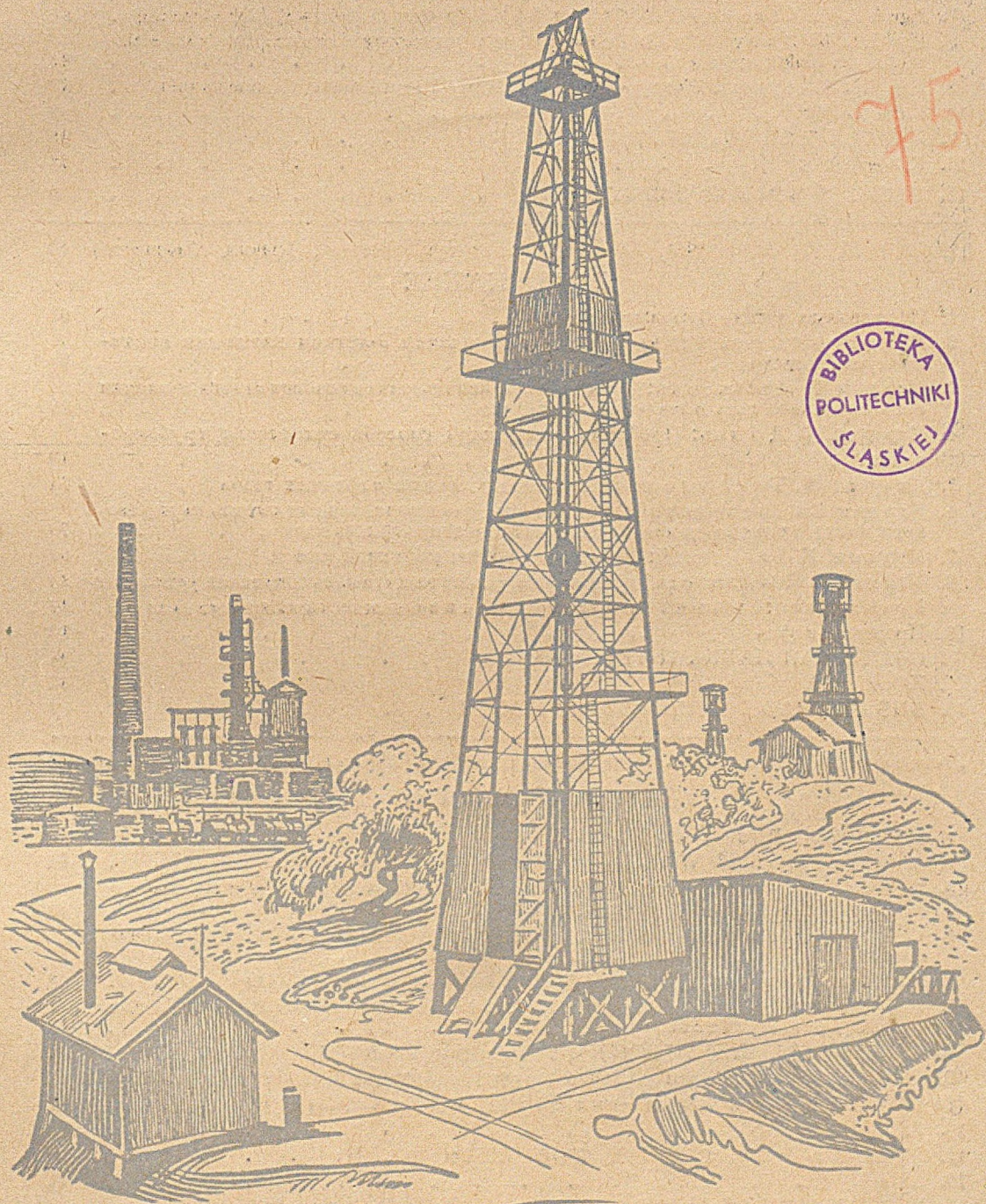


2505 / III 1951

NAFTA

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



75
BIBLIOTEKA
POLITECHNIKI
ŚLĄSKIEJ

Nr 3 ROCZNIK VII

MARZEC 1951

WYDAWCA: PAŃSTWOWE WYDAWNICTWA TECHNICZNE

TREŚĆ

	Strona
1. Lekkie wiertnice przewożne	61
2. J. Magura: Warsztaty naprawcze i ich zadania w planie 6-letnim w przemyśle naftowym	63
3. Mgr Inż. H. Leśkiewicz: Możliwości wykorzystania naturalnego ciśnienia gazu ziemnego w turbinie przepływowej	65
4. Mgr Inż. T. Dryś: Rozważania nad przepłotnością układów rurociągów	69
5. Mgr Inż. M. Tokarzewska: Metody analizowania gazów naftowych	74
6. Mgr Inż. Wł. Zajeziński: Zmniejszenie strat przerobczych oleju parafinowego przez wprowadzenie nowych metod odparafinowania	78
7. Mgr Inż. K. Barański: Postępy w dziedzinie chemii naftowej (dokończenie)	81
8. Mgr Inż. W. Kobyliński: Zabezpieczenia przeciwwybuchowe urządzeń elektrycznych (dokończenie)	84
9. Mgr Wł. Chajec: Silikony – nowe materiały i możliwości ich stosowania	87
10. Nafta perska	90
11. NAUKA I TECHNIKA RADZIECKA	91
12. KRONIKA	91
13. PRZEGLĄD BIBLIOGRAFICZNY NAFTY	9

„Нефть” № 3. Март 1951. Нефтяной Институт, Польша, Краков, Лобзовская 49

СОДЕРЖАНИЕ

	Стр.
1. Перевозные легкие буровые станки	61
2. Я. Магура: Ремонтные мастерские и их задача в 6-летней плане для нефтепромышленности	63
3. Mgr инж. Г. Лесякевич: Возможности использования собственного давления естественного газа в проточной турбине	65
4. Mgr инж. Т. Дрысь: Проблема пропускной способности систем трубопроводов	69
5. Mgr инж. М. Токаржевская: Методы анализа нефтяных газов	74
6. Mgr инж. Вл. Заезерский: Уменьшение производственных потерь парафинового масла путем введения новых методов депарафинизации	78
7. Mgr инж. К. Баранский: Успехи в области нефтяной химии	81
8. Mgr инж. В. Кобылинский: Противовзрывная защита электрических установок	84
9. Mgr Вл. Хаец: Силиконы – новые материалы и возможности их применения	87
10. Иранская нефть	90
11. СОВЕТСКАЯ НАУКА И ТЕХНИКА	91
12. ХРОНИКА	91
13. БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ ОБЗОР НЕФТИ	9

„Petroleum” Nr 3. March 1951. Petroleum Institute Poland, Kraków, Lobzowska 49

CONTENTS:

	Page
1. Light Drilling Rigs	61
2. J. Magura: Repair Workshops and Their Role in the Six Years' Plan	63
3. H. Leśkiewicz, M. sc.: Possibilities of Utilization of the Natural Pressure of Natural Gas for Driving the Turbine	65
4. T. Dryś, M. sc.: Considerations on the Throughput Capacities of Gas Pipelines System	69
5. M. Tokarzewska, M. sc.: Analytical Methods of Natural Gas	84
6. Wł. Zajeziński, M. sc.: Reducing of Processing Losses of Parafin Oil by Means of New Dewaxing Methods	78
7. K. Barański, M. sc.: Progresses in Petroleum Chemistry	81
8. W. Kobyliński, M. sc.: Explosion Prevention Measures for Electric Installations	84
9. Wł. Chajec, M. sc.: Silicons – New Materials and Possibilities of Their Utilization	87
10. Petroleum of Iran	90
11. SCIENCE AND TECHNIQUE IN SOVIET UNION	91
12. NEWS	91
13. BIBLIOGRAPHY OF PETROLEUM	9

NAFTA

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

Rok VII

Marzec 1951 r.

Nr 3



Lekkie wiertnice przewoźne

Sireszczenie

Usiłowania naszych wiertników mające na celu skonstruowanie ekonomicznego i nieskomplikowanego urządzenia wiertniczego przewoźnego nie zostały dotychczas pomyślnie rozwiązane. W związku z tym podajemy opis prostego urządzenia wiertniczego używanego za granicą, stosowanego w 3-ch typach — do wiercenia otworów do głębokości 700, 340 i 170 m. Autor opisuje konstrukcję i charakterystykę niektórych elementów wiertnicy.

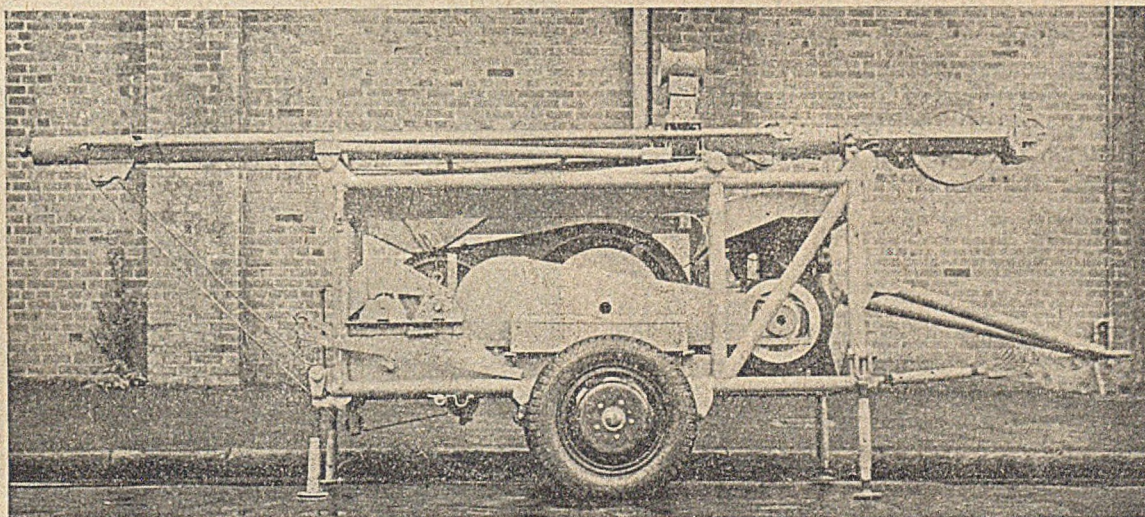
Poniżej opisane urządzenia budowane są w trzech typach — typ do wierceń do 700 m, do 340 m i 170 m głębokości. Wiertnice te (żurawie) są przewoźne jako jedna całość, nie są jednak samobieżne, lecz ciągnięte przez 3—5-tonowy samochód ciężarowy. Najcieńszy typ ma dwie osie i cztery koła, a dwa lżejsze mają po jednej osi i dwa koła wzgl. cztery koła, tj. dwa razy po dwa koła bliźniacze. Po odjęciu resorów, osi i kół, można wiertnicę zmontować na samochodzie. Wiertnice te pędzone są motorami Diesla różnych typów o mocy od 10 do 40 KM z chłodzeniem powietrznym (koło zamachowe wykształcone jest jako koło łopatkowe turbo-dmuchawy, która

przepędza powietrze przez żebrowane ściany cylindrów i głowicy), co jest b. ważne szczególnie tam, gdzie wodę do wiercenia i chłodzenia motoru trzeba dowozić. Motory te pracują b. sprawnie.

Napęd z motoru na wał główny odbywa się za pomocą pasków klinowych, co umożliwia małą odległość od motoru do wału głównego. Rama wiertnicy skonstruowana jest bardzo silnie z żelaza korytkowego, kątownek i blachy $\frac{1}{4}$ -calowej. W najlżejszym typie wiertnicy rama zrobiona jest z rur cienkościennych $3\frac{1}{4}$ " na 3". Przy wzmocnieniach blachami daje to b. silną i wytrzymałą konstrukcję. Wszystkie ramy są spawane.

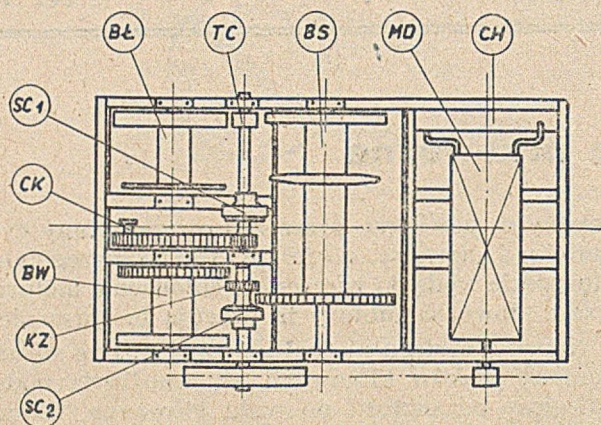
Zasadniczy układ bębnow i mechanizmu wiertniczego jest znormalizowany. Schemat tej wiertnicy przedstawia rys. 1. Układ ten pozwala na b. zwartą budowę i doskonałe wyzyskanie miejsca, przy czym wszystkie bębny i wały umieszczone są w jednej płaszczyźnie.

Bębny pędzone są z wału głównego następująco: bęben świdrowy (BS) przesuwным kołem zębatym (KZ), uruchamianym przez sprzęgło cierne jednotarczowe (SC₂), bęben wielokrążkowy



Przewoźna wiertnica typu do 170 m przygotowana do transportu

(BW) tym samym przesuwym kołem zębatym, co bęben świdrowy. Bęben łyżkowy (BL) pędzony jest kołem ciernym (TC), podobnie jak w żurawiu pensylwańskim, zrobionym z bardzo wytrzymałego materiału. Są to warstwy grubego płótna zalewane specjalną masą plastyczną. Koło takie jest b. trwałe, nieco elastyczne, samo wytrzymuje długie lata pracy, przy czym nie niszczy obrotu koła napędzanego. Bęben wielokrążkowy jest żeliwny, bęben świdrowy i łyżkowy zrobiony



CK — czop korbowy, BL — bęben łyżkowy, BW — bęben wielokrążkowy, BS — bęben świdrowy, SC₁ — sprzęgło cierne do urządzenia wiertniczego, SC₂ — sprzęgło cierne do napędu bębna świdrowego i wielokrążkowego, KZ — przesuwne koło zębate, TC — tarcza cierna MD — motor Diesla, CH — chłodnica.

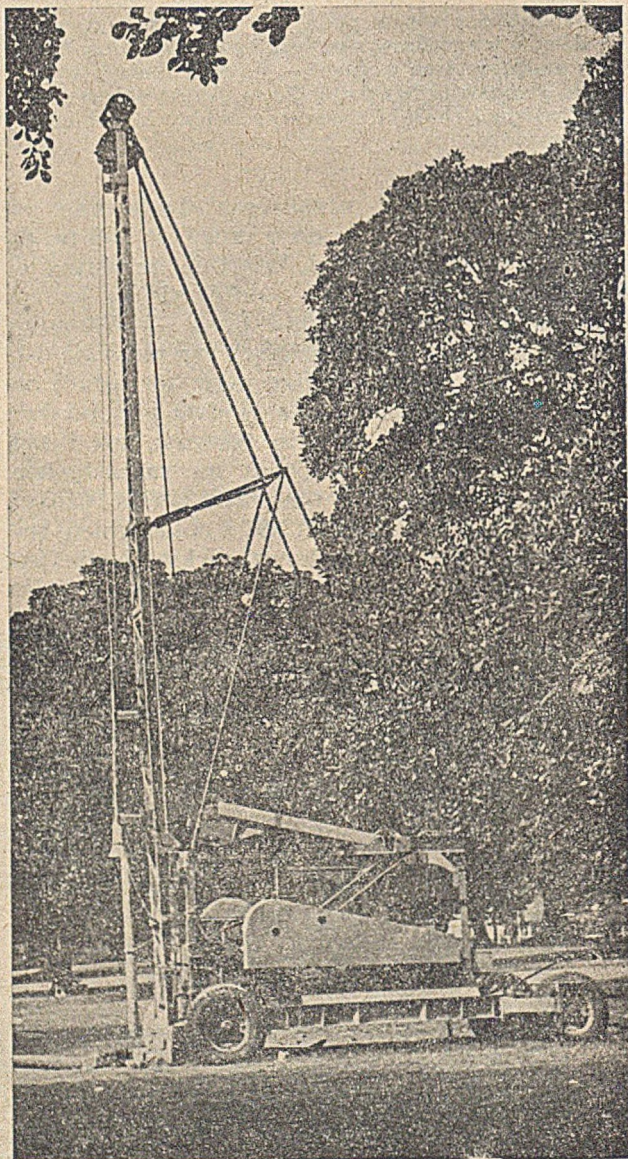
Rys. 1.

jest z konstrukcji stalowej, spawanej. Urządzenie wiertnicze ma czop korbowy osadzony w dużym kole zębatym, zaklinowanym na wale bębna wielokrążkowego. Koło to pędzone jest przez małe koło zębate, umieszczone na wale głównym i uruchomiane przez sprzęgło cierne (SC₁). W dużym kole zębatym znajdują się trzy otwory na czop korbowy, odpowiadające trzem skokom korby. Na czop korbowy założony jest na stałe pociągacz, którego drugi koniec chwyta za jednostronny wahacz-szarpak (niepokazany na rysunku). Na końcu tegoż umieszczony jest krążek linowy, przez który przechodzi lina świdrowa. Popuszczanie odbywa się z hamulca bębna świdrowego. Całe to urządzenie działa bardzo sprawnie, a przejście od wiercenia do wyciągania świdra wymaga tylko dwóch małych ruchów — wyłączenia sprzęgła wiertniczego i włączenia sprzęgła wyciągowego do bębna świdrowego. Ponieważ oba te sprzęgła są cierne, chwytają wzgl. puszczają od razu.

Przy wiertnicach o jednej osi na czterech rogach ramy znajdują się windy śrubowe. Dzięki temu przy zajechaniu na miejsce pracy dla spoziomowania wiertnicy (żurawia) przed postawieniem masztu wystarczy podkopać jedno koło, a resztę wyrównuje się przy pomocy wind. Sam maszt ma też windy śrubowe (rurowy jedną), co jest bardzo wygodne, gdyż jeżeli przy wierceniu maszt zaczyna siadać na jedną stronę, co się często zdarza, można go zaraz poprawić przez podkręcenie windy.

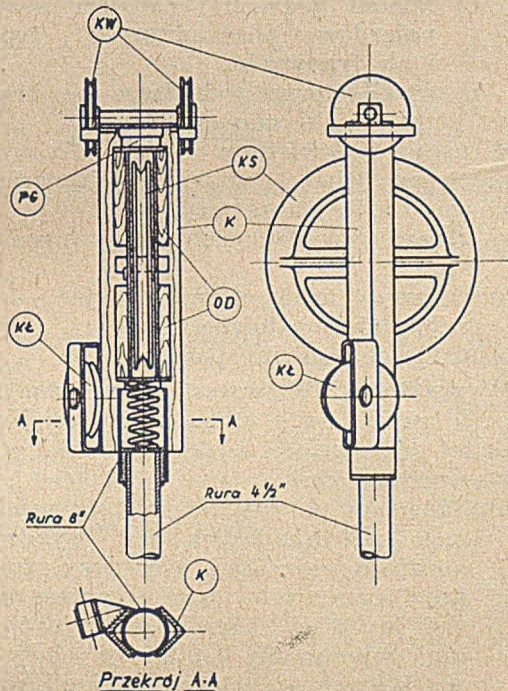
Ciekawa jest konstrukcja masztu, która zasługuje na osobne omówienie.

Dwa cięższe typy mają maszty o konstrukcji stalowej, a najlżejszy typ ma maszt teleskopowy z rur. Maszty składają się z dwóch części, o długości każda około 8,5 m. W typie dla 700 m dolny maszt zrobiony jest z C-ówek $6 \times 3''$, a górny z C-ówek $5 \times 2\frac{1}{2}''$. Typ dla 340 m ma dolny maszt z C-ówek $5 \times 2\frac{1}{2}''$ a górny z C-ówek $4 \times 2''$. Najlżejszy typ dla 170 m ma dolną część z rury $6 \times 5\frac{1}{2}''$, w którą wchodzi teleskopowo rura $4\frac{1}{2}'' \times 3\frac{3}{4}''$. Jedno-calowa gra między wewnętrzną średnicą rury-pochwy a zewnętrzną średnicą rury wysuwanej potrzebna jest dla umożliwienia przejścia z dwóch stron liny, służącej do wyciągania masztu. Konstrukcja jest prosta ale wymaga dokładności w wykonaniu wszystkich drobnych części, gdyż nawet mała niedokładność powoduje zacinać się masztu przy składaniu. Maszt jest wysuwany wzgl. składany za pomocą liny o średn. $\frac{3}{8}''$, nawijanej na mały bębenek,



Wiertnica przewoźna typu do 700 m w pracy

obracany ręczną korbą. Postawienie złożonego masztu wymaga 3 do 5 minut czasu i pracy jednego człowieka. Z punktu widzenia obsługi wymaga to tylko kręcenia korbą, ale sam ruch masztu składa się z dwóch faz. Jedną jest postawienie masztu złożonego, spoczywającego poziomo na wiertnicy, w pozycję pionową wzgl. pochyloną o 2° , a drugą wysunięcie złożonego masztu.



