploration*. *World Oil*, 126, 11, 43 (11. VIII. 1947). Metoda ta polega na pomiarach intensywności pola radiowego w sposób automatyczny. Pomiary te są robione na wozach, przy czym konstruuje się tu mapę intensywności. W ten sposób można odszukać fałdy oraz osie tych fałdów, czyli zbadać strukturę geologiczną terenu.

Do pomiarów na polach Esterline-Angus został zbudowany specjalnie czuły odbiornik.

Obserwacje mogą być kontrolowane z wynikami innych metod. Można porównać anomalie radiograficzne ze znanymi anomaliami.

Pokłady płytkie leżące ponad złożami ropnymi mają — o ile chodzi o pomiary — różne własności fizyczne i chemiczne od pokładów takich samych, ale leżących w okolicach, gdzie ropa nie występuje. Te różnice wpływają na zmianę intensywności radiowej. H. G.

Geologiczna interpretacja pomiarów radioaktywności w odwiertach. J. E. Kilkenny, *Geological Interpretation of Radioactivity Well Logs*. *Petroleum Engineer*, 18, 12, 137 (VIII. 1947). Brunatne łupki organiczne posiadają dużą radioaktywność. Czyste piaski, wapienie, płone łupki wykazują radioaktywność nieznaczną. Duża radioaktywność w łupkach bitumicznych może być wynikiem osadzenia się koloidalnego materiału radioaktywnego równocześnie z materiałem organicznym lub wskutek przenikania radioaktywnych roztworów już po sedymentacji.

Bentonity i popioły zaznaczają się wyraźnie na wykresach radioaktywności, jednakowoż nie potwierdziło się to w dolinie San Joaquin. Fosfatowe wkładki spągu form. Etchegoin są radioaktywne. Organiczne łupki w formacji Kreyenhagen nie wykazują dużej radioaktywności. H. G.

Diogeneza solanek na polach naftowych. L. U. de Sitter, *Diagenesis of Oil-Fields Brines*. *Bull. Amer. Ass. Petrol. Geol.*, 31, 2030—2040, 1947. W artykule podano wykreślenie analizy amerykańskich wód węglanych. Wyściągano z tych analiz wnioski, że wody rodzime pochodzące z wód morskich, musiały ulec dwom fazom diagenety. W pierwszej fazie następuje opadanie magnezu, wapienia, siarczanów i węglanów, w drugiej fazie następuje koncentracja ze stopniowym wzrostem jonów magnezu i wapienia. W pierwszej fazie następuje mieszanie się tych sedimentów z łałami, w fazie drugiej wytwarzają się pół-przepuszczalne właściwości łupków w czasie procesu ich prasowania. H. G.

Wiertnictwo

Postępy w technice cementowania rur. G. E. Mc Clatchey, *Development in Cementing Casing Technique*. *Oil and Gas Journal*, 8. I. 1948, 46, 36, 56. Podkreślono tutaj znaczenie dobrego cementowania dla uzyskania właściwej produkcji. Według zdania autora — najlepsze rezultaty przy cementowaniu można uzyskać tylko w tym wypadku, jeżeli oczyści się uprzednio odwiert od osadu błota ze ścian przy pomocy skrobacza oraz zastosuje się pionowanie rur. Artykuł zawiera również opis użycia stosowanych aparatów do cementowania oraz doświadczenia praktyczne. H. G.

Własności płuczki „czerwonej“. C. R. Houssiere, Jr., „Red“ Mud Behaviour. *Oil and Gas Journal*, 47, 8, 180, 24. VI. 1948. Zasadniczymi składnikami płuczki tzw. czerwonej są:

- 1) soda kaustyczna,
- 2) „kwebracho“ (drzewo kwebruch),
- 3) skrobia,
- 4) wapień.

W artykule znajdujemy opis zachowania się takiej płuczki. Tzw. czerwona płuczka jest mniej podatna na flokulację w obecności solanki aniżeli płuczka zwykła. Wysunięto tu również teorię, że:

- 1) zastąpienie bentonitów, zawierających Na, na bentonity zawierające Ca, chroni przed tworzeniem się żruba,
- 2) skrobia posiada ochronne właściwości.

Praca zakończona jest wyliczeniem wszystkich dodatnich właściwości płuczki czerwonej. H. G.