Przekrój A-A
KW — krążki wielokrążkowe, KS — krążek świdrowy, KL — krążek łyżkowy, K — kątówki obejmujące głowice, OD — okładki drewniane prowadzące głowice, PG — poduszka gumowa.

Rys. 2. Korona na maszcie rurowym.

Największą jednak trudnością jest urządzenie korony wieżowej na szczycie teleskopowego masztu, które tu rozwiązane jest następująco: Krążek świdrowy ułożyskowany jest sprężyste, co

ma wielkie zalety zarówno ze względu na wiercenie, jak i na amortyzację wstrząsów działających na wiertnicę. Konstrukcję tę przedstawia rys. 2. Na szczycie rury $4\frac{1}{2}$ " przyspojona jest tuleja, na którą nałożony i przyspojony jest kawałek rury 6". Do tego kawałka rury przyspojone są z zewnątrz dwie kątówki 4×4 ", połączone u góry blachą $\frac{1}{2}$ ". Rura 6" jest zarazem osłoną i prowadzeniem dla sprężyny, a kątówki są prowadzeniem dla ruchomej głowicy krążka świdrowego. Powierzchnie trące między kątówkami a głowicą wyłożone są twardym drzewem, które wytrzymałe b. długo, poza tym są to części wymienne. Nad głowicą umieszczony jest amortyzator w postaci poduszki z twardej gumy. Sprężyna może być zastąpiona łatwo wymiennymi pierścieniami gumowymi. Obydwa krążki wielokrążkowe umieszczone są na jednej osi na szczycie konstrukcji, a uchwyt krążka łyżkowego przyspojony jest z boku do kątówek. W masztach z żelaza korytkowego konstrukcja jest zasadniczo podobna, ponieważ jednak jest łatwiejsza niż w wypadku masztu rurowego, nie opisujemy jej osobno.

Postępy wiertnicze osiągnięte tymi żurawiami są całkiem dobre. W marglach i łupkach wierce się po 12—15 m na 12 godzin. W granitach wierce się około 6 m na 12 godzin, przy czym w tym wypadku postęp zależy mniej od wiertnicy, ile raczej od tego, jak się nadaża z ostrzeniem świdrów. Wierci się dużą ilością obrotów na minutę. Zaleca się 56 skoków na minutę. W płytkich otworach i lekkim urządzeniu (4—6") daje to całkiem dobre rezultaty. Wierci się liną $\frac{5}{8}$ "— $\frac{3}{4}$ " (15—18 mm).

Dla naszych warunków typ lekki i średni nadawałby się do podczyszczania i pogłębienia starych płytkich otworów, natomiast typ ciężki nadawałby się do wiercenia do głębokości 700 m.

Inż. T. Bielski

Jan Magura

Centr. Zarz. Przem. Naft.

Warsztaty naprawcze i ich zadania w planie 6-letnim w przemyśle naftowym

Zadanie nakreślone Kopalnictwu Naftowemu w planie sześciolletnim oraz stały postęp mechanizacji urządzeń wiertniczych i eksploatacyjnych przynagla nas do poświęcenia większej uwagi warsztatom naprawczym, rozmieszczonym na terenie kopalnictwa naftowego, pod względem ich celowości i wyposażenia.

Istniejące przed wojną liczne warsztaty naprawcze, niedostatecznie wyposażone, zostały przez działania wojenne ustępującego okupanta do reszty zdewastowane i ograbione z parku obrabiarkowego i narzędzi.

Dzięki ofiarnej pracy załóg warsztatowych, obrabiarki pozostałe w warsztatach i powracające z rewindykacji zostały wyremontowane sposobem gospodarczym; uruchomione warsztaty przyczyniły się tym samym do ponownego uruchomienia również zdewastowanych urządzeń wiertniczych i eksploatacyjnych, oraz umożliwiły kopalnictwu naftowemu wcześniejsze wykonanie planu trzyletniego.

Stwierdzić musimy, że warsztaty naprawcze kopalnictwa naftowego są bezplanowo rozmieszczone w terenie wg doraźnej potrzeby przedwo-

jennego kapitalisty i nie odpowiadają dzisiejszym założeniom planu sześcioletniego, ani pod względem celowości, ani też wyposażenia. Dokonana reorganizacja przemysłu naftowego przez utworzenie wydodrębnionych terenowo i administracyjnie przedsiębiorstw naftowych, umożliwiła sprawniejsze rozlokowanie składnic materiałowych i ośrodków zaopatrzenia, natomiast rozmieszczenie warsztatów naprawczych pozostawione zostało bez zmiany.

Wielkie zapotrzebowanie przemysłu naftowego w planie sześcioletnim na odcinku własnej produkcji urządzeń i narzędzi wiertniczych, instrumentacyjnych i eksploatacyjnych zostanie zrealizowane przez Centralne Warsztaty Naftowe, które w tym celu zostaną rozbudowane i przejdą stopniowo na wyłącznie nową produkcję, uniezależniając w ten sposób całkowicie przemysł naftowy od importu.

W celu umożliwienia Centralnym Warsztatom Naftowym przejścia w jak najkrótszym czasie na nową produkcję, wszelkie prace remontowe wykonywane dotychczas przez CWN zostaną przejęte przez inne warsztaty przemysłu naftowego, których stan liczebny fachowych kadr i wyposażenia daje gwarancję należytego wykonania zleconych robót warsztatowych.

W tym celu zostanie zorganizowana „baza remontowa“ przez połączenie trzech warsztatów remontowych drugiej kategorii, położonych centralnie, w jedno przedsiębiorstwo pod nazwą: „Krośnieńskie warsztaty remontowe“, w skład którego wchodzi:

- a) okręgowy warsztat mechaniczny (OWM),
- b) okręgowe warsztaty elektromechaniczne,
- c) warsztat remontu samochodów (OWS).

Ze względu na ogólny charakter usługowy powyższej bazy remontowej dla całego przemysłu naftowego, wymienione warsztaty po wydzieleniu ich z Krośnieńskiego Kopalnictwa Naftowego, oraz po wyposażeniu ich w odpowiednie obrabiarki, będą w stanie w zupełności przejąć prace remontowe, dotychczas wykonywane przez Centralne Warsztaty Naftowe.

Do zadań bazy remontowej należeć będzie:

1. W dziale warsztatu mechanicznego:

- a) wykonywanie kapitalnych remontów silników, maszyn parowych, pomp, kompresorów, żurawi wiertniczych oraz wszelkich urządzeń wiertniczych i eksploatacyjnych, których to remontów warsztaty niższej kategorii przedsiębiorstw naftowych nie mogą wykonać,
- b) remont armatury gazowej, parowej i wodnej,
- c) wytwarzanie części zamiennych do urządzeń wiertniczych i eksploatacyjnych, modeli nie typowych.

2. W dziale warsztatu elektromechanicznego:

- a) wykonanie napraw urządzeń elektrycznych dla przedsiębiorstw przemysłu naftowego,

b) prowadzenie prac elektryfikacyjnych w obrębie przedsiębiorstw kopalnictwa naftowego,

c) wytwarzanie pomocniczych części zamiennych do urządzeń elektrycznych.

3. W dziale warsztatu remontu samochodów:

a) wykonywanie kapitalnych remontów silników dla nie typowych samochodów,

b) remont podwozi i nadwozi wszystkich pojazdów mechanicznych (typowych i nie typowych),

c) wszelkie prace wchodzące w zakres elektrotechniki samochodowej.

W planie sześcioletnim ustalono dla wydodrębnionych przedsiębiorstw naftowych następujące typy warsztatów naprawczych:

a) główny warsztat mechaniczny przedsiębiorstwa,

b) warsztaty mechaniczne sekcyjne — rafinerijne lub kopalniane, oraz

c) stacje obsługi transportu.

Wyposażenie tych warsztatów zależne jest od stopnia mechanizacji urządzeń przedsiębiorstwa, jako też od odległości od krośnieńskich warsztatów remontowych.

a) Zadaniem głównego warsztatu mechanicznego przedsiębiorstwa jest wykonywanie możliwie wszystkich prac przy remontach zapobiegawczych, prac montażowo-inwestycyjnych i przeciw-awaryjnych oraz mniejsze remonty kapitalne i roboty ruchowe, których warsztaty sekcyjne i kopalniane nie są w stanie wykonać.

Dla umożliwienia wykonania wyżej określonych prac, oraz w celu racjonalnego zaopatrzenia w obrabiarki i należytego ich wykorzystania, warsztat ten będzie uwzględniany w pierwszej kolejności przy wyposażeniu technicznym.

b) Do zadań warsztatów sekcyjnych i kopalnianych należy przede wszystkim wykonywanie wszelkich prac ruchowych, montażowo-inwestycyjnych i przeciw-awaryjnych danej sekcji, czy też kopalni, oraz jako roboty rezerwowe — drobne remonty zapobiegawcze.

c) Dla należytego funkcjonowania taboru samochodowego oraz dla systematycznej jego kontroli, zostaje przy każdym przedsiębiorstwie przemysłu naftowego zorganizowana „stacja obsługi transportu“, o składzie osobowym i wyposażeniu, zależnym od ilości pojazdów mechanicznych przydzielonych do obsługi. Do zadań stacji obsługi należy również remont podwozia, zaś kapitalne remonty silników wozów nie typowych będzie przeprowadzał warsztat „krośnieńskich warsztatów remontowych“.

Podany w krótkości ogólny zarys organizacji i zadań warsztatów naprawczych w planie sześcioletnim przemysłu naftowego powinien przyczynić się do poświęcenia większej uwagi problemowi warsztatowemu. Przedwojenne nastawienie, że warsztat naprawczy w przedsiębiorstwie to

„z ł o k o n i e c z n e“, musi ustąpić miejsca przekonaniu, że warsztat naprawczy jest również jednostką produktywną i często od wydajności pracy warsztatu, przy zachowaniu dobrej jakości wykonania remontów, terminowości i nie wygórowanych kosztów wykonania, zależne jest wykonanie planu przedsiębiorstwa.

Ze względu na wielką różnorodność robót remontowych, nie dających się należycie ująć i o-

pracować, jak to ma miejsce przy wytwórczości seryjnej czy masowej, gdzie produkcja da się łatwo oznaczyć w ilości czy też w wadze wyrobów, warsztat naprawczy jest najtrudniejszy do ujęcia go organizacyjnie i z tego tytułu dla wypełnienia zadań planu sześcioletniego w przemyśle naftowym powinno się warsztaty naprawcze wyposażać w odpowiednie maszyny i narzędzia, dające gwarancję, że będą w pełni wykorzystane.

Mgr Inż. Henryk Leśkiewicz

Gdańsk-Wrzeszcz

Możliwość wykorzystania naturalnego ciśnienia gazu ziemnego w turbinie przepływowej

Streszczenie

Własności gazu ziemnego jako czynnika mającego pracować w turbinie przepływowej, zainstalowanej między kolektorem a gazociągiem dalekosiężnym. Powody podgrzewania gazu przed turbiną. Moc uzyskiwana na kopalni gazu ziemnego dzięki zastąpieniu zaworu dławiącego turbiną przepływową. Istnieją trzy systemy podgrzewania gazu przed turbiną: 1. spalinami powstałymi z gazu ziemnego przy spalaniu z wielkim nadmiarem powietrza, 2. spalanie z małym nadmiarem przy zwrotnym połączeniu spalin, 3. przez włączenie w obcy proces. Określone zostało graficznie pole stosowności urządzenia, w układzie temperatura podgrzania gazu przed turbiną t_1 i stosunek ciśnień gazociągu dalekosiężnego do ciśnienia kolektora łączącego poszczególne odwierty kopalni p_2/p_1 .

1. Gaz ziemny jako czynnik

Gaz ziemny występuje pod znacznymi ciśnieniami (40 — 100 ata). Poszczególne odwierty gazowe jednej kopalni połączone są przewodem zbiorczym (kolektorem). Ponieważ ciśnienie w poszczególnych odwiertach jest różne, więc wyrównuje się je do wspólnego ciśnienia panującego w kolektorze przy pomocy zaworów dławiających. Ciśnienie panujące w kolektorze jest znacznie wyższe (około 70 ata) od ciśnienia na początku gazociągu dalekosiężnego (około 20 ata), a jednocześnie wydatek na skutek złączenia wydatków poszczególnych odwiertów jest dość znaczny (4500 — 12000 Nm³/godz). Redukcja ciśnienia gazu idącego z kolektora do gazociągu dalekosiężnego odbywa się przez dławienie. Zadaniem naszym będzie zbadanie, czy zamiast dławienia gazu w tym miejscu nie należałoby uzyskiwać redukcję ciśnienia przez ekspansję gazu w turbinie.

Sam gaz ziemny posiada jedną właściwość, która wywrze wielki wpływ na całe dalsze podane tu rozważania, mianowicie w temperaturze około 15 C tworzy hydraty w postaci podobnej do śniegu, które zalepiają przewody. Jest to powodem podgrzewania gazu zimą przy samym wyjściu jego z odwiertu. Gdy próbowano gazu nie podgrzewać zalepiał on kompletnie przewód już w odległości około 12 metrów od szybu i to w ciągu około 3 godzin.

Nie dysponujemy obecnie dokładnymi badaniami odnośnie warunków powstawania hydratów w gazie ziemnym. Można w każdym razie powiedzieć, że pojawienie się hydratów zależy będzie nie tylko od temperatury, ale także od ciśnienia gazu, z drugiej zaś strony nie będzie występowało nagle, gdyż gaz ziemny jest mieszaniną wielu składników, z których każdy będzie w innej temperaturze przy danym ciśnieniu tworzył hydraty.

Stąd może się zdarzyć, że stan gazu nie groźny dla zalepiania przewodu ze względu na minimalną ilość wydzielin, będzie groźny dla turbiny, gdzie nie możemy dopuścić żadnego, nawet najmniejszego wydzielania się hydratów.

Trzeba też wziąć pod uwagę, że naturalne ciśnienie gazu ulega wahaniom, natomiast ciśnienie na początku rurociągu dalekosiężnego musimy utrzymywać na żądanym poziomie, zmienia się więc stosunek ciśnień kolektora jako ciśnienia dolotowego do turbiny i rurociągu dalekosiężnego jako przeciwciśnienia, co pociąga za sobą zmianę temperatury gazu po ekspansji w turbinie.

Te wahania wpłyną na podwyższenie obliczeniowej minimalnej temperatury, którą można dopuścić w turbinie ze względu na niebezpieczeństwo tworzenia się wydzielin.

2. Rozważania ogólne

Jeśli mamy w zbiorniku jakikolwiek gaz pod wyższym ciśnieniem niż nam jest potrzebne, wtedy do poboru gazu stosujemy zwykle zawór redukcyjny, który dławiąc gaz zmniejsza jego ciśnienie aż do żadanego. Przy takim dławieniu gazu temperatura jego spada lub się podnosi, zależnie od tego, czy temperatura w zbiorniku leży poniżej, czy też powyżej temperatury inwersji właściwej dla danego rodzaju gazu. Gdybyśmy mieli do czynienia z gazem doskonałym, temperatura pozostałaby bez zmian.

W wypadku gdy ilości przepływającego przez zawór redukcyjny gazu są duże i gdy spadek ciśnienia, jaki ma spowodować zawór jest znaczny, nasuwa się możliwość zastosowania zamiast

zaworu redukcyjnego turbiny gazowej przepływowej (nie spalinowej). Gaz ekspandując w turbinie obniży w sposób żądany swe ciśnienie, zaś temperatura jego zawsze spadnie i to bardzo znacznie w porównaniu ze zmianą temperatury przy dławieniu gazu w zaworze redukcyjnym.

Z ubytku entalpii (ciepłika) gazu ekspandującego w turbinie powstanie praca wewnętrzna turbiny. Mamy tu do czynienia z przemianą otwartą. Ponieważ otrzymujemy pracę bez zużycia żadnego paliwa, więc sprawność całkowita urządzenia, przyjęta jako stosunek pracy na sprzęgle do iloczynu ilości zużytego paliwa i jego dolnej wartości opałowej, będzie nieskończenie wielka. Jeśli za sprawność obiegu rozpatrywanego tu obiegu otwartego będziemy uważali stosunek pracy wewnętrznej turbiny do spadku ciepłika gazu przepływającego, to sprawność taka będzie wynosiła 100 %.

Na to jednak, aby gaz ekspandując w dyszach turbiny nie osiągnął temperatury niższej niż dopuszczalna ze względu na tworzenie się hydratów, musimy gaz idący z kolektora do dysz turbiny podgrzać. Jeśli podgrzanie to będzie tego rodzaju, że gaz uchodzący z turbiny będzie miał ten sam ciepłik co gaz w kolektorze przed podgrzaniem, to całe ciepło pobrane przez gaz w podgrzewaczu zamienione zostanie na pracę wewnętrzną w turbinie. Ponieważ gaz ziemny bardzo nieznacznie odbiega własnościami od gazu doskonałego, więc ten sam ciepłik oznacza tę samą temperaturę.

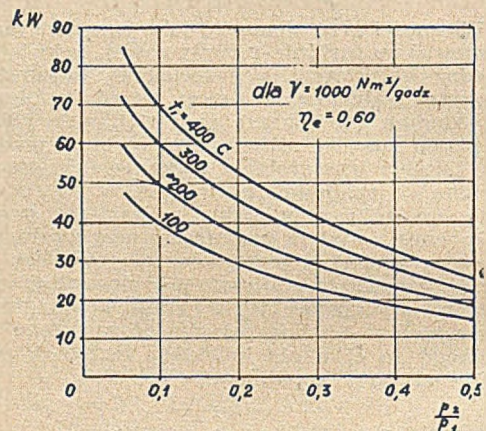
Zamiana całego ciepła dostarczonego na pracę jest tu możliwa dzięki temu, że przy turbinie przepływowej mamy do czynienia z przemianą otwartą. Ciekawie przejawia się wpływ sprawności wewnętrznej turbiny. Jeśli mianowicie będziemy żądali, żeby temperatura na wylocie z turbiny była stale równa temperaturze kolektora, to przy zmieniającej się sprawności wewnętrznej turbiny wprowadzie zawsze całe ciepło dostarczone do gazu przy jego podgrzaniu zamieni się na pracę, ale im sprawność wewnętrzna turbiny będzie gorsza, tym niższa wypadnie temperatura podgrzewania, co pociągnie za sobą zmniejszenie ciepła dostarczonego do gazu w podgrzewaczu, a tym samym i pracy otrzymywanej z urządzenia na danej kopalni (w założeniu nie zmieniającego się w międzyczasie wydatku kopalni).

Jeśli zaś żądać będziemy, żeby temperatura najniższa w turbinie, to jest przy wyjściu z przyrządów ekspansyjnych, była stała, to przy zmniejszającej się sprawności wewnętrznej turbiny wprowadzie ilość ciepła dostarczona do gazu w podgrzewaczu będzie stała, ale wzrastać będzie temperatura, a zatem i ciepłik gazu uchodzącego z turbiny. Sprawność samych przyrządów ekspansyjnych uważamy za niezmienną. Teraz niezmienną ilość ciepła dostarczona do gazu pokrywać będzie nie tylko otrzymaną pracę, ale również i przyrost ciepłika pomiędzy kolektorem i gazem uchodzącym do gazociągu dalekosiędnego. Spadek sprawności we-

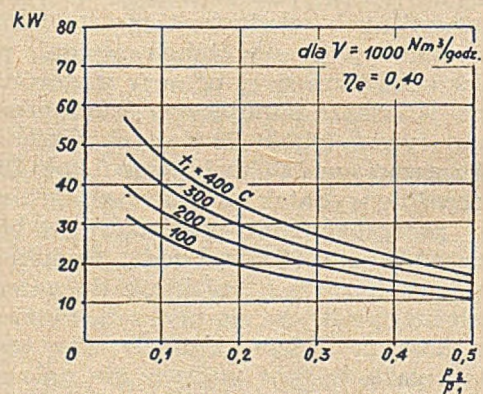
wnętrznej turbiny spowoduje, że więcej ciepła dostarczonego gazowi w podgrzewaczu pójdzie na tę ostatnią pozycję, a mniej na otrzymywaną pracę.

3. Moc uzyskiwana

Ponieważ na każdej kopalni będziemy mieli inny wydatek i inny stosunek ciśnień, więc prowadziliśmy obliczenia dla wydatku $V=1000 \text{ Nm}^3/\text{godz}$ i dla różnych stosunków ciśnień. Pozwala to z otrzymanych wykresów odczytać dla właściwego danej kopalni stosunku ciśnienia rurociągu dalekosiędnego do ciśnienia kolektora moc dla wydatku $V=1000 \text{ Nm}^3/\text{godz}$, a mnożąc to przez wydatek tej kopalni wyrażony w tysiącach normalnych metrów sześciennych w godzinie, otrzymać moc, jaką można uzyskać z danej kopalni.



Rys. 1. Moc na sprzęgle w kW turbiny przepływowej o sprawności $\eta_e = 0,60$ w funkcji stosunku ciśnień gazociągu dalekosiędnego do kolektora kopalni dla różnych temperatur t_1 podgrzania gazu przed turbiną i dla wydatku jednostkowego kopalni $V = 1000 \text{ Nm}^3/\text{godz}$.



Rys. 2. Moc na sprzęgle w kW turbiny przepływowej o sprawności $\eta_e = 0,40$ w funkcji stosunku ciśnień gazociągu dalekosiędnego do kolektora kopalni dla różnych temperatur t_1 podgrzania gazu przed turbiną i dla wydatku jednostkowego kopalni $V = 1000 \text{ Nm}^3/\text{godz}$.

Wyniki obliczeń przedstawione są na wykresach (rys. 1 i 2), gdzie podano cztery krzywe dla różnej temperatury podgrzania gazu przed turbiną. Wykresy te sporządzone zostały dla dwóch różnych sprawności całkowitych turbin $\eta_e = 0,60$ oraz $\eta_e = 0,40$.

Do obliczania tych wykresów korzystano z zależności:

$$N_e = \eta_e \frac{VC_p}{860} T_1 \left[1 - \left(\frac{p_2}{p_1} \right)^{\frac{\kappa-1}{\kappa}} \right] \quad (1)$$

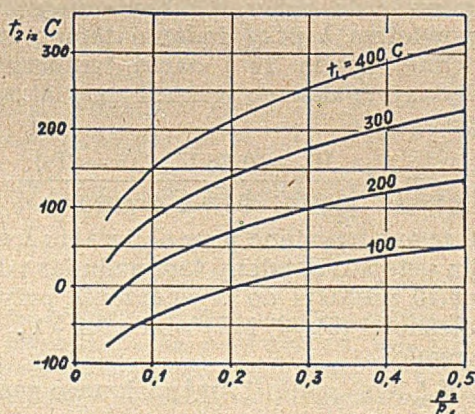
gdzie C_p jest średnim ciepłem właściwym przy stałym ciśnieniu w odniesieniu do normalnego metra sześciennego gazu, zaś V wydatkiem liczoną w $\text{Nm}^3/\text{godz.}$, a κ stosunkiem ciepł właściwych dla gazu ziemnego przy przemianie izobarycznej i izochorycznej. N_e jest mocą na sprzęgle turbiny w kW.

4. Temperatura gazu ochłodzonego na skutek ekspansji w dyszy turbiny

Ponieważ należy przewidywać, że cały stojący do dyspozycji spadek ciśnienia opanowany będzie jednym przyrządem ekspansyjnym, więc do obliczenia temperatury u wylotu z tego przyrządu posłuży przemiana izentropowa, gdyż sprawność samego przyrządu ekspansyjnego jest bliska jedności.

Wprawdzie gaz, przepływając później przez układ łopatkowy turbiny, na skutek niedoskonałości tego przepływu ($\eta_t < 1$) nieco się ogrzeje, ale tu chodzi o temperaturę najniższą w turbinie, a ta będzie właśnie u wylotu z dysz.

Tak obliczona temperatura jest najniższa, jaka przy danym stosunku ciśnień i przy danej temperaturze gazu dolotowego może się w turbinie pojawić. Wyniki obliczeń przedstawiono na rys. 3 w postaci wykresu. Wykres ten pozwala dla



Rys. 3. Najniższa temperatura t_{2iz} mogąca się pojawić podczas ekspansji gazu w turbinie przepływowej w funkcji stosunku ciśnień gazociągu dalekosieijnego do kolektora kopalni dla różnych temperatur t_1 podgrzania gazu przed turbiną.

każdej temperatury t_{2iz} , którą zdecydujemy się uważać za dolną granicę, do jakiej ochłodzić się może gaz ziemny w samej turbinie bez niebezpieczeństwa powstawania jakichkolwiek osadów, znaleźć przy danym stosunku ciśnień $\left(\frac{p_2}{p_1} \right)$

rurociągu dalekosieijnego do kolektora minimalną temperaturę podgrzania początkowego gazu.

5. Podgrzewanie gazu

Ekonomiczne podgrzewanie znacznych ilości będącego pod dużym ciśnieniem gazu ziemnego do niewielkich stosunkowo temperatur przedstawia problem niełatwy. Ciśnienie podgrzewanego gazu, dochodzące do 100, a niekiedy i więcej atmosfer, narzuca konieczność prowadzenia gazu w rurkach i przekreśla możliwości stosowania wszelkich podgrzewaczy komorowych, czynnych na przemian, a ogrzewanych przez spalanie paliwa z niewielkim ekonomicznym nadmiarem powietrza.

Paliwem, które służyć winno do podgrzania, jest naturalnie ten sam gaz ziemny, jako najdostępniejszy na kopalni. Będziemy więc mieli podgrzewacz (podobny do przegrzewacza pary w kotłach wysokiego ciśnienia), w którym rurkami płynąć będzie podgrzewany gaz, zaś opływać rurki będą spaliny, powstałe również z gazu ziemnego.

Podgrzewacz nie może być robiony ze zbyt kosztownych materiałów, w związku z tym nie możemy żądać, aby materiał rurek podgrzewacza wytrzymał większą temperaturę gazów spalinowych niż ok. 450 C. Przy ustalaniu tej temperatury musimy brać pod uwagę, że wewnątrz rurek mamy gaz daleki od stanu nasycenia.

Materiał rurek podgrzewacza ustalił więc nam górną granicę temperatury spalin idących na podgrzewacz.

Aby osiągnąć żadaną temperaturę spalin mamy do wyboru:

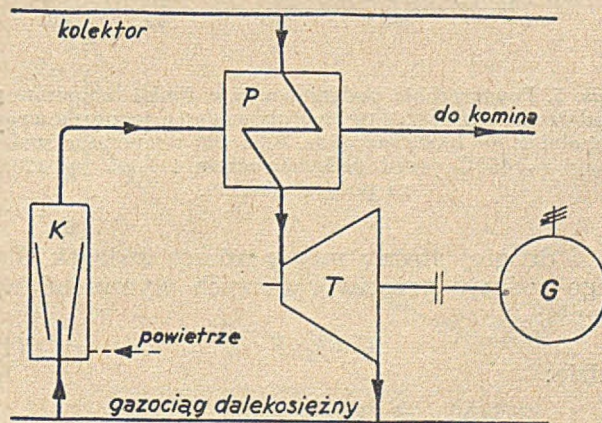
a) Spalanie gazu ziemnego ze znacznym nadmiarem powietrza

Obliczenie daje, że aby spalając gaz ziemny otrzymać temperaturę spalin $t_{1spal} = 450$ C, należy stosować współczynnik nadmiaru powietrza:

$$\lambda = 6,40, \quad (2)$$

to znaczy aż 6,4 razy więcej powietrza niż to jest potrzebne do zupełnego spalania.

Gazy spalinowe, opuszczając podgrzewacz uchodzą do komina (rys. 4). Zakładamy, że na



T – turbina przepływowa, P – podgrzewacz, K – komora spalania, G – generator prądu zmiennego

Rys. 4. Schemat instalacji turbiny przepływowej w wypadku wielkiego nadmiaru powietrza w spalinach podgrzewających gaz przed turbiną.

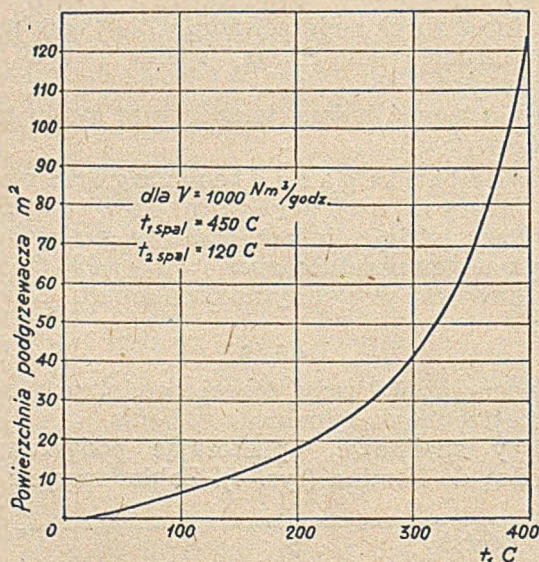
wyjściu z podgrzewacza temperatura tych gazów będzie wynosić $t_{2\text{ spal}} = 120\text{ C}$. Przyjęcie to jest podyktowane z jednej strony uzyskaniem dobrego ciągu w niezbyt wielkim kominie, z drugiej zaś chęcią zabezpieczenia się przed „poceniem się” rurek podgrzewacza na skutek wykrapiania się pary wodnej zawartej w spalinach.

Gaz, który ma zostać podgrzany, wchodzi do podgrzewacza, mając temperaturę około 10 C w lecie i około 20 C w zimie. Podgrzewacz bowiem jest umieszczony na końcu kolektora i przez to nie może uczynić zbędnym niewielkiego podgrzewania gazów w zimie na każdym szynie oddzielnie.

Dla wydatku porównawczego $V = 1000\text{ Nm}^3/\text{godz.}$, przyjmując temperaturę gazów w kolektorze $t_o = 10\text{ C}$ jako wypadek mniej korzystny, będziemy mogli dla każdej założonej temperatury podgrzania t_1 obliczyć ilości kalorii, jaka musi być doprowadzona w podgrzewacz:

$$Q = V \cdot C_p (t_1 - t_o) \text{ Kal/godz.}, \quad (3)$$

gdzie C_p jest średnim dla danego zakresu temperatur ciepłem właściwym gazów ziemnych przy stałej prężności, w odniesieniu do normalnego metra sześciennego.



Rys. 5. Powierzchnia podgrzewacza w funkcji temperatury podgrzania gazów przed turbiną dla wydatku jednostkowego kopalni $V = 1000\text{ Nm}^3/\text{godz.}$ oraz dla temperatur spalin $t_{1\text{ spal}} = 450\text{ C}$ przed podgrzewaczem i $t_{2\text{ spal}} = 120\text{ C}$ za podgrzewaczem.

Z drugiej strony mamy znany związek dla tego rodzaju przeciwprądowych wymienników ciepła:

$$Q = k \cdot F \cdot \vartheta_{sr}, \quad (4)$$

gdzie:

$$\vartheta_{sr} = \vartheta_p \frac{\frac{\vartheta_k}{\vartheta_p} - 1}{\ln \frac{\vartheta_k}{\vartheta_p}},$$

przy czym oznaczają:

F — powierzchnia podgrzewacza w m^2 ,

k — współczynnik przejmowania ciepła w $\text{Kal}/\text{m}^2\text{Ch}$,

ϑ_p — różnica temperatur gazów ogrzewanych i grzejących spalin na początku procesu ogrzewania,

ϑ_k — taka sama różnica tylko na końcu procesu ogrzewania.

Z obu tych związków (3) i (4) wyznaczono dla różnych temperatur podgrzania gazów powierzchnię podgrzewacza; wyniki obliczeń przedstawione są na wykresie rys. 5.

Oznaczmy przez V_w objętość spalonego gazów na 1 Nm^3 powstałych spalin przy teoretycznej ilości powietrza potrzebnej do spalania, a przez $H_u = Q_m$ dolną wartość opałową spalonego gazów w Kal/Nm^3 , wtedy dla gazów bogatych, do jakich należy gaz ziemny (Jaworski, „Przegląd Mechaniczny” 1947, str. 105), będziemy mieli:

$$V_w = \frac{1,14}{1000} H_u + 0,25 \text{ Nm}^3/\text{Nm}^3, \quad (5)$$

oznaczając dalej V_p objętość zużytego do spalania powietrza na 1 Nm^3 powstałych spalin przy teoretycznej ilości powietrza, będzie:

$$V_p = \frac{1,09}{1000} H_u - 0,25 \text{ Nm}^3/\text{Nm}^3. \quad (6)$$

Jeśli teraz mamy spalanie ze znanym nadmiarem powietrza, to oznaczając przez $V\lambda$ objętość spalin powstałych przy tym spalaniu z 1 Nm^3 spalonego gazów, otrzymamy zależność:

$$V\lambda = V_w + (\lambda - 1) V_p \text{ Nm}^3/\text{Nm}^3. \quad (7)$$

W tym samym miejscu został podany bardzo dogodny wzór do obliczania koniecznego nadmiaru powietrza λ przy żądanej temperaturze bezwzględnej spalin T_3 i danej temperaturze bezwzględnej spalnego gazów i powietrza T_2 w postaci:

$$\lambda = 1 + \frac{H_u - 0,36 V_w (T_3 - T_2)}{0,324 V_p (T_3 - T_2)}. \quad (8)$$

Z wzoru tego korzystano przy obliczaniu λ w poprzednim ustępie. Ustalony tam nadmiar powietrza $\lambda = 6,40$ posłużył do wyznaczenia przy pomocy zależności (5), (6) i (7) wielkości $V\lambda$.

Otrzymano:

$$V\lambda = 58,5 \text{ Nm}^3 \text{ spalin}/1\text{ Nm}^3 \text{ spalonego gazów}. \quad (9)$$

Powiększając ilości ciepła Q , potrzebne do podgrzania gazów a otrzymane ze wzoru (3), o 5% strat ciepłych podgrzewacza, otrzymamy te ilości ciepła, które za każdym razem spaliny winny oddać w podgrzewacz Q' :

$$Q' = 1,05 Q \quad (10)$$

ale z drugiej strony

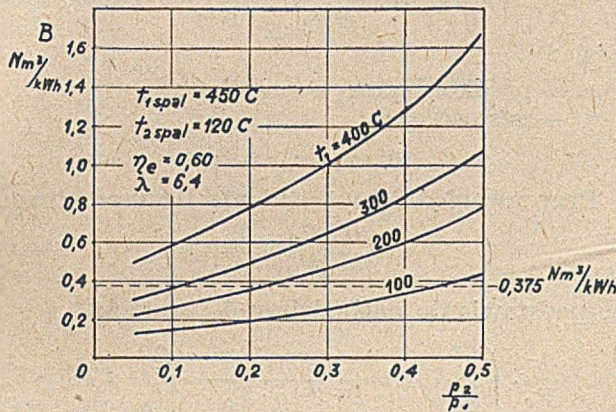
$$Q' = V_{\text{spalin}} \cdot C_{p\text{ spalin}} (t_{1\text{ spal}} - t_{2\text{ spal}}). \quad (11)$$

Związki (10), (11) i (9) pozwolą wyznaczyć V_{spalin} i zużycie spalnego gazów w Nm^3/godz dla założonego poprzednio wydatku $V = 1000\text{ Nm}^3/\text{godz}$ i przyjętej temperatury podgrzania t_1 . Dla tego samego jednostkowego wydatku $V = 1000\text{ Nm}^3/\text{godz}$ i dla różnie przyjętych (od 100 do 400) temperatur podgrzania t_1 zna-

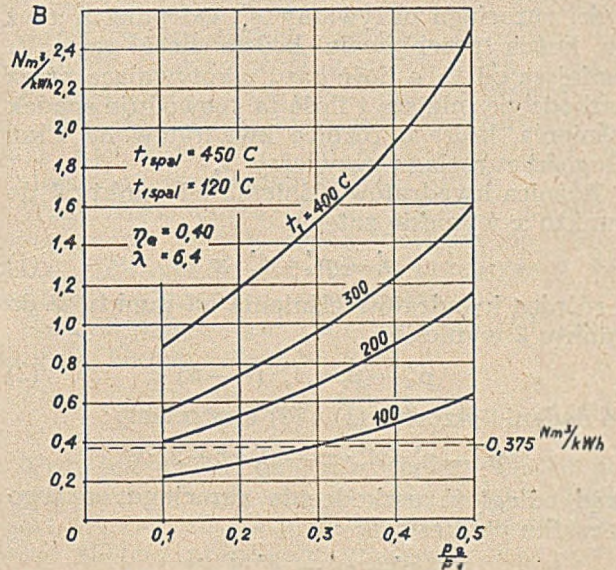
leżliśmy uprzednio zależność otrzymywanej mocy na sprzęgle turbiny od stosunku ciśnień $\left(\frac{p_2}{p_1}\right)$, co zostało przedstawione na rys. 1 i 2. Wprowadzając więc jednostkowy rozchód spalanego ga-

nego przez zwykły gazowy silnik tłokowy ze sprawnością całkowitą $\eta_e=0,27$. Zużycie to otrzymano ze związku:

$$B = \frac{860}{\eta_e \cdot H_u} \quad (12)$$



Rys. 6. Jednostkowy rozchód paliwa w Nm^3 spalonego gazu ziemnego na jedną kilowattgodzinę otrzymaną na sprzęgle turbiny w funkcji stosunku ciśnień $\frac{p_2}{p_1}$ dla różnych temperatur t_1 i dla stałych wielkości $t_{1spal} = 450 C$, $t_{2spal} = 120 C$, $\lambda = 6,4$, $\eta_e = 0,60$



Rys. 7. Jednostkowy rozchód paliwa w Nm^3 spalonego gazu ziemnego na jedną kilowattgodzinę otrzymaną na sprzęgle turbiny w funkcji stosunku ciśnień $\frac{p_2}{p_1}$ dla różnych temperatur t_1 i dla stałych wielkości $t_{1spal} = 450 C$, $t_{2spal} = 120 C$, $\lambda = 6,4$, $\eta_e = 0,40$.

zu $B Nm^3/kWh$ w odniesieniu do otrzymanej mocy, będziemy mogli przedstawić ten rozchód w funkcji stosunku ciśnień dla różnych temperatur podgrzania t_1 . Wyniki tych obliczeń przedstawione są na wykresach rys. 6 dla sprawności całkowitej turbiny $\eta_e=0,60$ i rys. 7 dla $\eta_e=0,40$.

Na obu tych wykresach wkreślono dla porównania kreskowane linie $B=0,375 Nm^3/kWh$, odpowiadające jednostkowemu zużyciu gazu ziem-

We wszystkich prowadzonych obliczeniach przyjmowano dolną wartość opałową gazu ziemnego $H_u=8500 Kal/Nm^3$. *Dokończenie nastąpi.*

Mgr Inż. Tadeusz Dryś
Zakłady Gazownictwa

Rozważania nad przelotnością układów rurociągów

Streszczenie

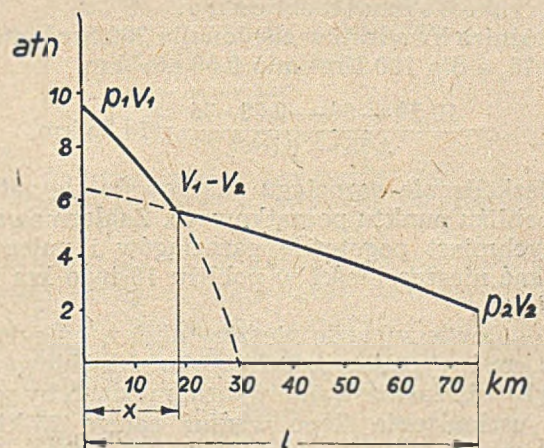
Autor na podstawie doświadczeń w swej pracy zawodowej przytacza kilka rozważań na temat przelotności układów gazociągów. Poddaje analizie kilka praktycznych wzorów dotyczących określenia miejsca uszkodzenia gazociągu, określenia przepływu gazu przez rurociągi, porównania rurociągów o różnych średnicach i określenia przelotności układu gazociągów o różnych średnicach.

1. Wzór na określanie w pewnych warunkach miejsca uszkodzenia rurociągu

Stosowanie tego wzoru uwarunkowane jest tym, aby na trasie rurociągu nie było większych odbiorów i aby prawie cała ilość gazu została przez rurociąg doprowadzana od początku do końca.

Jeżeli mamy rurociąg (rys. 1) o długości l km, przez który przepływa pewna ilość gazu $V m^3$

i w rurociągu tym powstanie większa nieszczelność w odległości x od zasilanego gazem po-



Rys. 1. Określenie miejsca nieszczelności na gazociągu.

czątku rurociągu, wówczas po pewnym czasie u wlotu rurociągu będzie wpływała do rurociągu ilość gazu $V_1 \text{ Nm}^3/\text{min}$ przy ciśnieniu p_1 ata. Ilość ta będzie doprowadzona aż do punktu x , powodując wzdłuż rurociągu spadek ciśnienia, którego różnicę kwadratów w ata na 1 km długości rurociągu nazywamy Δ_1^2 . Od punktu x aż do końca przepływała będzie ilość gazu V_2 mniejsza od V_1 o ilość gazu wypływającą przez uszkodzone miejsce i ilość ta spowoduje spadek ciśnienia, którego różnicę kwadratów na 1 km długości rurociągu nazwiemy Δ_2^2 .

Różnica kwadratów ciśnienia od punktu 1 do punktu x wyniesie zatem:

$$p_1^2 - p_x^2 = \Delta_1^2 \cdot x \quad (1)$$

a różnica kwadratów ciśnienia od punktu x do punktu 2 wyniesie:

$$p_x^2 - p_2^2 = \Delta_2^2 \cdot (l - x) \quad (2)$$

po dodaniu wzorów (1) i (2) otrzymamy:

$$p_1^2 - p_2^2 = \Delta_1^2 \cdot x - \Delta_2^2 \cdot x + \Delta_2^2 \cdot l$$

skąd odległość uszkodzenia rurociągu od jego początku wyniesie:

$$x = \frac{p_1^2 - p_2^2 - \Delta_2^2 \cdot l}{\Delta_1^2 - \Delta_2^2} \quad (3)$$

Dla użycia tego wzoru, poza warunkiem, aby tylko nieznaczne ilości gazu były odbierane wzdłuż rurociągu, konieczna jest znajomość ciśnienia na początku i na końcu rurociągu, przepływów gazu na początku i na końcu, oraz różnic kwadratów ciśnienia dla tych przepływów na jednostkę długości rurociągu, które obliczamy ze wzorów lub weźmiemy z tablic, jakie powinny być do dyspozycji każdego prowadzącego ruch sieci gazociągów dalekosiężnych.