Wiercenie kierunkowe. V. Shephard. *Directional Drilling*. *Oil and Gas Journal*, 5. II. 1948, 46, 40, 69. Kontrolowane wiercenie kierunkowe polega na spowodowaniu odchylenia wierconego otworu od pierwotnie obranego kierunku. Dla osiągnięcia tego potrzebne są następujące urządzenia:

1. Instrument pomiarowy dla oznaczania postępu. Jest to zwyczajnie pojedyncza komora fotograficzna z pionem i igłą magnetyczną. Przyrząd ten pozwala na pomiar odchylenia od pionu oraz na określenie kierunku tego odchylenia.

2. Warsztat dla wiercenia kierunkowego, składający się z „biczyska“, kolanka i świda.

3. Urządzenie do nadawania kierunku warsztatowi. Przeprowadzane to być może z powierzchni bądź też przy pomocy przyrządów umieszczonych w głębi.

4. Wyszkolony personel.

H. G.

Badanie płuczki wiertniczej. G. R. Gray, Testing of Drilling Fluids. *Petroleum Engineer*, Reference Annual, 1947, 13, 10, 100. Autor omawia metody, jakie normalnie stosuje się do badań fizycznych właściwości płuczki wiertniczej. Opisuje następnie aparaturę, która składa się: 1) hydrometr, 2) waga, 3) wiskozymetr Marsh'a, 4) wiskozymetr Stormera, 5) sziometr, 6) prasa filtracyjna, 7) przyrząd do pomiaru pH.

Następnie opisuje metody badania zawartości w płuczce piasku, soli, twardości mydła, sposobu badania pH itp.

H. G.

Analiza rdzeni — jej interpretacja i zastosowanie. J. G. Caran, Core Analysis — Its Interpretation and Application in Reservoir Engineering. *Petroleum Engineer*, 19, 1, 228 (X. 1947). Autor podaje podstawowe dane co do analizy rdzeni oraz interpretacji tych analiz w problemach produkcyjnych. Podaje on również formuły dla obliczania na tej podstawie zapasów ropy oraz tej ilości ropy, która może być wydobyta ze złoża.

H. G.

Wydobywanie ropy

Wpływ metody zawadniania złoża przy metodzie nagazowania. D. E. Mc Kenzie, Effect of Water Injection in Gas Drive. *Oil and Gas Journal*, 22. I. 1948, 46, 78. Badania tego wpływu przeprowadzone zostały przy pomocy wtłaczania strumienia wody do rdzenia poddawanego nagazowaniu powietrzem i gazem. Wnioski, jakie z takich doświadczeń osiągnięto, są następujące:

1) Wydobywanie ropy zwiększyło się, gdy użyto do doświadczenia ropy Vengo i innej.

2) Wydobywanie ropy zwiększa się, jeżeli stosujemy częściowe nawadnianie, a nie pełnym strumieniem.

3) Pożądane jest zredukowanie wtłaczanego gazu.

4) Należy ograniczyć ilość wtłaczanego gazu w złożach o dużej przepuszczalności.

Wyniki doświadczeń przeprowadzane na różnego rodzaju próbkach były zgodne. W artykule umieszczono opis prac laboratoryjnych oraz wszystkie dane, na których oparto się przy wyciąganiu wniosków.

H. G.

Przeźroczysty model dla obserwacji zjawisk zachodzących przy wtłaczaniu wody łącznie z gazem do złoża. F. Squires, Transparent Modell of Reservoir Showing Displacement of Oil by Cojoint Injection of Gas and Water. *World Oil*, 127, 6, 145 (X. 1947). Autor omawia wtłaczanie gazu z wodą jako metodę dla określenia początkowych ciśnień i wielkości produkcji w ciągu życia pól naftowych. Następnie podaje opis modelu złoża ropnego, który służy do demonstracji zasady tej metody. Metoda ta zapewnia, że kontakty ropa — woda i gaz — ropa pozostają poziome, wypychanie ropy odbywa się bez przebitiek i języków, co zezwala na maksimum wydobywania ropy ze złoża.

Pompowanie odwiertów dowieconych w dwóch horyzontach. T. P. Hoffer, Pumping Dually Completed Wells. *Petroleum Engineer*, Sept. 1947, 18, 13, 204. Autor podaje opis pompy nadającej się do eksploatacji równocześnie dwóch horyzontów nawierconych w jednym otworze. Pompa ta składa się z czterech zasadniczych elementów:

1) pompy dla eksploatacji górnego horyzontu,

2) pakera oddzielającego płyn z tych dwóch horyzontów,

3) łącznika przytwierdzonego do górnego tłoka, który porusza tłok dolny,

4) pompy eksploatującej horyzont dolny.