Wzór ten zdał egzamin praktyczny, gdy raz wczesną wiosną pękł gazociąg. Wiadome było, że uszkodzenie znajdowało się na rurociągu o średnicy 25 cm, na odcinku o długości 75 km. Spadek ciśnienia był duży, gdyż ciśnienie spadło poniżej 2 atn w pewnej odległości od punktu początkowego, przy przepływie $100 \text{ Nm}^3/\text{min}$. podczas gdy na początku gazociągu ciśnienie wynosiło 9,5 atn, a przepływ $290 \text{ Nm}^3/\text{min}$.

Szybko dokonano obliczenia:

Różnica kwadratów ciśnień dla $290 \text{ Nm}^3/\text{min} = 3,75$, a dla $100 \text{ Nm}^3/\text{min} 0,59 \text{ ata}^2/\text{km}$.

$$x = \frac{10,5^2 - 3^2 - 0,59 \cdot 75}{3,75 - 0,59} = 18,25 \text{ km.}$$

Uszkodzenie gazociągu znajdowało się zatem w pobliżu punktu początkowego. Zaalarmowano natychmiast pogotowie gazociągów i polecono szukać nieszczelności w pobliżu 18-tego km rurociągu.

Pogotowie znalazło nieszczelność w odległości 18,2 km i wypadek został szybko zlikwidowany. Gdyby nie zastosowanie wzoru, musiano by szukać uszkodzenia ślepo wzdłuż całego 75-kilometrowego odcinka rurociągu. Wypływ gazu z pękniętego miejsca wynosił $190 \text{ Nm}^3/\text{min}$, to jest około $12\,000 \text{ Nm}^3/\text{godz}$.

2. Wzory stosowane do obliczeń przepływu gazu przez rurociągi

Wzór ogólny na przepływ gazu w rurociągu przy ekspansji izotermicznej wyprowadza się następująco:

$$dP = \frac{\lambda \cdot w^2 \cdot \gamma}{D \cdot 2 \cdot g} \cdot dL$$

gdzie:

w — prędkość gazu w rurociągu,
 γ — gęstość gazu

$$w \cdot \gamma = w_0 \cdot \gamma_0.$$

Przy uwzględnieniu ciśnienia i temperatury:

$$w = \frac{w_0 P_0}{P} \cdot \frac{T}{T_0}$$

po podstawieniu dochodzimy do postaci:

$$\frac{1}{P_0} \cdot \int_{P_1}^{P_2} \frac{P}{P_1} \cdot dP = \frac{\lambda \cdot w_0^2 \cdot \gamma_0 \cdot T}{D \cdot 2 \cdot g \cdot T_0} \cdot \int_0^L dL.$$

Po scałkowaniu otrzymujemy:

$$\frac{P_1^2 - P_2^2}{2 P_0} = \frac{\lambda \cdot w_0^2 \cdot \gamma_0 \cdot T}{D \cdot 2 \cdot g \cdot T_0} \cdot L$$

ponieważ

$$w_0 = \frac{4 \cdot Q_0}{\pi \cdot 60 \cdot D^2}$$

otrzymamy ostatecznie:

$$\frac{P_1^2 - P_2^2}{L} = \frac{\lambda \cdot Q_0^2 \cdot \gamma_0 \cdot P_0 \cdot T}{225 \cdot \pi^2 \cdot g \cdot D^5 \cdot T_0}$$

co po ujęciu wartości liczbowych: γ_0, g, T_0, T, P_0 w stałą C daje nam wzór ogólny:

$$\frac{p_1^2 - p_2^2}{l} = C \cdot \lambda \cdot \frac{Q^2}{d^5} \quad (4)$$

gdzie:

- p_1 — ciśnienie absolutne na początku rurociągu,
- p_2 — ciśnienie absolutne na końcu rurociągu,
- l — długość gazociągu,
- Q — przepływ gazu przez rurociąg,
- d — średnica rurociągu,
- λ — współczynnik oporu, zależny od rodzaju gazu, średnicy rurociągu i ilości przetłoczonego gazu,
- C — stała zależna od rodzaju gazu, warunków odniesienia i temperatury.

Wzór ten dla gazu o ciężarze właściwym $\gamma = 0,724 \text{ kg/m}^3$, po przyjęciu temperatury gazu w rurociągu $t = 10 \text{ C}$, przyjmuje postać:

$$\frac{p_1^2 - p_2^2}{l} = 35\,600 \frac{\lambda \cdot Q_0^2}{d^5} \text{ ata}^2/\text{km}, \quad (5)$$

gdzie:

- p_1 i p_2 — ciśnienie w ata,
- l — długość km,
- Q — ilość przepływu Nm^3/min przy 0 C i 760 mm Hg,
- d — średnica w cm.

Następnie cała trudność w ułożeniu poprawnego wzoru polega na przyjęciu odpowiedniego współczynnika oporu rurociągu λ .

Jeżeli λ wyrazimy jako funkcję Q , wówczas otrzymamy wzór w postaci:

$$\frac{p_1^2 - p_2^2}{l} = C \cdot \frac{Q_0^{1,875}}{d^5} \text{ ata}^2/\text{km.} \quad (6)$$

Tego typu jest wzór Biela, który wyrażony przy założeniach, jak przy wzorze (5), przybierze postać:

$$\frac{p_1^2 - p_2^2}{l} = 1025 \cdot \frac{Q_0^{1,875}}{d^5} \text{ ata}^2/\text{km.} \quad (7)$$

Biel przyjmuje:

$$\lambda = 0,061 \left(\frac{10^4}{60} \cdot \frac{\nu^{0,125}}{Q_0} \right),$$

gdzie:

ν — współczynnik lepkości kinetycznej, wynoszący dla gazu ziemnego $14,9 \cdot 10^{-6}$ stąd $\lambda = 0,02885 \cdot Q_0^{-0,125}$.

Jeżeli λ wyrazimy jako funkcję d , wówczas otrzymamy wzór:

$$\frac{p_1^2 - p_2^2}{l} = C \cdot \frac{Q^2}{d^{5/3}} \text{ ata}^2/\text{km.} \quad (8)$$

Do tego typu należy większość wzorów amerykańskich, spośród których najbardziej używany jest u nas wzór Weymoutha-Towla, który po podstawieniu, jak we wzorze (5), przybierze postać:

$$\frac{p_1^2 - p_2^2}{l} = 1395 \cdot \frac{Q^2}{d^{5/3}} \text{ ata}^2/\text{km.}$$

Przyjęto tu $\lambda = 0,0392 \cdot d^{-1/3}$. (9)

Oba wzory nie mogą być dokładne, ponieważ współczynnik oporu rurociągu λ zależy zarówno od jego średnicy jak i od ilości przetłoczonego gazu. Zależy on prawdopodobnie od liczby Reynoldsa, tak że poprawny wzór na przepływ gazu przybierze postać:

$$\frac{P_1^2 - P_2^2}{l} = C \frac{Q^y}{d^x},$$

przy czym $y \neq 2$, a $x \neq 5$.

Tego typu jest proponowany przez inż. Wilka wzór, stosowany w Panhandle:

Przyjęto tu:

$$\frac{P_1^2 - P_2^2}{L} = \frac{1}{247\,960} \cdot \frac{Q^{1,8539}}{d^{4,8539}},$$

gdzie:

Q = przepływ w stopach sześciennych gazu na dobę,

d = średnica rurociągu w calach,

l = długość rurociągu w milach,

p = ciśnienie w funtach na cal kwadratowy.

Wzór ten wyrażony w jednostkach, jak w poprzednich równaniach, przybierze postać:

$$\frac{p_1^2 - p_2^2}{l} = 607 \cdot \frac{Q^{1,8539}}{d^{4,8539}} \text{ ata}^2/\text{km.}$$

Wzór ten prawdopodobnie został obliczony dla warunków normalnych, stosowanych w Stanach Zjednoczonych, a więc dla $t_0 = 60 F$, $p_0 = 14,4$ funtów/cal² i dla temperatury przepływu 60 F.

Po przeliczeniu go na nasze warunki normal-

ne, a więc dla $t = 0 C$, $p = 760$ mm słupa rtęci i dla temperatury przepływu 10 C, wzór przybiera postać:

$$\frac{p_1^2 - p_2^2}{l} = 599 \frac{Q_0^{1,8539}}{d^{4,8539}}. \quad (10)$$

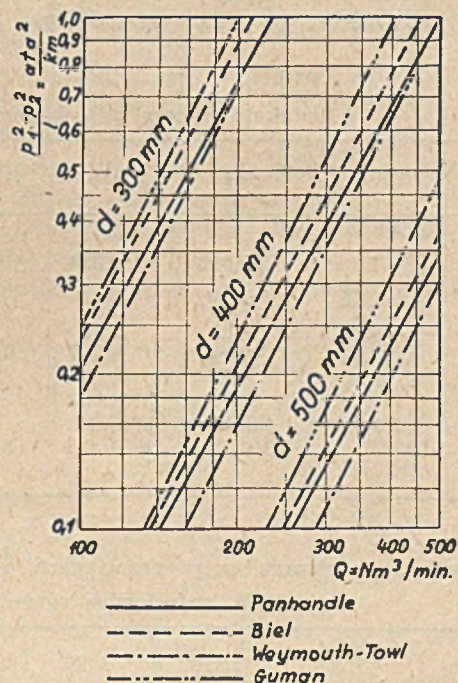
Wzór ten na ogół daje nieco niższe wartości na różnicę kwadratów ciśnień, potrzebną do przetłoczenia gazu według wzoru Biela, a wykres jego w skali logarytmicznej przebiega prawie równoległe do wykresu według wzoru Biela, dając dla średnic 25 i 30 cm wartości o 13% mniejsze od wymaganych przez Biela.

Wzór Weymoutha-Towla daje dla małych przepływów wartość nieco mniejszą od Panhandle, zbliżając się dla dużych przepływów do wartości wykazanych wzorem Biela.

Natomiast przyjęcie dla λ wartości 0,017 według dr. Gumana da nam wzór:

$$\frac{p_1^2 - p_2^2}{l} = 605 \cdot \frac{Q^2}{d^5} \text{ ata}^2/\text{km.} \quad (11)$$

Wzór ten jednak daje dla większych średnic i większych przepływów wartości dużo wyższe i jest zdaniem autora przestarzały, gdyż jeszcze przed 40 laty próbowano zbudować wzory na przepływ gazu, oparte na stałych wartościach niezależnych od średnicy rurociągu i przepływu.



Rys. 2. Wykresy różnicy kwadratów ciśnienia na 1 km długości gazociągu w zależności od przepływu

Wzorami tego typu, różniącymi się jedynie wartością stałej, są stare wzory amerykańskie Towla, Rixa, Pittsburgha i Coxa, przy czym dla wzoru Towla stała wynosi po przeliczeniu na nasze jednostki 611, a więc różni się bardzo nieznacznie od wzoru dr. Gumana.

Dla porównania podajemy wykres wartości $\frac{p_1^2 - p_2^2}{l}$ jako funkcję Q dla kilku średnic rury

w zależności od przepływu, obliczonych według tych wzorów (rys. 2).

3. Wzory i tabele dla porównania przelotności rurociągów o różnych średnicach

Rurociąg o średnicy d_1 i długości l_1 możemy przy obliczeniach jego przelotności zawsze zastąpić równoważnym mu rurociągiem o średnicy d_2 i długości l_2 .

Stosunki tych długości mają się tak do siebie, jak stosunek x -tych potęg średnic.

$$l_1 : l_2 = d_1^x : d_2^x \quad (12)$$

x jest to potęga, w której d przychodzi we wzorze na przepływ.

- a. dla wzoru Biela $x=5$,
 b. dla wzoru Weymoutha-Towla $x=5,3333$
 c. dla wzoru Panhandle $x=4,8539$.

W tablicy 1 podajemy stosunek $d_1^5 : d_2^5$, a więc obliczony dla wzoru Biela dla kilku najbardziej używanych średnic przy budowie rurociągów.

Tablica ta pozwala na bezpośrednie porównanie oporności względnie przelotności rurociągów o różnych średnicach. Uzmysławia ona, jak znaczny wpływ ma zmniejszenie średnicy, choćby na nieznacznej długości. Widać z niej np., że przy rurociągu o średnicy 40 cm zwężenie przekroju do 20 cm na długości 200 m odpowiadać będzie przedłużeniu go o $32 \times 0,2 = 6,4$ km.

Jeszcze drastyczniej uwidoczniłoby się to przy zastąpieniu np. rurociągu o średnicy 30 cm, na długości 200 m, rurociągiem o średn. 10 cm, gdzie 200 m rurociągu o średnicy 10 cm przedstawia opór równy $243 \times 0,2 = 48,6$ km rurociągu o średnicy 30 cm.

Jeżeli mamy rurociąg, który składa się z rurociągów o kilku średnicach łączonych szeregowo, wówczas dla uproszczenia możemy go traktować jako jeden rurociąg o wspólnej średnicy d_{zast} , którą przyjmujemy dowolnie.

Długość zastępcza takiego rurociągu wyniesie wówczas:

$$l_{zast} = \sum_0^n l_n \left(\frac{d_{zast}}{d_n} \right)^x \quad (13)$$

Ponieważ tablica 1 podaje stosunki $\left(\frac{d_{zast}}{d_n} \right)^x$, mo-

żemy więc łatwo obliczyć l_{zast} .

Przykład: Rurociąg o łącznej długości 120 km składa się z trzech odcinków o równych długościach 40 km i średnicach: 350 mm, 300 mm i 250 mm.

Chcemy go zredukować na średnią odniesienia 300 mm:

$$l_{zast} = 40 \times 0,462 + 40 \times 100 + 40 \times 2,49 = 158 \text{ km.}$$

Cały więc rurociąg o różnych średnicach ma przelotność taką jak rurociąg o średnicy 300 mm i długości 158 km.

Tablica 1

Redukcja długości gazociągów przy zmianie średnic według wzoru Biela

d	500	450	400	350	300	250	200	150	100
500	1	0,592	0,328	0,168	0,0778	0,0312	0,0102	0,00243	0,000320
400	1,69	1	0,555	0,285	0,132	0,0529	0,0173	0,00412	0,000542
450	3,05	1,80	1	0,513	0,237	0,0954	0,0312	0,00742	0,000977
350	5,95	3,51	1,95	1	0,462	0,186	0,0609	0,0145	0,00190
300	12,90	7,59	4,21	2,16	1	0,402	0,132	0,0312	0,00412
250	32,00	18,90	10,50	5,38	2,49	1	0,328	0,0778	0,0102
200	97,70	57,70	32,00	16,40	7,59	3,05	1	0,237	0,0312
150	411,00	243,00	135,00	69,20	32,00	12,9	4,21	1	0,132
100	3125	1845	1024	522	243	97,7	32,00	7,59	1

Tablica 2

Średnice zastępcze przy gazociągach równoległych według wzoru Biela i Weymoutha-Towla

(n =ilość gazociągów równoległych o tej samej średnicy i długości)

$\frac{y}{x} = 0,375$	1,206	1,510	1,682	1,828	1,959	2,075	2,180	2,281	2,072
$\frac{d}{n}$	2	3	4	5	6	7	8	9	10
500	603	755	841	914	980	1037	1090	1140	1186
450	543	679	757	822	881	934	982	1026	1068
400	472	604	673	731	784	830	873	914	950
350	422	529	589	640	686	726	764	799	830
300	362	453	505	548	588	622	654	684	712
250	302	378	420	457	490	519	545	570	593
200	241	302	336	365	392	415	436	456	474
150	181	227	252	274	294	311	327	347	356
100	121	151	168	183	196	208	218	228	207

Przy rurociągach równoległych o różnych średnicach, ale o równych długościach można wyznaczyć średnicę zastępczą dla całego układu, tzn. średnicę, jaką miałby gazociąg pojedynczy o przelotności odpowiadającej sumarycznej przelotności całego układu. Średnica zastępcza wynosi:

$$d_{zast} = (\sum d^{x/y})^{y/x}, \quad (14)$$

zaś gdy rurociągi równoległe są jednakowej średnicy, a ilość ich wynosi n :

$$d_{zast} = d(n)^{y/x} \quad (15)$$

- a. dla wzoru Biela $x=5 \quad y=1,875 \quad y/x=0,375$
- b. dla wzoru Weymoutha-Towla $x=5,333 \quad y=2,000 \quad y/x=0,375$
- c. dla wzoru Panhandle $x=4,8539 \quad y=1,8539 \quad y/x=0,382$

Tablica 2 podaje, jakie d_{zast} otrzymamy, stosując kilka rurociągów równoległych o tej samej średnicy według wzoru Biela, przy czym jest ona ważna również i dla wzoru Panhandle, ponieważ stosunek wykładników potęg dla Q i dla d jest dla obu wzorów identyczny.

Z tablicy tej wynika, że jeśli nie chcemy stracić na przelotności układu, to chcąc zastąpić rurociąg o średnicy 250 mm rurociągami o średnicy 200 mm, musimy ułożyć ich 3, a przy użyciu rurociągu o średnicy 150 mm, musimy wybudować 6, lub 7 gałęzi równoległych.

4. Ogólny wzór dla obliczania przelotności układu gazociągów o różnych średnicach i długościach

Na podstawie powyższych wzorów możemy łatwo wyprowadzić wzór ogólny, pozwalający na obliczenie przelotności układu rurociągów, składających się z m gałęzi równoległych, z których każda składa się z n rurociągów, każdy o innej średnicy.

Zagadnienie sprowadza się do znalezienia rurociągu o długości l i średnicy d , który miałby tę samą przelotność, co cały rozpatrywany układ. Dla takiego rurociągu możemy już łatwo obliczyć, czy też znaleźć w odpowiednich tablicach, nomogramach lub wykresach wartości przepływów w zależności od ciśnień początkowych i końcowych.

Jeżeli założymy sobie jakieś d_{zast} dla tego fikcyjnego rurociągu, wówczas:

$$l_{zast} = \left[\sum_0^m \sqrt[1/y]{\frac{1}{\sum_0^n \frac{l_{nm}}{(d_{nm})^x}}} \right]^y \quad (16)$$

Potęgi x i y zależą tu znowu od tego, którego z trzech znanych wzorów użyjemy.

- a. dla wzoru Biela $x=5 \quad y=1,875$
- b. dla wzoru Weymoutha-Towla $x=5,333 \quad y=2000$
- c. dla wzoru Panhandle $x=4,8539 \quad y=1,8539$.

Wzór ten można też przedstawić w postaci:

$$l_{zast} = \frac{1}{\left[\sum_0^m \sqrt[1/y]{\frac{1}{\sum_0^n l_{nm} \left(\frac{d_{zast}}{d_{nm}}\right)^x}} \right]^y} \quad (17)$$

Forma ta może być o tyle wygodniejsza, że na wyrażenie $\left(\frac{d_{zast}}{d_{nm}}\right)^x$ posiadamy zwykle gotowe tablice, a jeżeli użyjemy wzoru Weymoutha-Towla, gdzie wykładnik potęgowy $y=2$, wówczas całe obliczenie możemy wykonać na suwaku logarytmicznym.

Ponieważ różnice pomiędzy l_{zast} obliczonym według wzoru Weymoutha-Towla a l_{zast} , obliczonym według wzoru Biela lub Panhandle są niewielkie, więc przy tym obliczeniu można śmiało użyć wzoru Weymoutha-Towla jako najodpowiedniejszego, bez obawy popełnienia większego błędu. Weźmy dla przykładu układ rurociągów, składających się z trzech ciągów równoległych, z których:

- ciąg 1 składa się z ciągów szeregowo połączonych: a) $l=50$ km, $d=30$ cm, b) $l=100$ km, $d=25$ cm,
- ciąg 2 jest ciągiem o długości $l=200$ km, $d=35$ cm,
- ciąg 3 składa się z ciągów: a) $l=70$ km, $d=25$ cm, b) $l=80$ km, $d=20$ cm, c) $l=60$ km, $d=30$ cm.

Chcemy wiedzieć, jakiemu gazociągowi o średnicy 30 cm odpowiada ten układ. Nasze $d_{zast} = 30$ cm, czyli redukujemy układ na średnicę 30 cm.

Użyjemy wzoru Biela: $x=5 \quad y=1,875$:

$$l_{zast} = \frac{1}{\left[\sqrt[1,875]{\frac{1}{50 \left(\frac{30}{30}\right)^5} + 100 \left(\frac{30}{25}\right)^5} + \sqrt[1,875]{\frac{1}{200 \left(\frac{30}{35}\right)^5}} \right]^y + \sqrt[1,875]{\frac{1}{70 \left(\frac{30}{25}\right)^5 + 80 \left(\frac{30}{20}\right)^5 + 60 \left(\frac{30}{30}\right)^5}} \right]^y} = 29,4 \text{ km}$$

(wyrażenia $\left(\frac{30}{25}\right)^5, \left(\frac{30}{30}\right)^5, \left(\frac{30}{20}\right)^5$ mamy w tablicy 1).