Podany jest również opis zapuszczania pompy.

H. G.

Stosowanie gas-liftu w odwiertach o niskim ciśnieniu złożowym. A. C. Golden, Gas Lifting Low-Fluid Level Wells. *Oil and Gas Journal*, 24. VI. 1948, 47, 8, 217. Normalnie dla stosowania gasliftu w odwiertach o niskim poziomie płynu zużywa się zbyt duże ilości gazu. W celu zapobiegnięcia temu skonstruowano tzw. komorę akumulacyjną, w której zbiera się płyn, po czym pod wpływem wpuszczonego gazu, zostaje on wyrzucony na powierzchnię. Komora zaopatrzona jest w podwójny paker. Gaz wprowadzony jest do komory przez wentyl kontrolny. Wentyl różnicowy zamyka komorę w momencie, gdy płyn przedostaje

się do rurek produkcyjnych. Dla ochrony przed cofaniem się płynu do złoża, komora zabezpieczona jest w wentyl stopowy.

H. G.

Badania zależności między kształtem ziarna a krzywymi ciśnienia kapilarnego. M. J. Popovich, Study of the Relationship between Grain Size and Capillary Pressure Curves. *Producers' Monthly*, 11, 12, 27 (X. 1947). Statyczne rozłożenie cieczy w formacji roponośnej jest w pierwszym rzędzie wynikiem sił kapilarnych. Znajomość statycznego rozmieszczenia wody rodzimej jest ważne dla:

1) bardziej dokładnego obliczenia zapasów,

2) rozwiązywania problemów dynamicznego przepływu w eksploatacji pierwotnej i wtórnej,

3) porównywania z danymi uzyskanymi z analizy rdzeni.

Autor podaje opis aparatu służącego do określania stosunku pomiędzy ciśnieniami kapilarnymi a nasyceniem oraz opisuje metodę przygotowania próbek. Następnie opisuje badanie 23 próbek o różnej porowatości i przepuszczalności oraz podaje wykresy z uzyskanych ciśnień kapilarnych w stosunku do nasycenia. Dane z badań zebrane są i ułożone w tabelę, które podają: 1) analizę na sicie, 2) przepuszczalność, 3) porowatość, 4) minimum nasycenia wodą rodzimą, 5) współczynnik jednorodności.

Z powyższych badań autor wyciąga następujące wnioski:

1) przed ustaleniem ilościowym należy zebrać przede wszystkim większą liczbę dat statystycznych z badań,

2) minimum nasycenia wodą wzrasta z ilością drobnoziarnistych elementów w piasku,

3) minimum nasycenia wodą wzrasta, gdy kształt ziarn odpowiadający punktowi 90% na specjalnej krzywej częstotliwości akumulacji maleje,

4) obecność miki wydaje się wpływać na kształt krzywej kapilarnego ciśnienia.

H. G.

Technologia nafty

Obliczanie indeksów wiskozowych olejów smarowych. G. W. Winogradow i S. B. Pikelner, Rasczet indeksow wjakosti smazocznych masiel. *Nieftianoje Chozajstwo*, nr 5, 1946, 51. Autorowie podają nomogram pozwalający na odczytywanie IW dla danego oleju i sposób posługiwania się tym nomogramem. Nomogram obejmuje ważniejsze interwały wartości wiskoz i IW olejów smarowych. Wykreślony jest na podstawie równania przyjętego w 1945 r. przez ASTM Handbook:

$$IW = \frac{L(V_{210}) - V_{100}}{L(V_{210}) - H(V_{210})} \cdot 100 \quad (1)$$

gdzie: V_{210} i V_{100} są to wartości wiskozy w centistokesach przy 210 i 100° F,

L i H — funkcje empiryczne.

Ponieważ stopnie F nie są przyjęte w Europie, a także konieczność oznaczania V zawsze przy 210 i 100° F jest niedogodna, autorowie podają inny nomogram wykreślony na podstawie równania (1) i niżej podanego równania Waltera:

$$\lg \lg (V + 0,8) = C - b \lg T$$

Na tym drugim nomogramie (rys. 2) można odczytać w przybliżeniu wartość IW , o ile są znane wiskozy olejów smarowych przy dwu dowolnych temperaturach, zawartych w interwale nomogramu. Można też, o ile znany jest indeks wiskozowy oleju i wiskoz przy pewnej temperaturze, znaleźć wiskozę przy jakiejś innej interesującej nas temperaturze.