Cały zatem układ rurociągów możemy dla obliczeń zastąpić rurociągiem o średnicy 30 cm i o długości 29,4 km.

Przeliczenie według wzoru Weymoutha-Towla daje długość 31 km, a według wzoru Panhandle długość 30 km; wartości te różnią się zatem niewiele od siebie. Natomiast przeliczenie według wzoru Gumana, gdzie $x=5, y=2$, dałoby $l=24,7$ a więc o 17% mniejsze.

Bardzo pouczające i celowe dla rozważań nad przelotnością gazociągów i orientowaniem się w możliwościach przetłoczeniowych naszych sieci gazociagowych jest sporządzenie mapy sieci gazociagowych, w których długości poszczególne

gólnych ciągów wykreślone będą nie według ich rzeczywistych długości, ale zostaną przeliczone ze względu na przelotność na jakąś wspólną średnicę dla całego układu.

Łatwo nam będzie się wówczas zorientować w przelotnościach naszych gazociągów i uzmysłwić sobie, czy dostarczenie pewnej ilości gazu do jakiegoś punktu na trasie gazociągów będzie zadaniem łatwym, wzgl. trudnym.

Ponieważ mamy dosyć długie odcinki gazociągów, nie posiadających po drodze poważniej-

szych odbiorców, otwiera się możliwość prowadzenia systematycznych badań, które by pozwoliły na wybranie lub skorygowanie jednego z istniejących wzorów na przepływ gazu przez rurociągi, a może i na stworzenie własnej polskiej formuły na przepływ.

Należałoby w tym celu zainstalować na naszych gazociągach bezbłędnie działającą aparaturę pomiarową i zainteresować tym problemem świat naukowy na naszych uczelniach technicznych.

Mgr Inż. Maria Tokarzewska

Zakłady Chemiczne

Metody analizowania gazów naftowych

Streszczenie

Artykuł podaje wyczerpujący przegląd metod analizowania gazów naftowych, znajdujących zastosowanie w praktyce laboratoryjnej. Opisano szczegółowo metody analizowania na aparatach Burrella, Sherpherd-Portera, Podbielniaka, Davisa, Rosena-Robertsona, Hammerlicha, Stocka i innych, podając szczegółową charakterystykę stosowanej aparatury i toku prowadzenia na nich analizy. Wiele miejsca poświęcono również opisowi analizy sorpcyjnej, zarówno pod próżnią jak i pod ciśnieniem normalnym oraz pod ciśnieniem zmniejszonym.

Analizy przez spalanie czy absorpcję nie są wystarczające dla gazów naftowych ze względu na ich skomplikowany skład. Skład tego rodzaju mieszanin gazowych oznacza się przez zastosowanie frakcjonowanej destylacji w niskich temperaturach oraz metodami sorpcyjnymi.

Zastosowanie frakcjonowanej destylacji umożliwiło wyodrębnienie poszczególnych węglowodorów jako materiałów wyjściowych dla rozwoju dalszych prac nad procesami chemicznymi, a także analizowanie często skomplikowanych produktów reakcji, otrzymywanych w laboratoriach badawczych czy w fabrykach. W ogólnym zarysie schemat postępowania wygląda w ten sposób, że w temperaturze ciekłego powietrza, czy też ciekłego azotu węglowodory gazowe ulegają wykropleniu, a otrzymaną płynną mieszaninę poddaje się frakcjonowanej destylacji. Destylację skroplonych gazów prowadzi się pod ciśnieniem normalnym, zmniejszonym, lub pod wysoką próżnią. Poszczególne gazy rozdzielić można na zasadzie frakcjonowanego odgazowania lub frakcjonowanej kondensacji.

Przed opracowaniem podstawowych zasad frakcjonowanej destylacji i przed poznaniem właściwości poszczególnych węglowodorów, wydzielenie homologów specjalnie przy serii o wzrastającej ilości atomów węgla sprawiało wiele trudności. Fakt ten zapoczątkował studia nad zależnością prężności par homologów od temperatury. W metodach oparto się na sposobie rozdzielania gazów

atmosferycznych. Ramsey i Traver analizowali i oddzielali azot, hel i argon właśnie przy użyciu niskich temperatur. Pierwsi Stolzberg i Erdmann skonstruowali aparaturę dla oddzielenia z mieszaniny gazów etylen od wodoru, etylen od tlenu, dwutlenek węgla od tlenu. Gaz poddawano kąpieli, gdzie kondensował się w zależności od temperatury kąpieli a resztę gazową zbierano do eudiometru i analizowano. Podobnie Lebeau i Damiens oddzielali gazy parami, nie znając prężności par poszczególnych węglowodorów i nie stosując frakcjonowania.

Burrell, Seibert i Robertson próbowali zanalizować gaz naturalny. Pierwsi zastosowali obok niskich temperatur także wysoką próżnię. Gaz upłynniano, stosując jako kapiel kondensującą ciekłe powietrze. Niekondensującą się część, przeważnie metan, usuwano pompą Töplera. Pozostałość odparowywano i ponownie upłynniano, powtarzając proceder aż do całkowitego usunięcia metanu. Po usunięciu metanu rozdzielano etan od propanu przy serii destylacji w zakresie temperatur od -153 do -140 C, propan od butanu i wyższych homologów w zakresie temperatur od -135 do -120 C. Płynną pozostałość składającą się z butanu i wyższych węglowodorów odparowywało się i mierzyło objętość.

Przy rozdziale łatwo lotnych węglowodorów rzędu parafinowego od C_1 do C_4 przez destylację w niskich temperaturach, przy analizach kondensujących (Lebeau i Damiens), destylacjach pod normalnym ciśnieniem (aparat Podbielniaka), czy pod zmniejszonym ciśnieniem, wykorzystuje się zawsze różnice prężności par poszczególnych komponentów. Stosunek prężności par składników mieszaniny odgrywa przy rozdziale gazów i par bardzo ważną rolę. Im większy jest stosunek prężności par tym dokładniejszy jest rozdział na poszczególne składniki. Jeżeli ograniczymy się do rozdzielania mieszaniny dwuskładnikowej przez destylację i zastosujemy do niej prawo Raoult'a, to można przedstawić zawartość łatwiej lotnego składnika w fazie gazowej przy danym określonym stosunku dwu składników w fazie ciekłej

jako funkcję stosunku prężności par przez następujące równanie:

$$N_1' = \frac{P_1^o \cdot N_1}{P_2^o + (P_1^o - P_2^o) N_1}$$

gdzie:

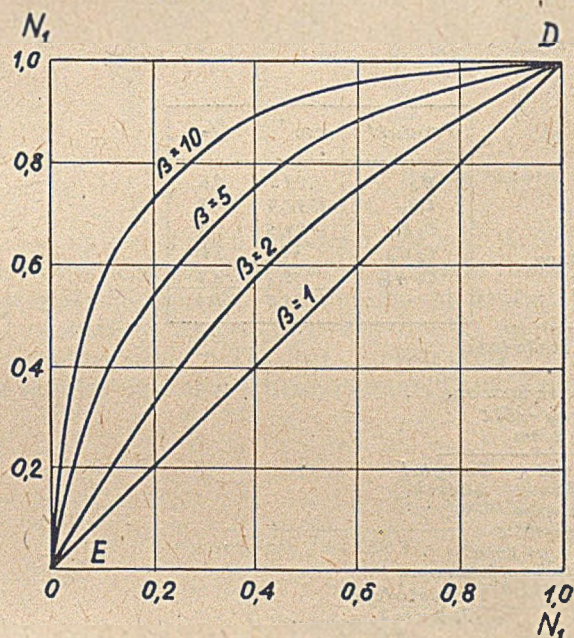
N_1' = zawartość łatwiej lotnego składnika w fazie gazowej,

N_1 = zawartość łatwiej lotnego składnika w fazie ciekłej.

Jeśli $\frac{P_1^o}{P_2^o}$ oznaczamy przez β to równanie przybiera postać:

$$N_1' = \frac{\beta \cdot N_1}{1 + (\beta - 1) N_1}$$

Graficzne przedstawienie tego prawa wyraża się krzywą przedstawioną na rys. 1.



Rys. 1. Zależność między składem cieczy i pary przy różnych wielkościach współczynnika β .

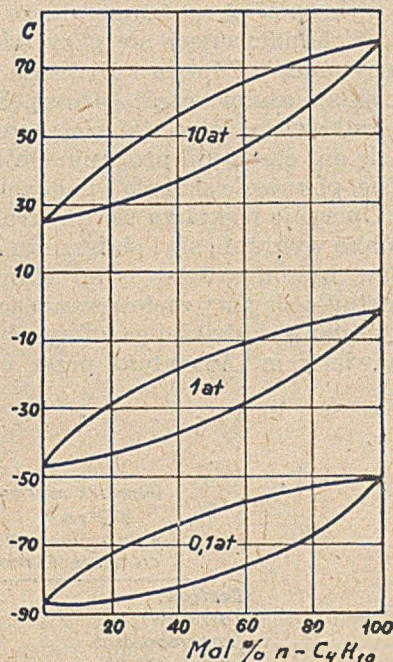
Jeśli przyjmujemy, że w określonym interwale temperatur β nie zmienia się przy zmianie temperatury, to odpowiadająca jej krzywa na rys. 1 przedstawia się w postaci hiperboli. Przy $\beta=1$ krzywa pokrywa się z przekątnią DE . Ze zwiększeniem β krzywa odchyła się od przekątnej DE . Beta zwiększa się z obniżeniem temperatury i rozdział komponentów mieszanki w temperaturach niskich zachodzi dokładniej. Obniżenie ciśnienia wpływa także na zwiększenie się współczynnika.

Rys. 2 wskazuje nam, jak silnie rozchylają się krzywe równowagi mieszanki butanu-propanu przy przejściu do niskich ciśnień i o ile wzbogaca się faza gazowa o łatwiej lotny składnik.

Zmodyfikowany aparat Burrella (rys. 3) używany jest po dziś dzień do analiz gazów naftowych. Stosuje on połączenie analizy spaleniowej z frakcjonowaniem. Przy pomocy analizy

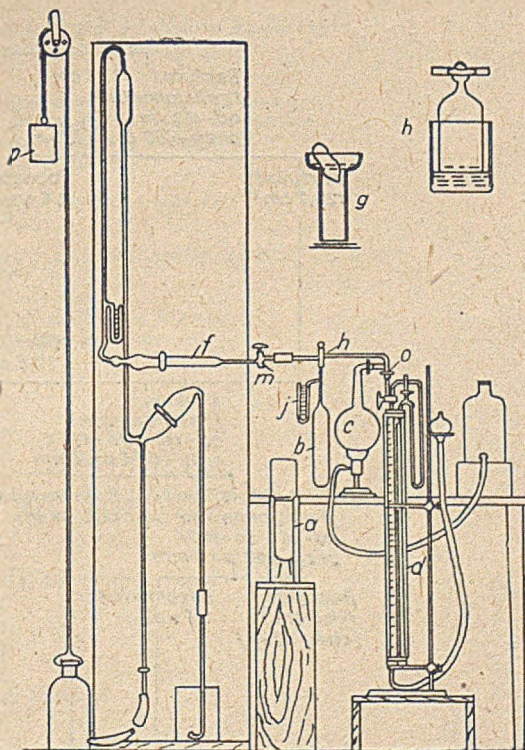
spaleniowej identyfikuje się poszczególne frakcje. Aparat składa się z:

- a) naczyń Devara,
- b) zbiornika szklanego dla wykroplonej próbki,



Rys. 2. Krzywe równowagi mieszanki butanu i propanu przy różnych ciśnieniach.

- c) innego zbiornika z gazem dla zmierzenia gazu przed wykropleniem,
- d) biurety z próbką gazu,



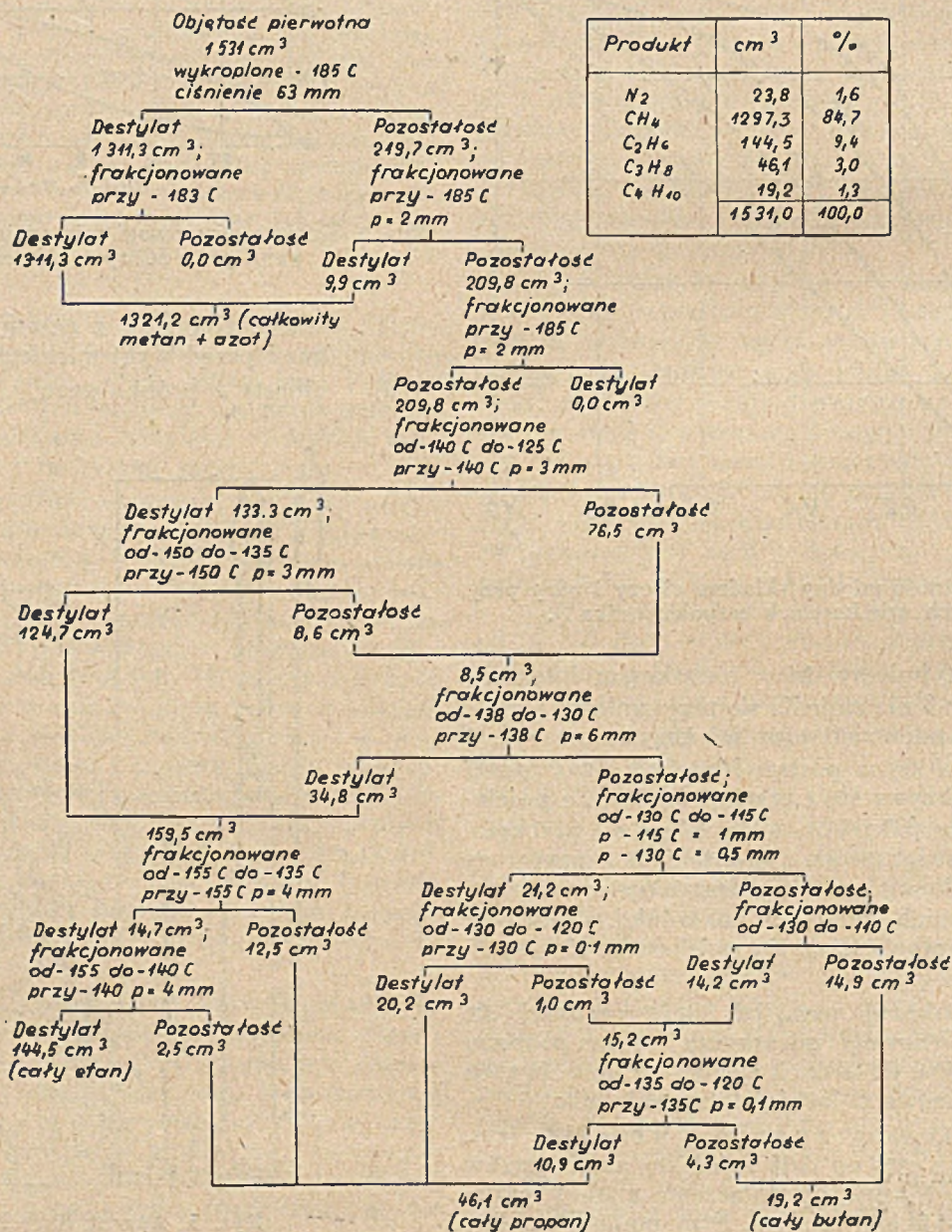
Rys. 5. Aparat Burrella.

- e) manometru rtęciowego dla zmierzenia ciśnienia w pompie Töplera,
 f) osuszki wypełnionej P_2O_5 dla wody zawartej w gazie,
 g, h) zbiorników dla zbierania gazu ponad ręką po wyjściu z pompy Töplera.

Próbkę wykrapla się w temperaturze ciekłego powietrza. Niekondensujące się gazy odciąga się przy pomocy pompy Töplera i analizuje się osobno część ciekłą i osobno część gazową. Etan wykrapla się całkowicie. W destylacji gazowym nie wykrywa się ani etanu ani propanu. Próbkę podparowuje się, ponownie skrapla i ponownie odciąga metan. Operację powtarza się trzykrotnie. Następnie próbkę wykrapla się i podgrzewa do takiej temperatury, by odparował tylko etan. Dalsze frakcje wykrapla się przy zastosowaniu jako środka oziębiającego tzw. dzikiej gazoliny, chłodzonej ciekłym powietrzem. Aparatura przez cały czas

analizy pozostaje pod wysoką próżnią. W celu otrzymanie temperatury -140 C przepuszcza się ciekłe powietrze przez rurkę umieszczoną w gazolinie. Po usunięciu tej rurki medium chłodzące ogrzewa się o 10 C/godz . Przez ten czas można odciągnąć poszczególne frakcje z próbki umieszczonej w kąpieli. Po oziębieniu próbki do -140 C odpompowuje się gaz do temperatury -125 C . W ten sposób odciąga się etan i propan. Manipulację powtarza się dwukrotnie. Otrzymuje się mieszaninę etanu i propanu, z której łatwiej jest wydzielić etan aniżeli z całej mieszaniny węglowodorów. Frakcja między -125 a -110 C daje mieszaninę propanu i butanu. Destylat między -135 i -120 C zawiera tylko propan. Pozostałość, o ile nie ma ciekłych parafin, składa się z butanu. Prężności par węglowodorów w aparacie mierzy się przy pomocy manometru dołączonego do pompy. Po usunięciu azotu i metanu

Tablica 1.

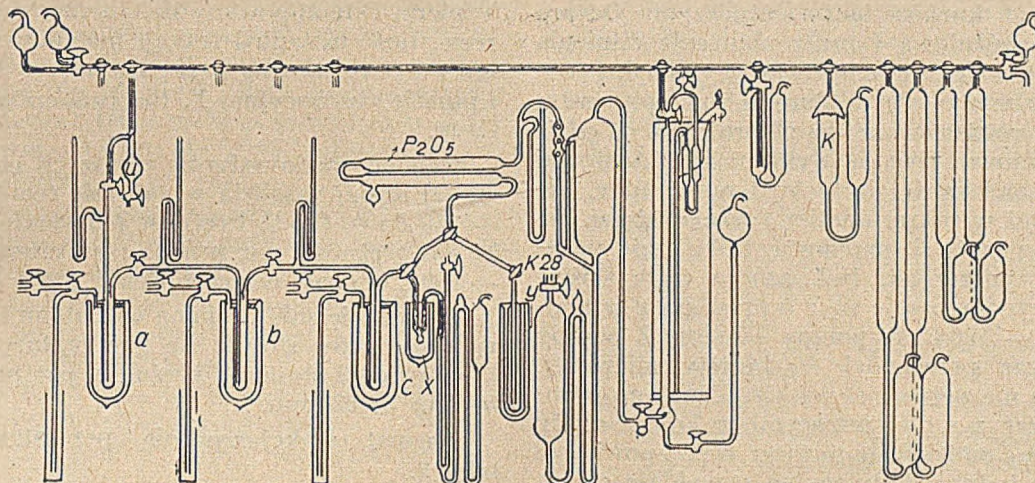


prężność par mieszaniny w temperaturze — 155 C wynosi 2 mm a w — 145 C około 4 mm. Po ostatecznym rozdzielaniu w temperaturach od — 130 do — 120 C prężność wynosi około 0,5 mm. Całkowity obraz analizy daje nam załączona tabl. 1.
Aparat Sherpherd-Portera (rys. 4)

dużej ilości węglodorów nienasyconych. Azot, tlen i metan traktowano jako jedną frakcję.

Bieg pracy na aparacie Sherpherd-Portera przedstawia się następująco:

Przy pomocy pompy olejowej, połączonej z kurkiem (28), ewakuuje się przewód destylacyjny-

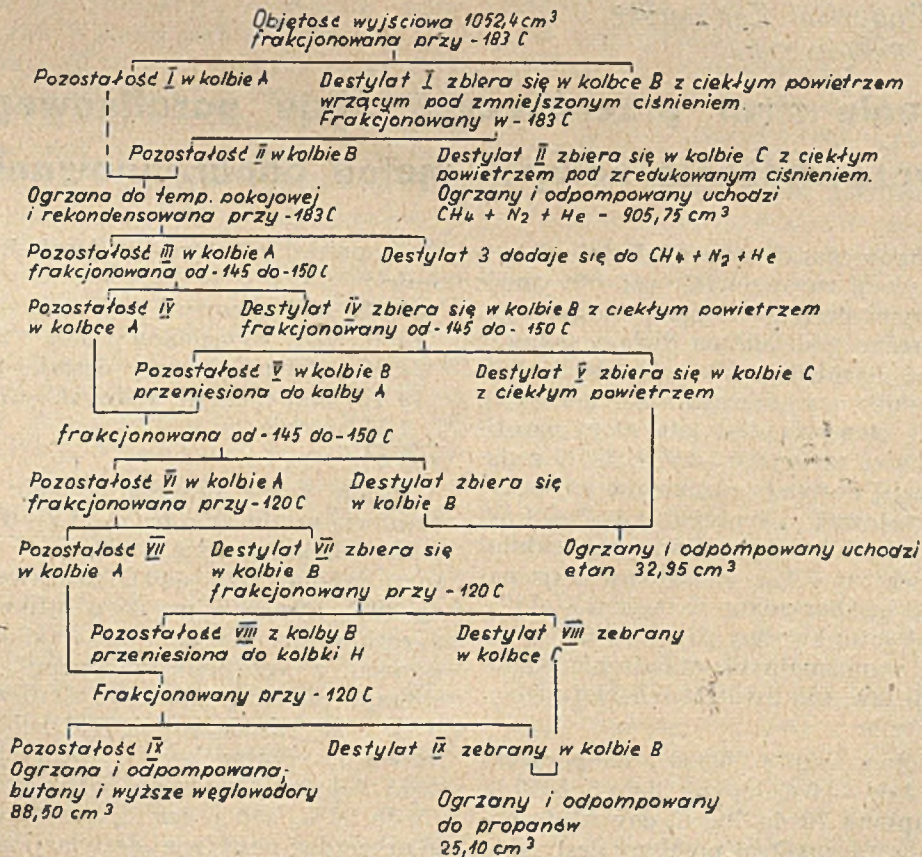


Rys. 4. Aparat Sherpherd-Portera.

pracuje na podobnych zasadach jak aparat Burrella. Odznacza się on skróconą liczbą czynności przy obsłudze aparatu, a tym samym krótszym czasem analizy. Aparat używany był do analizy gazu naturalnego z Teksasu, z ekstrakcją helu. Gaz składał się z azotu, helu, metanu, etanu i nie-

ny łącznie z U zasuwa, kolbkami destylacyjnymi a, b, c, manometrem Z, ze zbiorniczkiem do skraplania X i rurkami z P₂O₅ do ciśnienia 0,1 mm. Następnie kurek (28) łączy się z rurką Y, wypełnioną węglem aktywowanym z orzecha palmy kokosowej, zanurzonej w ciekłym powietrzu. Pra-

Tablica 2.



wie idealne wypompowanie osiąga się w przewodzie destylacyjnym w ciągu kilku minut przez adsorpcję zimnym węglem. Rurkę zamyka się i odcina od przewodów. Trzy kolbki destylacyjne, odgraniczone od siebie kurkami, zanurza się do ciepłego powietrza, znajdującego się w zamkniętych naczyniach dewarowskich. Przy pomocy trójdrożnych kurków łączy się naczynia Devara z pompą próżniową i przez obniżenie ciśnienia do 0,1 atm osiąga się temperaturę — 200 C. Próbkę gazu odmierza się w biurecie i przeprowadza aparatem rozdzielczym do zbiorniczka *a*, gdzie gazy częściowo ulegają wykropleniu. Azot ani tlen nie kondensują się w tej temperaturze, nie wchodzi też w zakres analizy frakcjonującej. Do zbiorniczka może się przedostać tylko część ewentualnie rozpuszczona. Hel, azot z małą ilością metanu wypompowuje się z *a* przez *b* i *c* w temperaturze — 190 C do pompy Töplera. Z pompy Töplera gaz przechodzi do biurety miarowej. Frakcja ta nie zawiera etanu. Część metanu pozostaje jeszcze z wyżej wrzającymi w kolbce *a*. By przyspieszyć oddzielenie metanu, ciepłe powietrze otaczające kolbkę destylacyjną *a* poddaje się ciśnieniu i osiąga się temperaturę do — 183 C. W kolbce *b* zmniejsza się ciśnienie i temperatura opada do — 205 C. Różnica temperatur powoduje usuwanie par metanu z kolbki *a* i kondensowanie się ich w kolbce *b*. Przy destylacji z kolbki *b* do kolbki *c*, kolbkę *b* ogrzewa się do temperatury wrzenia ciepłego powietrza przy ciśnieniu normalnym a równocześnie obniża się temperaturę

w kolbce *c*, przez obniżenie ciśnienia, co powoduje jak i w operacji poprzedniej przedestylowanie metanu z kolbki *b* do kolbki *c*. Przez zamknięcie kurka między kolbkami *b* i *c* i przez ogrzanie kolbki *c* do temperatury pokojowej, czysta frakcja metanowa z kolbki *c* odparowuje i z łatwością usuwana jest przy pomocy pompy Töplera. Odpompowany metan zbiera się w biurecie. Ilość metanu i frakcji metanowo azotowej może być oznaczona przez spalanie w biurecie *K* i pipiecie absorpcyjnej *Y*. Hel oznacza się metodą Cady.

Etan od węglowodorów wyższych oddziela się na tej samej zasadzie w zakresie temperatur od — 150 do — 145 C. Prężność par etanu w stosunku do prężności par propanu przy temperaturze — 150 C wynosi w przybliżeniu 4:0,4 mm.

Dla rozdzielenia propanu od butanu i wyższych węglowodorów stosuje się temperaturę — 120 C i odpowiedni stosunek prężności par propanu do butanu 5:0,2 mm.

Schemat frakcjonowania przedstawiono na tabl. 2.

W praktyce przy schemacie frakcjonowania, jak na załączonej tablicy, dokładność analizy posiada rząd 0,02 do 0,1%. By analiza była dokładna, należy starannie przestrzegać biegu manipulacji. Należy stosować dokładnie skalibrowane przyrządy, szczelne smarowane smarem próżniowym kurki, połączenia szklane lub kauczukowe.

Dokończenie nastąpi.

Mgr. Inż. Władysław Zajeziński
Zjedn. Rafinerie Nafty

Zmniejszenie strat przeróbczych oleju parafinowego przez wprowadzenie nowych metod odparafinowania

Przerabiając ropę parafinową na destylacji kotłowej czy destylacji rurowo-wieżowej, otrzymuje się między innymi destylaty oleju parafinowego. Destylaty te można podzielić na dwie zasadnicze grupy, różniące się między sobą własnościami fizyko-chemicznymi, a w szczególności lepkością. Pierwszą grupę stanowią destylaty oleju parafinowego o lepkości rzędu 1,5—1,9° E/50 C z destylacji kotłowej i destylaty otrzymane na destylacji rurowo-wieżowej, o lepkości 1,8—2,4° E/50 C; oleje te zwane olejami parafinowymi lekkimi o ciężarze właściwym 0,875—0,890 zawierają parafiny 12 do 20%. Otrzymane w ilości 25—35%, w zależności od gatunku ropy parafinowej, odparafinuje się je w normalnych urządzeniach, oddzielając z nich lzw. minusfiltrat lub olej niebieski o własnościach:

ciężar właściwy około 0,900, temperatura krzepnięcia — 2 do — 6 C, lepkość 3 do 6° E/20 C, temperatura zapłonu 70 do 180 C, zawartość parafiny 1 do 2,5%. Minusfiltrat poddany destylacji,

daje produkty o następującej średniej wydajności:

50,0%	olej gazowy	
15,0%	olej wrzecionowy dest.	2— 5° E/20 C
25,0%	olej maszynowy destyl.	4— 5° E/50 C
13,5%	olej maszyn. redukat.	7—10° E/50 C
1,5%	straty	
100,0%		

Drugą grupę destylatów oleju parafinowego stanowią produkty o lepkości 2—6° E/100 C, temperaturze krzepnięcia + 25 do + 45 C, temperaturze zapłonu 230—300 C, zawartości parafiny 20 do 30%, zwane w praktyce rafineryjnej olejami parafinowymi ciężkimi. Nie dają się one odparafinować zwyczajnymi metodami, ponieważ zawierają parafinę drobnokrystaliczną, trudnofiltrującą się, nie dającą się oddzielić od oleju przy użyciu zwyczajnych pras filtracyjnych. Wydajność oleju parafinowego ciężkiego z ropy wynosi 15 do 25%, a dla dalszej przeróbki poddaje się je procesowi powtórnej destylacji na kotłach przy

dotąd małej ilości pary wodnej, by redestylacja odbywała się z częściowym rozkładem parafiny i oleju. Redestylację prowadzi się w ten sposób, by destylat otrzymywany z kotła nie przekraczał lepkości 1,8—1,9° E/50 C. Nie wnikając w istotę sprawy, jest rzeczą powszechnie znaną, że olej parafinowy redestylat daje się łatwo odparafinować na zwyczajnych urządzeniach, ponieważ zawiera parafinę dobrze krystaliczną. Przy powtórnej destylacji oleju parafinowego ciężkiego, otrzymuje się 60—70% oleju parafinowego redestylatu oraz 40 do 30% pozostałości, o ciężarze właściwym ok. 0,985 do 0,995 i własnościach lekkiego asfaltu.

Całkowita przeróbka ciężkiego oleju parafinowego przez redestylację daje w końcowym efekcie następujące produkty:

35,0%	asfalt przemysłowy
10,0%	parafina surowa
27,0%	olej gazowy
8,0%	olej wrzecionowy destylat
17,0%	oleje maszynowe
3,0%	straty (dwie redestylacje)
<u>100,0%</u>	

Jest rzeczą oczywistą, że o wiele korzystniej jest odparafinować olej parafinowy ciężki bez jego redestylacji, ponieważ byłby on wartościowym surowcem dla produkcji olejów silnikowych, lotniczych i cylindrowych, surowcem o wysokiej temperaturze zapłonu oraz dużej lepkości. W technologii ropy naftowej znane są nowe metody odparafinowania ciężkich olejów parafinowych, a wprowadzenie ich do naszego przemysłu rafineryjnego pozwoli tak na obniżenie strat przerobczych jak i na uzyskanie produktów naftowych o znacznie wyższej jakości. Ponieważ usunięcie parafin i cerezyn z olejów parafinowych jest jednym z najtrudniejszych procesów technologicznych, wydaje się celowe zaznajomienie się z najistotniejszymi fizyko-chemicznymi własnościami parafin, cerezyn i rozpuszczalnika, tj. oleju.

W skład parafiny wchodzi węglowodory parafinowe o łańcuchach prostych, zawierające w cząteczkach od 16 do 35 atomów węgla. Tego typu parafina znajduje się w lekkich destylatach oleju parafinowego, wydziela się w formie dużych blaszkowatych kryształów i daje się łatwo oddzielić od oleju na prasach filtracyjnych. W ropie naftowej obok parafiny znajduje się tzw. cerezyna, w skład której wchodzi wysoko molekularne węglowodory izoparafinowe o niezbyt dużych rozgałęzieniach oraz węglowodory naftowe z bocznymi łańcuchami. Cerezyny mają wyższe temperatury wrzenia i w czasie destylacji ropy przechodzą do ciężkich destylatów olejowych, reszta zaś gromadzi się w pozostałościach ropnych. Cerezyny wydzielają się w bardzo drobnych kryształkach w formie igieł, które trudno oddzielić od oleju na zwyczajnych prasach filtracyjnych. Badania ostatnich lat wskazują, że cerezyny przedstawiają izoparafinowe węglowodory z niedużym stopniem rozgałęzienia. *Sahanen* dochodzi do wniosku, że jest bardzo prawdopodob-

na obecność związków cyklicznych w cerezynie. *Goldberg*, uczony radziecki, badając petrolatum z ropy surachańskiej, wydzielił frakcję o temp. topliwości 36,5 C o wzorze sumarycznym $C_n H_{2n}$, która była więc mieszaniną węglowodorów typu polimetylenowego oraz drugą frakcję o temperaturze topnienia 4,4 C, o wzorze sumarycznym $C_n H_{2n+1,26}$, która składała się z węglowodorów parafinowych i naftenowych. Węglowodory izoparafinowe posiadają niższe punkty topliwości od parafinowych; grupa metylowa umiejscowiona w połowie łańcucha głównego obniża temperaturę topliwości o 20 C, grupa nonanowa o 45 C.

Znane są trzy formy krystaliczne parafiny, a mianowicie:

- 1) kryształy formy blaszkowatej tworzą parafiny z prostymi i słabo rozgałęzionymi łańcuchami,
- 2) w formie igieł krystalizują węglowodory pierścieniowe,
- 3) kryształy słabo ukształtowane powstają z węglowodorów mających długie łańcuchy alkilowe. *Czerzożukow* stwierdza, że z roztworu wypadają w pierw najtwardsze parafiny, a w miarę ochładzania na istniejących kryształach parafiny osadzają się parafiny o niższym punkcie topliwości, a ostatecznie węglowodory aromatyczne i naftenowe z długimi łańcuchami w formie ciał stałych i płynnych.

U parafiny i cerezyny występuje polimorfizm, którego dowodem jest fakt, że dodanie tylko jednego procentu cerezyny do parafiny zmienia budowę kryształków parafiny, powodując powstanie struktury cerezyny.

W przemyśle naftowym znane są cztery gatunki parafiny, a mianowicie:

- 1) parafina otrzymana z lekkich destylatów przez filtrowanie oleju i pocenie gazu,
- 2) parafina nie filtrująca się, zawarta w wysoko wiskozowych destylatach,
- 3) petrolatum zawarte w pozostałościach,
- 4) osady parafinowe powstające przy wydobywaniu ropy.

Natura chemiczna wymienionych gatunków parafiny nie jest w pełni wyjaśniona. Według jednej teorii we wszystkich typach parafiny są zawarte węglowodory tego samego rodzaju, a różna struktura krystalizacji zależy od działania ochronnego obecnych w oleju substancji, zmieniających formę krystaliczną wydzielonej parafiny. Zgodnie z tą teorią parafina krystaliczna z lekkich destylatów jest wolna od dodatków wstrzymujących wzrost kryształów, podczas gdy cerezyna, nazywana też parafiną bezpostaciową, zawiera większą ilość tych substancji. Przejście parafiny amorfnej w krystaliczną przy destylacji objaśnia się oddzieleniem parafiny od inhibitorów, które mają budowę asfaltową i destylują w wysokich temperaturach. Otrzymanie destylatu nie filtrującego się jest spowodowane mechanicznym porowaniem parami destylatów płynnej pozostałości czyli niepełnym oddzieleniem inhibitorów. Inhi-

bitory z olejów można usunąć drogą rafinacji kwasem siarkowym, ziemią odbarwiającą itp. sposobami, które polepszają zawsze zdolność filtrowania się olejów.

Druga teoria przyjmuje istnienie dwóch rodzajów parafiny, a mianowicie parafiny, występujące w lekkich destylatach, i cerezyny, znajdujące się w pozostałościach ropnych. Przy destylacji część cerezyny przechodzi w parafinę na skutek termicznego rozpadu, nie zachodzącego nigdy całkowicie. Cerezyzna różni się od parafiny większym ciężarem właściwym i większym współczynnikiem refrakcji. Dodatek kilku dziesiętnych procentu cerezyny do parafiny zmienia budowę krystaliczną parafiny i powoduje trudne filtrowanie i złe pocenie się; cerezyny mają też zdolność zatrzymywania dużej ilości oleju.

Prawdopodobniejsza jest teoria przyjmująca występowanie dwóch typów parafiny w olejach, a mianowicie parafiny i cerezyny; krystaliczna struktura parafiny może się zmieniać w obecności inhibitorów, którymi mogą być cerezyny, lub innego typu związki, jak np. związki asfaltowe. Inhibitory zbliżają wygląd parafiny do cerezyny.

Parafiny i cerezyny charakteryzują się następującymi własnościami:

1. Rozpuszczalność parafin i cerezyn maleje ze wzrostem ciężaru właściwego i temperatury wrzenia frakcji naftowej.
2. Rozpuszczalność parafin i cerezyn w tym samym rozpuszczalniku maleje ze wzrostem temperatury topliwości parafin i cerezyn.
3. Przy wzroście temperatury, rozpuszczalność parafin i cerezyn wzrasta, a w temperaturze topliwości mieszają się one z wszystkimi produktami naftowymi we wszystkich stonkach.

Mała rozpuszczalność parafin i cerezyn powoduje przy ochładzaniu oleju wypadanie ich w formie krystalicznej. Przy niższej temperaturze wydziela się więcej związków cyklicznych i aromatycznych z długimi bocznymi łańcuchami parafinowymi. Ilość wydzielonych stałych węglowodorów z frakcji olejowych zależy od następujących parametrów:

- 1) rodzaju stałych węglowodorów,
- 2) charakteru środowiska, w którym rozpuszczone są węglowodory,
- 3) ilościowego stosunku rozpuszczalnika do ogólnej masy stałych węglowodorów,
- 4) stosunku oddzielnych rozpuszczalników w zmieszonym rozpuszczalniku,
- 5) obróbki termicznej.
- 6) temperatury chłodzenia roztworu.
- 7) szybkości chłodzenia roztworu.

Węglowodory parafinowe i cerezynowe różnią się bardzo znacznie charakterem kryształów. Parafiny tworzą duże kryształy o strukturze blaszkowatej, łaśmowatej, a cerezyny mają drobnokrystaliczną budowę igielkową. Dodatek do oleju nisko molekularnych smół, w zasadzie nie zmienia struktury kryształów parafiny, dodatek zaś cerezyn do oleju powoduje powstanie drobno krystalicznej budowy kryształów. W odróżnieniu

od parafin, cerezyny szczególnie nisko molekularne dają trwałe mieszaniny z olejami, nie dające się rozdzielić ani w drodze filtracji, ani przez pocenie. Dlatego frakcje olejowe, przeznaczone do odparafinowania, nie powinny zawierać cerezyn, a oddzielenie ich przeprowadza się w czasie destylacji ropy, przy której cerezyny, mające wyższe temperatury wrzenia, zbierają się w wysokowrzęcych frakcjach olejowych.

Charakter środowiska w większym stopniu wpływa na wydzielenie cerezyn niż parafin. Dla otrzymania kryształów parafiny i cerezyny należy roztwór chłodzić do niskich temperatur, przy których wzrasta silnie lepkość oleju, utrudniając dyfuzję z roztworu macierzystego do zarodników kryształów. Dlatego parafina wydziela się przy niezbyt niskich temperaturach oraz przy małej lepkości lekkiego oleju parafinowego.

Węglowodory wchodzące w skład cerezyn i parafin zachowują się inaczej w stosunku do lekkich rozpuszczalników, aniżeli płynne węglowodory będące składnikami olejów. Parafiny i cerezyny cechuje mała rozpuszczalność w lekkich rozpuszczalnikach, a zwłaszcza w temperaturach niskich, podczas gdy oleje w tych warunkach rozpuszczają się łatwo. Własności te są wykorzystywane w procesach odparafinowania, a stosowane rozpuszczalniki w idealnym wypadku powinny odpowiadać następującym wymaganiom:

- 1) w temperaturze odparafinowania rozpuszczają całkowicie olej, a nie rozpuszczają parafiny i cerezyny,
- 2) rozpuszczalnik powinien wydzielać kryształy parafiny i cerezyny w takim stanie, by dały się łatwo oddzielić mechanicznie filtracją lub centryfugowaniem,
- 3) rozpuszczalnik powinien łatwo rozdzielać się od oleju i stałych parafin przez destylację i nie działać przy tym chemicznie ani na olej, ani na parafinę,
- 4) rozpuszczalnik nie może wymagać złożonej i skomplikowanej aparatury ani też specjalnych materiałów dla przeciwdziałania korozji i wysokim ciśnieniom,
- 5) rozpuszczalnik nie powinien być trujący,
- 6) rozpuszczalnik musi mieć niską temperaturę stygności.

Praktyczne zastosowanie znalazły następujące rozpuszczalniki: aceton, metyloetyloketon, dwuchloroetan, trójchloroetylen, propan i wąska frakcja benzynowa. Propan i frakcja benzynowa składają się z niepolarnych cząstek, pozostałe rozpuszczalniki, jak ketony, pochodne chlorowe, są ciałami polarnymi.

Roztwory parafin i cerezyn w polarnych i niepolarnych rozpuszczalnikach mają różną budowę. W niepolarnych rozpuszczalnikach, pomiędzy dyspersyjnym ośrodkiem a zdyspergowanymi cząsteczkami, na skutek rozwiniętej pomiędzy nimi łączności, możliwe jest tworzenie się osłonek rozpuszczalnika. W polarnych rozpuszczalnikach, na skutek powstawania kompleksów drobin fazy dyspersyjnej, solwatacyjne osłonki rozpuszczalnikowe rozwijają się słabo wokół stałych cząsteczek,

lub nie tworzą się całkowicie. Kryształy parafiny i cerezyny mogą być w jednych rozpuszczalnikach, np. nafcie, silnie solwatywowane, w innych rozpuszczalnikach (ketony, chloropochodne) solwatacyjne osłonki rozwijają się bardzo słabo. Powstawanie tych osłonek rozpuszczalnika prowadzi do szeregu zjawisk wpływających na proces odparafinowania, jak:

- podwyższenie viskozy roztworów przy niskich temperaturach chłodzenia,
- trudność oddzielania solwatywowanych zdypergowanych cząstek od roztworu,
- zwiększenie powierzchni solwatacji przy szybkim ochładzaniu roztworu, co prowadzi do całkowitej niemożności oddzielenia kryształów od roztworu,
- zwiększenie wydajności odparafinowanego oleju i zwiększenie zawartości oleju w petrolatum.