Na podstawie tego nomogramu można przewidzieć IW mieszanin, biorąc pod uwagę system $IW = \text{const}$.

I. N.

Stosowanie propanu do odasfaltowania i odparafinowania w polskim przemyśle naftowym. Inż. St. Niementowski. *Nafta*, Nr 6, 7—8, 1948. Metoda ta została opracowana na podstawie doświadczeń amerykańskich. Zapoczątkował ją prof. Kling w r. 1920, a kontynuowali Dr Kozicki i inż. Niementowski.

Metoda laboratoryjna została opracowana w latach 1931—1932. Urządzenie przemysłowe zbudowano w Borysławiu w r. 1933.

W r. 1934 rozpoczęto budowę małego takiego urządzenia w Jedliczach, którą ukończono z początkiem roku 1936. Wydajność jego wynosiła 250 ton/mies.

W r. 1938 opracowano plan i konstrukcję urządzenia do odasfaltowania i odparafinowania ropy przy pomocy propanu

dla Glinika Mariamp. Po wojnie w r. 1947 urządzenie w Jedliczach zostało odbudowane, a jego wydajność zwiększona do 500 ton/mies.

Autor opisuje chronologiczny rozwój badań metody i prac laboratoryjnych, jak również efekty ekonomiczne. Podaje schematy urządzeń oraz wykresy przebiegu procesu.

H. G.

Syntetyka naftowa

Benzyna syntetyczna w Stanach Zjednoczonych. G. Roberts, Jr. i J. A. Phinney, Manufacture of Synthetic Gasoline Nearing Commercial Application in U. S. *Oil and Gas Journal*, 45, 45, 72 (15. III. 1947). Budowane w St. Zjedn. dwie fabryki benzyny syntetycznej opierają się na metodzie Fischer-Tropscha. Autorzy omawiają stronę technologiczną urządzeń tego rodzaju w Niemczech oraz urządzeń, które mają powstać w St. Zjedn. W Niemczech stosowano dwa rodzaje komór reakcyjnych. Komory te były tak projektowane, aby pozostawiać bardzo małe odległości między katalizatorem a powierzchniami chłodzącymi. Opis komór. Zdolność przerobcza tych reaktorów ograniczona jest wyłącznie możliwością odprowadzenia ciepła i kontroli temperatury, a nie od aktywności katalizatora. Koszty takich urządzeń były bardzo duże. Poza tym benzyna była jakościowo zła. Stosowano ją tylko do samochodów i jako surowiec do dalszej chemicznej i syntetycznej przeróbki.

Amerykanie ulepszyli powyższą metodę. Zdecydowali oni, że gaz ziemny stanowi bardziej ekonomiczne źródło węgla i wodoru niż węgiel kopalny i poszli w tym kierunku w swoich badaniach. Następnie postępuje się podobnie jak przy metodzie niemieckiej, tj. przemiana mieszaniny CO i H₂ na węglowodory. Lecz i tutaj uzyskano zwiększoną skuteczność przez ulepszenia technologiczne. Zastosowano katalizator żelazny zamiast kobaltowego, tzw. katalizator „płynny“.

Schemat procesu syntezy jest następujący: gaz ziemny oraz tlen pod ciśnieniem dostają się do komory spalinowej, w której następuje konwersja na wodór i tlenek węgla. Następnie schłodzone gazy wchodzi do reaktora. Produkty reakcji ochładza się, zaś lekkie węglowodory absorbują się w oleju. W metodzie tej napotyka się szereg problemów technologicznych — potrzeba dużych ilości tlenu do spalania, tj. stosowania centryfugowych kompresorów powietrznych, centryfugowych rozprężarek, odwracalnych wymienników ciepła i i., wybór ogniotrwałego materiału, konstrukcji urządzenia do mieszania metanu z tlenem itp. Przy projektowaniu konwerterów do syntezy wypracowano szereg szczegółów technicznych, których opis jest podany. Następnie omówiona jest wydajność całego urządzenia oraz jego koszty inwestycyjne, co w porównaniu z konstrukcją niemiecką daje wielokrotną wyższość. Również jakość otrzymywanego produktu przewyższa znacznie produkty niemieckie.