Przez dodatek do oleju substancji wykazujących pokrewieństwo do stałej lub płynnej fazy, można uzyskać desolwatację. Substancje te, jak np. naftalen, antracen, fenantren, stearynian glinu, fenol, asfalteny, paraflow itp., dodaje się do roztworu oleju przed jego ochłodzeniem. Szczegółowsze badania stwierdziły korzystny wpływ dodatku substancji desolwatywiających na przebieg odparafinowania; np. w jednej z rafinerij, przy odparafinowaniu trójchloroetylenem oleju cylindrowego przez dodatek paraflow w ilości 0,1%, zdolność przeróbcza instalacji zwiększyła się o 20 do 25%, a wydajność petrolatum zmniejszono o 20 do 30%.

Czernożukow przeprowadził badania wpływu dodatku 1% paraflow, 0,3% stearynianu glinu i 2% utlenionego petrolatum, stwierdzając zwiększenie szybkości filtracji oraz zmniejszenie zawartości oleju w petrolatum. Tworzenie się osłonek rozpuszczalnikowych wokół wydzielonych kryształków parafiny, zależy od ilości płynnych węglowodorów oraz od rodzaju fazy stałej. Rozpu-

szczalniki dodawane do oleju parafinowego rozpuszczają także nieco parafiny, której ilość pozostała w oleju po odparafinowaniu jest proporcjonalna do ilości użytego rozpuszczalnika. Należy więc ustalić pewne optimum, ponieważ stosowanie zbyt małych ilości rozpuszczalnika nie daje pełnego efektu odparafinowania. Wspomniane powyżej rozpuszczalniki mogą być użyte do odparafinowania tylko w mieszaninie z innymi rozpuszczalnikami, ponieważ np. aceton i metyloetyloketon praktycznie nie rozpuszczają parafiny i cerezyny, ale nie rozpuszczają też znacznie większych ilości oleju, zwłaszcza w niskich temperaturach procesu. Dla zwiększenia rozpuszczalności oleju przez aceton i metyloetyloketon dodaje się benzol, który doskonale rozpuszcza olej, ale równocześnie także pewne ilości parafiny i cerezyny, zmieszanie więc acetonu z benzolem w odpowiednim stosunku pozwala na uzyskanie rozpuszczalnika o małej zdolności rozpuszczania parafiny a dużej rozpuszczalności oleju.

Przy odparafinowaniu olejów w temperaturach poniżej — 18 C, spotyka się zjawisko zastygania mieszaniny oleju parafinowego i rozpuszczalnika, spowodowane wysoką temperaturą stygności benzolu. Dodaje się więc do benzolu pewną ilość toluolu, który ma bardzo niską temperaturę stygności i najczęściej stosowany w praktyce przemysłowej trójskładnikowy rozpuszczalnik ma następujący skład:

25 do 50% metyloetyloketonu lub acetonu,
12 „ 25% toluolu,
40 „ 60% benzolu.

Podobnie zachowuje się dwuchloroetan, który w temperaturach niskich wydziela oprócz parafin dużą ilość komponentów olejowych, co zmniejsza wydajność oleju i obniża indeks viskozowy odparafinowanego oleju. Dla zapobieżenia tym procesom dodaje się do dwuchloroetanu 20 do 25% benzolu.

Dokończenie nastąpi.

Mgr Inż. Kamil Barański

Ministerstwo Górnictwa

Postępy w dziedzinie chemii naftowej

Dokończenie

D) Dla przeróbki węglowodorów aromatycznych poddawane są one szeregom reakcji; dealkilacja prowadzi do otrzymywania parafin, olefinów i węglowodorów aromatycznych o krótkich łańcuchach. Alkilacja zachodzi łatwiej aniżeli u parafin i naftenów. Termiczna alkilacja aromatów może przebiegać w szerokiej skali temperatur i przy niższych ciśnieniach aniżeli alkilacja parafin. Alkilację olefinami prowadzić można także wobec katalizatorów — aktywowanej gliny, glino-krzemu, pyrofosforanu miedzi, kwasu fosforowego, osadzonego na ziemi okrzemkowej, chlorków glinu, żelaza, cyrkonu, tantalu, cynku. Wę-

glowodory aromatyczne mogą być poddawane reakcjom rozkładu i rozbicia pierścieni na węglowodory parafinowe, np. benzen w obecności katalizatora niklowego i wodoru w temp. ok. 300 C ulega rozkładowi na metan. Kondensacja węglowodorów aromatycznych w wysokich temperaturach prowadzi do otrzymywania policyklicznych węglowodorów aromatycznych, które mogą się dalej kondensować do połączeń asfaltogenowych i koksu. Reakcje hydrogenacji węglowodorów aromatycznych mogą być prowadzone wobec katalizatorów, jak platyna i nikiel, i wtedy zachodzą w niskich temperaturach, hydrogenacja

w wyższych temperaturach jest destruktywna. Poza tym węglowodory aromatyczne mogą być poddawane reakcjom przyłączania rodników kwasowych itd.

Ogólnie można stwierdzić, że dla przeróbki chemicznej ropy naftowej w skali przemysłowej stosowany jest w pierwszej fazie kraking a następnie procesy, wymienione powyżej. Wybór tych procesów pozostaje w zależności od założeń produkcyjnych, a sam kraking i warunki jego przeprowadzania zależą także od tych założeń produkcji. Katalityczny kraking ropy może np. być skierowywany na otrzymywanie największej ilości parafin oraz olefin, a te w dalszych procesach cyklizacji aromatycznej i dehydrogenacji dają aromaty. Szeroko stosowana jest na skalę przemysłową metoda krakingu oparta na tym, że otrzymywane z rozkładu parafiny dehydrogenuje się do olefin, olefiny są izomeryzowane na nafteny, a nafteny dehydrogenowane na aromaty. Proces rozkładu przeprowadza się w temp. 630—680 C wobec metali. Do surowca dodawana jest para wodna. Metale takie, jak miedź, są częściowo aktywowane.

Metoda aromatyzacji płynnych produktów naftowych wprowadzona w Rumunii nosi nazwę „Sarmixa”; tu proces prowadzi się w 3 stadiach — w pierwszym w temp. 500 C produkty są krakowane na olefiny, w drugim w temp. 600 C olefiny przemienia się w cykloolefiny, w trzecim przeprowadza się dehydrogenację cykloolefin do aromatów w temp. 720 C. Proces jest bezkatalityczny.

W skali przemysłowej, stosowanej obecnie w świecie, zasadniczym celem krakingu i przeróbki produktów krakingu jest dostarczenie takich surowców olefinowych, jak etylen, butylen i izobutylen, które stały się podstawą syntez kauczuku Buna S, kauczuku butadienowego i butylowego, oraz mas plastycznych, sztucznego włókna i rozpuszczalników, dostarczenie propylenu do fabrykacji sztucznej gliceryny, sztucznego włókna i rozpuszczalników.

Dla zobrazowania, w jakim stopniu metody przeróbki ropy dla otrzymywania z niej chemikaliów znalazły swój wyraz w skali przemysłowej, można podać niektóre metody stosowane technicznie w przemyśle światowym.

Metoda dehydrogenacji ma na celu wzbogacenie gazów destylacji ropnej wzgl. gazów z krakingu w węglowodory olefinowe. W procesie tym butan, znajdujący się w gazach, odwodarnia się na butylen, a reakcja przebiega w obecności katalizatora w temp. 550 C, pod ciśnieniem ok. 3 atm. Produkty opuszczające rurę reakcyjną zawierają nieprzereagowany butan, butylen, wodór, małe ilości lżejszych gazów, jak metan, etan, etylen, propan, propylen. Produkty reakcji oziębione w skruberze idą do kompresji i do rozdzielania butano-butylenowej frakcji od wodoru i lekkich gazów. Wydajność butylenu wynosi 75—80 % wagowo na wprowadzony butan.

Butylen w dalszym procesie dehydrogenacji i konwersji katalitycznej można przeprowadzić w bu-

tadien. Według metody, butylen przegrzany do 700 C jest wprowadzany do części katalitycznej reaktora, a stąd do rozfrakcjonowania w wieży olejowej i wodnej, dalej do przeparnika absorberów, stabilizatorów i wieży powrotu. Otrzymywany w tej metodzie butadien jest użytkowany w dalszym procesie polimeryzacji do produkcji sztucznego kauczuku. Butadien produkowany jest także w tzw. procesie „konwersji nafty”, w oparciu o podobne zasady procesu, jak opisane powyżej, gazy, otrzymywane z krakingu termicznego nafty, dehydrogenuje się przy niskim ciśnieniu. Dla oddzielenia butadienu od innych olefinów stosuje się destylację azeotropową.

Inną metodą stosowaną technicznie do otrzymywania olefinów z gazów krakingowych lub z płynnego surowca naftowego jest metoda pirolizy, dzięki której można otrzymywać etylen i aromaty z gazów ropnych rzędu od etanu, względnie z płynnych frakcji naftowych. Proces polega na tym, że surowiec wraz z parą wodną wprowadzany jest do reaktora, w którym styka się z ogrzany do około 800 C ładunkiem kwarcytów i agatów. Tu następuje gwałtowny rozkład węglowodorów, w efekcie którego otrzymuje się mieszaninę węglowodorów, zawierających ok. 22 % etylenu, ok. 12 % propylenu, 14 % metanu, ok. 37 % płynnych aromatów, ok. 0,7 % wodoru, resztę stanowią głównie etan i węglowodory szeregu butanu. Doprowadzenie i odprowadzenie ładunku kwarcytowo-agatowego z reaktora odbywa się w sposób ciągły. Kwarcyt odbierany z dołu reaktora przechodzi za pomocą elewatora do wysoko stojącego ogrzewacza, gdzie ogrzewany jest gazem do temp. 740—1000 C, skąd grawitacyjnie spada do reaktora. Ilość używanego kwarcytu, liczona na surowiec, wynosi 10—20 cz. na 1 cz. surowca, czas kontaktu w reaktorze 0,1—2,5 sek., ciśnienie 0—0,5 atm. Tworzący się podczas reakcji węgiel w ilości 1,8 % spalany jest w ogrzewaczu.

Według innej metody, gazy z pirolizy idą na 3—4-stopniową kompresję i stąd na odwodnienie. Suchy gaz ogrzewa się i prowadzi na wieżę do oddzielania metanu i wodoru, pozostałość przechodzi na wieżę etylenową, gdzie u szczytu odbiera się czysty etylen. Z dołu wieży etylenowej otrzymuje się frakcję, która przechodzi na wieżę recyrkulacyjną, ze szczytu której gazy zwracane są do pirolizy, a dołem odpyływa frakcja butanów i cięższych. W podobny sposób można otrzymać etylen z frakcji zawierającej etan, propan i propylen. Etylen otrzymywany z pirolizy stanowi główny surowiec dla syntezy etylobenzenu, który jest półproduktem do produkcji styrenu (winylobenzenu).

Alkilacja katalityczna benzenu etylenem w temp. 150 C i ciśn. 1 atm. wobec katalizatora chlorku glinu lub w temp. 315 C i ciśn. 18 atm. wobec katalizatora pyrofosforowego prowadzi do otrzymywania etylobenzenu, którego dehydrogenacja umożliwia w dalszym ciągu otrzymywanie monostyrenu. Etylobenzen w mieszaninie z parą wodną odwodarniany jest nad katalizatorem w temperaturze 630 C. Z reakcji katalitycznej dehydrogenacji otrzymuje się mieszaninę zawierającą 37 % styrenu, 61 % etylo-benzenu, 1,1 % toluenu, 0,6 % benzenu, 0,2 % smoły. Dla od-

dzielenia styrenu od etylo-benzenu i reszty składników mieszaniny prowadzi się destylację w próżni 30 mm Hg. Destylacja styrenu przy normalnym ciśnieniu jest niemożliwa, bo tworzą się szybko polistyreny. Dodatek siarki rozpuszczonej w styrenie utrudnia tworzenie się polimerów. Otrzymywany monostyren służy jako surowiec do produkcji sztucznego włókna, główne jednak zastosowanie znalazł do produkcji syntetycznego kauczuku Buna S.

Z ogromnej skali zastosowań etylenu do syntez chemicznych należy wymienić wykorzystanie go do produkcji glikolu etylenowego, który stosuje się przy produkcji środków przeciw zamarzaniu; np. przemysł dynamitowy, stosuje go dla obniżenia niebezpieczeństwa zamarzania dynamitu. Dużą część etylenu zużywa się do wytwarzania tlenku etylenu, który w dalszej przeróbce służy do produkcji eteru, rozpuszczalników, syntezy gumy, środków owadobójczych i różnych syntetycznych materiałów plastycznych; w reakcji z alkiłowanymi fenolami tlenek etylenu daje szereg ważnych środków czyszczących.

Polimeryzacja katalityczna olefinów ma zastosowanie głównie do polimeryzacji butylenu i propylenu. Dla zwiększenia w gazach krakingowych zawartości butylenu i propylenu poddaje się propan i butan dehydrogenacji, wg tej samej metody, jaką opisano przy dehydrogenacji butanu. Propylen i butylen mogą być polimeryzowane osobno lub w mieszaninie.

Reakcje te są egzotermiczne i prowadzą do otrzymywania paliw oraz cięższych produktów naftowych. Ponieważ synteza paliw nie jest przedmiotem niniejszego artykułu, należy tylko zaznaczyć, że również metoda kwaśnej polimeryzacji na gorąco wobec kwasu siarkowego jest stosowana także dla syntezy paliw i umożliwia otrzymywanie izooktanu z izobutylenów, niemniej jednak metodę tę da się zastosować do otrzymywania materiałów podstawowych dla chemicznej produkcji, warunkiem jednak dla prowadzenia wysokiej polimeryzacji izobutyleny jest usuwanie podczas reakcji normalnego butylenu. Reakcję prowadzi się w temp. ok. 80°C, stężenie kwasu wynosi ok. 70%, czas kontaktu 10—15 min.

Technicznie szeroko stosowane są metody zmieniające normalne węglowodory w ich izomery. Izomeryzację frakcji pentanowych i heksanowych, otrzymywanych z gazów krakingowych, przeprowadza się podobnie jak n-butanu na katalizatorze, zawierającym chlorek glinowy i chlorowódór. Katalizator jest osadzony na kwarcu, a proces prowadzi się w temperaturze ok. 105°C i ciśnieniu 15—25 atm. Przy izomeryzacji pentanów i heksanów konieczne jest stosowanie inhibitora, uniemożliwiającego tworzenie się osadów podczas reakcji.

Hydroforming. Metoda ta stała się podstawą do otrzymywania toluenu w Ameryce podczas drugiej wojny światowej. Reakcja prowadzona jest w obecności wodoru i katalizatora molibdenowego, osadzonego na glinowym, temp. reakcji wynosi 530°C, ciśnienie ok. 20 atm., przy wysokim ciśnieniu parcjalnym wodoru w strefie reakcyjnej.

Ciśnienie parcjalne wodoru jest utrzymywane przez recyrkulację świeżego wodoru w strefie reakcyjnej, jednocześnie z wyparowującym świeżym surowcem. Podobnie można otrzymywać z produktów naftowych bezwodnik ftalowy. Surowcem zasadniczym jest ortoksylen, oddzielony od otrzymanej z ropy mieszaniny izomerów ksylenu. Ortoksylen w fazie parowej w mieszaninie z powietrzem poddawany jest konwersji katalitycznej na katalizatorze pięciotlenku wanadu.

Konwersja katalityczna. Gazy z ropy naftowej, zawierające propan, butan i inne, po usunięciu siarki są w procesie rozkładu poddawane konwersji z parą wodną w temp. 800°C na katalizatorze niklowym. Metoda ta ma na celu otrzymywanie na skalę techniczną wodoru do produkcji amoniaku.

Hypersorpcja stosowana jest dla oddzielenia z gazów suchych wodoru i metanu, otrzymywanych ubocznie w procesach hydrogenacji, dehydrogenacji i pirolizy. Urządzenie adsorpcyjne charakteryzuje się tym, że węgiel aktywny zastosowany do selektywnej adsorpcji gazów suchych porusza się. Urządzenie składa się z 3-ch sekcji — na szczycie sekcja chłodzona, w środku część adsorpcyjna i rektyfikująca, na dole część do preparowania. Węgiel porusza się w cyklu zamkniętym z dołu części przeparniczej na szczyt części chłodzonej.

Podając powyżej schematyczny opis metod stosowanych na skalę przemysłową dla otrzymywania niektórych produktów chemicznych z ropy, należy podkreślić ogromny wzrost zużycia ropy w światowym przemyśle, jako surowca do produkcji szeregu chemikaliów.

Metody krakingu pozwalają na przeróbkę surowych frakcji ropy naftowej na olefiny i węglowodory aromatyczne, których w produktach reakcji jest ok. 90%. Tą drogą otrzymuje się między innymi benzen, toluen, naftalen, wodór oraz różne pochodne etylenu propylenu i metanu. Ponieważ lekkie węglowodory, które są surowcem dla wielu syntez chemicznych, nie są łatwe do transportowania, fabryki chemiczne, bazowane na ropie naftowej, buduje się na miejscach wytwarzania tych węglowodorów.

Z drugiej strony obserwuje się zjawisko, że postęp w dziedzinie wykorzystania ropy naftowej jako surowca chemicznego, jaki nastąpił podczas drugiej wojny światowej, spowodował skierowanie wysiłku badawczego na otrzymywanie paliw płynnych i olejów smarowych z innych surowców aniżeli z ropy naftowej.

Opłacalność chemicznej przeróbki ropy związana jest ściśle z odpowiednio wielką skalą przeróbki. Aczkolwiek u nas na zagadnienie to nie zwrócono większej uwagi z wielu względów natury gospodarczej i raczej nastawieni jesteśmy na chemiczną utylizację gazów, otrzymywanych przy syntezie paliw naftowych, niemniej jednak wydaje się, że wysiłek badawczy powinien być wzmożony w kierunku opracowania metod, które pozwoliłyby na otrzymywanie syntetycznych olejów smarowych z wszystkich innych dostępnych dla nas surowców, jak węgiel kamienny, węgiel saprope-

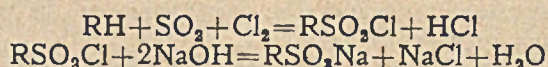
lowe, węgiel brunatny, torf, łupki bitumiczne, a wtedy ropę naftową można by przynajmniej częściowo wykorzystywać do cennej produkcji chemicznej.

Obecnie, jak już zaznaczono wyżej, nie można rozpocząć nie tylko przeróbki chemicznej ropy, gdyż stanowi ona dla nas źródło otrzymywania olejów smarowych i specjalnych, ale nawet racjonalna chemiczna utylizacja gazów z procesów destylacyjnych jest trudna ze względu na małą skalę przerobczą ropy.

Można przejść u nas o tyle na przeróbkę chemiczną ropy, że niektóre jej frakcje, jak olej gazowy, nafta, pewne frakcje olejowe rop parafinowych i parafinę, można by częściowo przeznaczyć dla przemysłu chemicznego celem podjęcia pewnych specjalnych produkcji, jak np. otrzymywanie wysokowartościowych środków do mycia i prania lub do produkcji inhibitorów. Tą drogą poszły przemysły duże, zachęczone doskonałymi rezultatami, jakie osiągnęli Niemcy, wprowadzając w czasie wojny na rynek doskonałe zastępcze środki mydlane, tzw. „Mersole“, wytwarzane z produktów naftowych. Po wojnie zainteresowania w świecie nad podjęciem tego rodzaju produkcji nie osłabły.

Najbardziej rozpowszechnione metody otrzymywania tych produktów mydlanych oparte są na działaniu SO_2 i Cl_2 w obecności światła ultrafioletowego na węglowodory alifatyczne i cykloalifatyczne, zawarte w produktach ropy naftowej, a głównie we frakcji naftowej i olejów gazowych.

W wyniku reakcji, która da się ogólnie wyrazić równaniem:



otrzymuje się mydła sodowe, stanowiące doskonałe środki zwilżające, pieniące i mydlące, dające się stosować przy wodach twardych. Przy otrzymywaniu alkylsulfochloroków z pewnych frakcji ropy naftowej, można nie przeprowadzać zmydlenia za pomocą ługu, ale według belgijskiego patentu nr 436414 alkylsulfochloroki wiąże się z aminami, amoniakiem, kwasami amino-karbonowymi. Według tego patentu otrzymane sole aminowe można zaliczyć do rzędu alkalicznych soli sulfokwasów. Sole te są rozpuszczalne w wodzie. Stosuje się je przy produkcji sztucznego jedwabiu, jako obniżające elektrostatyczny nabój tekstylii.

We frakcji naftowej, użytej do syntezy za pomocą bezwodnika siarkowego i chloru, zawartość węglowodorów aromatycznych i nienasyconych powinna wynosić najwyżej 2%, a to dla uniknięcia wiązania się z nimi chloru. Węglowodory aromatyczne i nienasycone usuwa się przez wstępną rafinację stężonym kwasem siarkowym. Na wydajność i szybkość przebiegu reakcji ma m. in. duży dodatni wpływ światło ultrafioletowe i jego natężenie, a także wpływ taki wywierają płynne katalizatory, jak mono-, di-, albo trietanol aminy, amin alifatyczny, amin aromatyczny lub amin cykloaromatyczny, jak pirydyna, chinolina.