H. G.

Transport i magazynowanie

Straty gazu przy transporcie przez rury asbocementowe. W. W. Kielcew i P. A. Tesner, Poteri gaza pri transportie po asbocementnym trubam. *Nieftianoje Choziajstwo*, nr 8, 1946, 69. Straty gazu przy transporcie oblicza się z równania:

$$Q = ap \text{ m}^3/\text{km}/\text{doba}$$

gdzie Q — strata gazu w m³/dobę z gazociągu o długości 1 km, średnicy 300 mm,

p — średnie ciśnienie gazu atn.,

a — współczynnik proporcjonalności, równy liczbowo ilości gazu, straconego z gazociągu w ciągu doby na odcinku o długości 1 km pod ciśnieniem p = 1 atn.

Według wykonanych obliczeń średni współczynnik a dla powietrza był równy 180 m³/km/doba.

W 1945 roku przeprowadzono badanie odcinka asbocementowego na trasie Bugurustan—Kujbyszew dla określenia faktycznych strat gazu.

Przeprowadzone badanie wykazało, że odcinek ten nadaje się do eksploatacji pomimo 2% strat gazu. Rezultaty te pozwalają optymistycznie przyjąć możliwość stosowania rur asbocementowych do transportu gazu.

Oczywiście nie nadają się one do dalekiego transportu, jednak w pobliżu kopalni, gdzie niewielkie straty gazu nie mają istotnego znaczenia, stosowanie ich jest bardzo celowe.

Na przykład gazociąg o średnicy 300 mm może transportować 550 tysięcy m³ gazu na dobę na odległość 40 km przy stracie około 6% gazu.

Znaczenie istotne posiada bardzo wysoka odporność na korozję rur asbocementowych. W związku z tą własnością w USA prowadzi się prace nad wynalezieniem sposobów stosowania rur asbocementowych dla wzmocnienia otworów wiertniczych.

I. N.

Różne

Korozja urządzeń w odwiertach. L. C. Case. Corrosion of Oil Well Equipment. *Petroleum Engineer*, December 1947, 19, 3, 150. W pracy powyższej podane są przyczyny powstawania takiej korozji. Okazuje się, że stosunek wody do ropy oraz charakter ropy są tak samo ważnymi czynnikami przy powstawaniu korozji jak charakter wody. Autor omawia materiały nie korodujące, dodatki do tych materiałów, powlekanie urządzeń środkami ochronnymi oraz metody chemiczne, zabezpieczające urządzenia szybowe przed korozją. Na wielu obszarach naftowych okazały się formaldehydy dobrymi środkami antykorozyjnymi. Również zwilżanie ropą może okazać się w danym wypadku skuteczne. Ta ostatnia metoda nie została jednak dotychczas należycie wypróbowana.

H. G.

Zasady inżynierii naftowej, Nr 300—309. J. C. Calhoun, Engineering Fundamentals, Nos. 300—309. *Oil and Gas Journal*, 46, 20, 319 (20. IX. 1947) i nast. 9 zeszytów (do 22. XI. 1947). Autor w szeregu krótkich artykułów podaje zasady zachowania się cieczy w produkcji ropy. Poszczególne artykuły omawiają:

- 1) zachowanie się gazów,
- 2) normalna kalkulacja dla gazów,
- 3) pseudokrytyczne temperatury gazów,
- 4) korelacja ciężaru właściwego,
- 5) zastosowanie zachowania się gazów dla obliczania zasobów,
- 6) objętość zbiorników,
- 7) przykład szacowania zasobów przy pomocy praw gazowych,
- 8) rozpuszczalność gazów w ropie,
- 9) zmiany objętości ropy pod wpływem rozpuszczonego gazu,
- 10) objętość zbiorników.

H. G.

Nakładem Instytutu Naftowego w Krakowie

Kolegium Redakcyjne:

CZPN: Inż. Wiktor Kulczycki

Instytut Naftowy: Inż. Józef Wojnar, Inż. Bronisław Fleszar, Inż. Henryk Górka, Inż. Adam Waliduda
Stowarzyszenie Inżynierów i Techników Przemysłu Naftowego; Inż. Józefa Czaplicka

Red. Nacz.: Inż. Józef Wojnar Red. Techn. Inż. Bronisław Fleszar

Redakcja i Administracja, Kraków, Łobzowska 49

Rachunek bieżący: PKO IV-907 w Krakowie

Prenumerata: Półrocznie 1000 zł, kwartalnie 550 zł. Numer pojedynczy 200 zł.
Cena ogłoszeń: Cała strona 20 000 zł, pół strony 10 000 zł, ćwierć strony 5 000 zł.

Nakład 1300 egz.

M-52829