Do przeróbki chemicznej może być także wykorzystana parafina, której produkty chlorowania są stosowane do otrzymywania inhibitorów, polepszających własności olejów smarowych.

Przechodząc z bardzo pobieżnego i raczej schematycznego omówienia metod, jakie obecnie stosuje się w przemyśle światowym dla otrzymywania produktów chemicznych z ropy naftowej, do konkretnych wniosków, należałoby w naszym przemyśle chemicznym opracować metodę dla technicznego wykorzystania wyników, uzyskanych przez jeden z naszych krajowych instytutów na odcinku przeróbki chemicznej niektórych frakcji ropy naftowej i pewnych stałych węglowodorów parafinowych.

Powinny też być podjęte dalsze prace badawcze nad wykorzystaniem ropy naftowej dla produkcji chemikaliów, mimo pewnej — jakby wynikało z obecnych możliwości gospodarczych — niecelowości ich podejmowania poza przemysłem naftowym i jego instytutem badawczym, dla zebrania materiałów doświadczalnych, które zostałyby wykorzystane z tą chwilą, gdy wyniki prowadzonych w kraju prac technologiczno-badawczych i poszukiwań górniczych spowodowałyby pewne większe przesunięcia bazy surowcowej dla produktów naftowych z ropy naftowej na inne surowce.

Metody wymienione na wstępie pod (3), znajdujące się w zasięgu planowanego przez nas postępu technicznego w dziedzinie przeróbki ropy naftowej na produkty naftowe i ich uszlachetnienia, dostarczą szeregu mieszanin związków chemicznych, które bądź jako produkty odpadowe, bądź też jako produkty uboczne mogą być wykorzystane jako surowiec do dalszej przeróbki lub syntez w przemyśle chemicznym.

Mgr Inż. Witold Kobylński

Centr. Zarząd Przem. Naft.

Zabezpieczenia przeciwwybuchowe urządzeń elektrycznych

Dokończenie

Sprawę klasyfikacji gazów wprowadzono do przepisów radzieckich, niemieckich i angielskich. Przytoczymy tu klasyfikację radziecką wg „Wremiennye prawila izgotowlenija wzrywozaszczyszczennych aparatow prednaznaczenych dla raboty wo wzrywoopasnyh, pomie-

szczeniach“ z 1939 r. (tabl. 3) oraz klasyfikację niemiecką wg „Vorschriften für Schlagwetter und Explosionsgeschützte Betriebsmittel VDE 0170/0171“ z 1947 r. (tabl. 4).

Należy zwrócić uwagę, że klasyfikacja w przepisach niemieckich traktowana jest

przykładowo z myślą, że możliwe są jej stałe uzupełnienia w miarę postępu badań i potrzeby.

Bieg rozumowania przy wyborze zabezpieczenia jest następujący:

1. Czy miejsce jest bezpieczne zawsze pod względem wybuchowym czy nie.
2. Do jakiego stopnia niebezpieczeństwa można dane miejsce zaliczyć — „b” czy „c”.
3. Jakiej kategorii niebezpieczeństwa zamierzamy ustawiać urządzenia elektryczne — iskrzące normalnie czy nie.
4. Jakie zabezpieczenie będzie najodpowiedniejsze dla danych warunków, tj. budowa wzmocniona, osłona szczelna lub olejowa, czy też osłona przewietrzana.
5. Jeżeli decydujemy się na osłonę szczelną, najczęściej zresztą stosowaną przy maszynach — należy określić, z jakich gazów będzie się składała mieszanka wybuchowa.

Ten ostatni warunek jest konieczny właśnie ze względu na klasyfikację gazów. Wytwórnice urządzeń elektrycznych, zabezpieczonych przed wybuchem — produkują urządzenia przeznaczone dla określonych mieszanek wybuchowych i odpowiednio do takich warunków są przeprowadzone konstrukcje i próby.

Np. lampa zabezpieczona od wybuchu z oznaczeniem wg radzieckiej klasyfikacji 2 A — jest bezpieczna dla mieszanek gazów, wymienionych w prostokącie tablicy 2 A, natomiast nie jest bezpieczna dla mieszanek pozostałych gazów tabl. 3. Z tego wynika, że zabezpieczenia od wybuchu, stosowane w kopalniach węgla, tj. zabezpieczenia od metanu, nie zawsze są dozwolone do stosowania w przemyśle naftowym,

Tablica 3

Radziecka klasyfikacja mieszanin wybuchowych

Kategoria mieszaniny	Grupa zapłonowa mieszaniny			
	A	B	C	D
1	metan amoniak			
2	benzyna butan gaz wielkopięcowy etan alkohol toluol ksylol	benzol pentan aldehid octowy heksan		
3	etylen gaz świetlny gaz kokso- wy (me- tan 40%, wodór 60%)		eter	
4	gaz wodny wodór	acetylen	siarkowo- dór	dwusiarczek węgla

bo metan należy do klasy 1 rzędu A, a gazy, spotykane w przemyśle naftowym należą do klasy 1 i 2 rzędu A i B, czasem 4 A, B, C (tabl. 3).

Sprawa klasyfikacji gazów oraz urządzeń elektrycznych jest szczególnie wyraźnie potraktowana w przepisach niemieckich VDE 0170/0171, zwłaszcza jeżeli chodzi o rozgraniczenie zabezpieczeń dla kopalń węgla, tj. od pyłu węglowego i metanu oraz dla innych przemysłów z odmiennymi gazami. Zabezpieczenia urządzeń od wybuchu dla kopalń węgla oznacza się literami Sch — (Schlagwettergeschützte) a dla innych gazów literami Ex — (Explosionsgeschützte) z podaniem klasy i grupy, a nawet poszczególnych gazów, jeżeli wykonanie zabezpieczenia nie jest odpowiednie dla wszystkich gazów danej klasy.

Klasyfikacja gazów wybuchowych spełnia dwa zadania:

- 1) umożliwi standaryzację przeciwwybuchowych osłon urządzeń elektrycznych,
- 2) stanowi podstawę do kwalifikowania nowych gazów i par po uzyskaniu miarodajnych danych odnośnie temperatury zapłonu i przerzutu zapłonu przez szczeliny.

Omówione wyżej kryteria doboru zabezpieczeń nie są ściśle regulowane ani przez przepisy PNE 30 ani PNE 17; również nie jest ta sprawa uregulowana w części, dotyczącej montażu i ustawiania zabezpieczonych urządzeń — ani tym mniej — jeżeli chodzi o konstrukcję i produkcję tych urządzeń w wytwórniach.

Zagadnienie całe sprowadza się do dwóch kwestii:

- 1) czy i w jakim stopniu dane miejsce w zakładzie jest niebezpieczne pod względem wybuchowym,

Tablica 4

Klasyfikacja gazów wybuchowych wg VDE 170/171

Klasa	Grupa			
	A	B	C	D
1	metan etan pentan propan toluol aceton benzyna benzol amoniak butan	aldehid octowy alkohol etylowy	eter ety- lowy heksan	
2	etylen gaz świetlny tlenek wę- gla			
3	gaz wodny wodór	acetylen		dwusiarczek węgla

2) jakie należy zastosować zabezpieczenia od wybuchu i w jakim stopniu zapewnią one bezpieczeństwo.

Obecny stan wywołuje szereg nieporozumień, np. armaturę ognioszczelną, lampową ze znakiem Sch nie wolno używać w rafineriach lub w gazoliniarniach, bo tam powinny być armatury ze znakiem Ex oraz znak — klasy i grupy. Inny przykład — zamawia się silnik w wykonaniu zabezpieczonym od wybuchu wg wymagań dla miejsc ze stopniem niebezpieczeństwa „c” wg PNE 17 i przychodzą silniki ognioszczelne, ale ze znaczkem BM, tj. bezpieczne w metanie. Czy silniki te są bezpieczne dla innych gazów, np. dwuchloroetanu i benzolu — trudno orzec. Może być, że wytwórnia przy opracowaniu ich konstrukcji uwzględniła wysoki współczynnik bezpieczeństwa i zmniejszyła odpowiednio szerokość szczeliny lub zwiększyła jej długość, tak że silniki te są bezpieczne i dla innych gazów, chociaż z mniejszym już współczynnikiem bezpieczeństwa.

Sprawy takie powinny wyjaśniać odpowiednie stacje doświadczalne, jak np. stacja doświadczalna „Barbara” dla kopalń węgla. Brak takich stacji dla potrzeb przemysłu naftowego bardzo poważnie utrudnia właściwe postawienie sprawy zabezpieczeń od wybuchu i można sądzić że niektóre z istniejących zabezpieczeń, nigdzie nie sprawdzanych doświadczalnie, stanowi całkiem iluzoryczne zabezpieczenie. Należy bezwzględnie dążyć, ażeby zorganizować właściwy tok postępowania przy produkcji, wyborze i instalowaniu tak ważnych urządzeń, jakimi są zabezpieczenia przeciwybuchowe.

Postępowanie takie polega na następujących wytycznych:

1. Opracowanie typu zabezpieczenia danego urządzenia, np. skonstruowanie lampy przeciwybuchowej.
2. Sprawdzenie tego typu zabezpieczenia w stacji doświadczalnej.
3. Sprawdzenie każdej wyprodukowanej jednostki, czy odpowiada ona ustalonym wytycznym.
4. Sprawdzenie na miejscu zainstalowania danego urządzenia, czy wybór zabezpieczenia od wybuchu i montaż tego zabezpieczenia na miejscu odpowiada danym warunkom i wymaganiom.

W dziedzinie zabezpieczeń przeciwybuchowych, a więc bezpieczeństwa ludzi i zakładów, musimy operować nie przybliżonym lub prawdopodobnym bezpieczeństwem, ale dokładnym współczynnikiem bezpieczeństwa. Dopóki tego stanu określonej pewności działania zabezpieczeń przeciwybuchowych nie osiągniemy — musimy stan obecny uważać za niewystarczający i pracować nad jego poprawą.

Przepisy angielskie i francuskie nie stosują budowy wzmocnionej dla urządzeń elektrycznych kategorii bardziej bezpiecznej, tj. wzmocnienia pewności elektrycznej i mechanicznej,

np. przy silnikach. Budowa wzmocniona zwiększa bez wątpienia bezpieczeństwo urządzeń, ale nie daje tak określonego współczynnika bezpieczeństwa, jak np. osłona szczelna. Należy jednak zwrócić uwagę, że budowa wzmocniona może być stosowana wg PNE 17 tylko dla miejsc ze stopniem niebezpieczeństwa „b”, a więc dla takich miejsc, gdzie występowanie mieszanek wybuchowej o koncentracji niebezpiecznej nie jest w normalnych warunkach przewidywane.

Inną nowością przepisów francuskich jest rozszerzenie jakby zastosowania typu osłony olejowej również na osłony z masy kablowej i kwarcowe, tj. z piasku. Stosuje się np. według przepisów francuskich transformatory zasypane piaskiem, a nie w oleju. Korzystną stroną stosowania w tym wypadku piasku zamiast oleju jest to, że olej jest palny i wytwarza wybuchowe pary w razie powstania łuku elektrycznego w uszkodzonym uzwojeniu transformatora.

Ciekawą nowością obcych przepisów jest zabezpieczenie nazwane „istotne bezpieczeństwo”, gdzie zabezpieczenie od wybuchu osiąga się na drodze czysto elektrycznej przez stosowanie odpowiednich układów połączeń, wykluczających powstawanie łuku lub iskier elektrycznych.

Przy rozpatrywaniu wszelkich instalacji elektrycznych w zakładach przemysłowych, mających związek z mieszkankami wybuchowymi, należy stosować pierwsze wskazanie, że największe bezpieczeństwo pod względem wybuchowym osiągniemy przez umieszczenie urządzeń elektrycznych poza miejscami niebezpiecznymi pod względem wybuchu.

Praktyczne wykonanie tego wskazania polega np. przy instalacji światłowej na prowadzeniu przewodów po zewnętrznych ścianach pomieszczenia niebezpiecznego. Lampy przeciwybuchowe umieszczamy w ścianach, stosując krótkie doprowadzenia przewodów. Wyłączniki i bezpieczniki umieszczamy z zasady na zewnętrznych ścianach. Przy instalacjach siłowych — pożądane jest również i silniki umieszczać w oddzielnym pomieszczeniu, oddzielnym szczelną ścianą od pomieszczenia niebezpiecznego. Wał silnika przechodzi w tym wypadku przez ścianę, uszczelniony przy pomocy zadławienia z filcu lub ropy.

Jako przykład takiego rozwiązania może służyć wzorowe rozwiązanie stacji kompresorowej dla tankowania gazu.

Rozwiązanie to posiada wiele zalet — jak największe bezpieczeństwo pod względem wybuchu, przeważnie najniższe koszty budowy oraz najniższy czas trwania budowy. Poważną zaletą jest również zmniejszenie w takim rozwiązaniu kosztów konserwacji i ruchu oraz łatwość dostępu do poszczególnych części urządzenia elektrycznego, a zatem łatwość kontroli oraz napraw, a więc i zwiększona pewność ruchu urządzeń.

Będą jednak bez wątpienia liczne wypadki, w których podane poprzedniego rozwiązania

nie da się zastosować. Np. przy instalacji większej ilości małych silników w jednej hali dla wirówek lub pomp — tańsze i prostsze instalacje elektryczne wypadną jednak przy umieszczeniu silników wraz z aparaturą elektryczną, w wykonaniu zabezpieczonych od wybuchu, na ogólnej hali obok maszyn roboczych. Podobnie przy napędzie elektrycznym wierceń obrotowych — trudno byłoby wydzielić dla urządzeń elektrycznych oddzielne pomieszczenie, bezpieczne pod względem wybuchu, tak jak to było stosowane dawniej przy napędzie za pomocą układu Leonarda przy wierceniach udarowych.

W takich wypadkach konieczne jest instalowanie obok maszyn roboczych odpowiednich urządzeń elektrycznych, zabezpieczonych prawidłowo od spowodowania wybuchu mieszanek wybuchowych. Stosować w takich wypadkach możemy wymienione poprzednio zabezpieczenia — budowa wzmocniona, osłona szczelna, osłona olejowa i osłona przewietrzana. Ażeby móc wybrać jedno z tych zabezpieczeń — należy najpierw określić, jaki stopień niebezpieczeństwa wybuchu występuje w miejscu, gdzie mamy instalować urządzenia elektryczne.

Sprawa ta jest łatwiejsza dla obiektów kopalnictwa naftowego, gdzie mają zastosowanie przepisy W. U. G., które dość wyraźnie określają strefy niebezpieczeństwa.

W zakładach rafineryjnych można w tym celu posługiwać się albo przepisami PNE 17 (dla kopalń węgla) lub PNE 30 (dla kopalń ropy) — chociaż ani jedno ani drugie przepisy nie są przystosowane do tego celu. Przepisy PNE 17 podają określenia miejsc ze stopniem niebezpieczeństwa „b” lub „c”, z których to określeń dla celów rafineryjnych może mieć zastosowanie tylko jeden punkt, tj. że w miejscach ze stopniem niebezpieczeństwa „c” możliwość po-

wstawania mieszanki wybuchowej istnieje stale i jest jakby związana z istotnym procesem technologicznym, a w miejscach ze stopniem niebezpieczeństwa „b” mieszanka wybuchowa może się zjawiać tylko w okresach naruszenia normalnych procesów. Przepisy PNE 17 określają dla kopalń węgla dokładniej tę sprawę — mianowicie dla miejsc ze stopniem „b” zawartość metanu w powietrzu nie może przekraczać 1%.

Byłoby bardzo pożądane podobnie liczbowo określić różnicę między miejscami „b” lub „c” dla zakładów rafineryjnych — aczkolwiek nie może być w tym wypadku jedyną podstawą metan. Dla zakładów rafineryjnych pozostaje jednak obecnie jedynie możliwość przybliżonego określenia stopnia niebezpieczeństwa poszczególnych miejsc.

W miejscach ze stopniem niebezpieczeństwa „b” wszelkie aparaty i części urządzeń elektrycznych, nieiskrzące i nienagrzewające się w czasie normalnej pracy, muszą posiadać budowę wzmocnioną co najmniej, natomiast aparaty i części urządzeń elektrycznych normalnie iskrzące i nagrzewające się do temperatury zapłonu mieszanki wybuchowej muszą posiadać osłonę szczelną, olejową lub przewietrzaną. Przy zastosowaniu osłony szczelnej — najczęściej spotykanej, należy ją dobrać odpowiednio do rodzaju gazów, wchodzących w skład mieszanki wybuchowej.

W miejscach ze stopniem niebezpieczeństwa „c” oraz w I strefie niebezpieczeństwa wszelkie aparaty elektryczne muszą posiadać osłonę szczelną, olejową lub przewietrzaną.

Należy zwrócić uwagę, że osłony szczelne nie chronią urządzeń od szkodliwych wpływów chemicznych, jakie mogą występować przy technologicznych procesach z zastosowaniem różnych kwasów, siarki itp.

Mgr Władysław Chajec

Instytut Naftowy

Silikony — nowe materiały i możliwości stosowania

(Opracowano na podstawie artykułu Dr Nyul Gyula: „A szilikonak kémiaja”. Magyar Kémikusok Lapja, nr 3 i 6, 1950)

Streszczenie

Artykuł omawia znaczenie silikonów czyli związków krzemu zawierających grupę organiczną dla przemysłu naftowego. Silikony odznaczają się wybitną stałością i odpornością. Bardzo dobre własności posiadają oleje silikinowe, następnie silikonowe masy plastyczne, gumy i smary silikonowe i inne. Wszystkie te związki nadają się zwłaszcza w zastosowaniu do celów specjalnych, gdzie wymagane własności użytkowe powinny być bardzo wysokie.

Miejsce, jakie zajmuje krzem w układzie periodycznym pierwiastków, czyni zrozumiałym, dlaczego wiele jego związków wybitnie przypomina pod

względem budowy i własności analogiczne związki węgla. Znany jest cały szereg połączeń wodoru z krzemem (silanów), odpowiedników węglowodorów (tabl. 1), np. monosilan lub siliko-metan SiH_4 , dwusilan czyli siliko-etan Si_2H_6 itd.¹⁾ W tak zwanym polisilenie (SiH_2)_n przyjmuje się podobieństwo do węglowodorów nienasyconych, zaś dla związku ($\text{Si}_6\text{O}_3\text{H}_6$) — budowę pierścieniową podobną do benzynowej.

Otrzymano już bardzo dużo związków krzemu, odpowiedników kwasów organicznych, eterów czy

¹⁾ Ze względu na nieustaloną jeszcze terminologię polską w tym zakresie pozostawiono nomenklaturę międzynarodową (przyp. tłum.).

Tablica 1
Własności fizyczne związków węgla i krzemu z wodorem

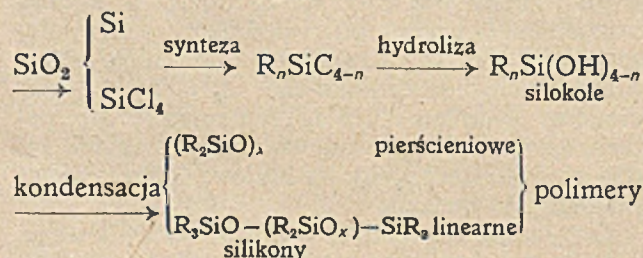
	Temperatura topnienia	Temperatura wrzenia
CH ₄	-184	-161
C ₂ H ₆	-172	-93
C ₃ H ₈	-190	-45
C ₄ H ₁₀	-135	+ 1
SiH ₄	-185	-112
Si ₂ H ₆	-133	- 15
Si ₃ H ₈	-117	+ 53
Si ₄ H ₁₀	- 94	+109

aldehydów. Znane są również chlorowco-pochodne krzemu, podobne do analogicznych chlorowco-pochodnych węgla, np. silikochloroform itp.

Istnieje znacznie większa liczba takich związków krzemu, które zawierają również grupę organiczną. Stałość i odporność tych związków wytłumaczona jest wielkością energii wiązania wchodzących w ich skład atomów. I tak więc już najprostszy związek, węgiel krzemu SiC, cechuje wybitna odporność chemiczna i na wysoką temperaturę. Znamienna jest również duża odporność połączenia Si—O, która powoduje dużą stabilność łańcuchowych i pierścieniowych związków wysokodrobinowych. Mimo, że związki krzemowe nie dorównują ilościowo związkom węgla, to właśnie z powyższych względów własności licznych członków tej grupy przewyższają znacznie odpowiedniki połączeń węglowych, a ich znaczenie przemysłowe gwałtownie wzrasta.

Z powodu niezwykle korzystnych własności silikonów dotychczasowe dorywcze badania zostały w ostatnich latach wykorzystane dla celów przemysłowych. Wynikiem ich są najróżnorodniejsze materiały, jak np. wodoodporne laki, oleje i smary, masy plastyczne odporne na wysoką temperaturę, różne rodzaje gumy i inne. Wspólnym surowcem dla otrzymania ich jest piasek kwarcytowy (SiO₂), który przeprowadza się w związki łatwiej nadające się do syntezy: Si, SiCl₄, SiHCl₃, itd. Następnym krokiem jest połączenie z grupą organiczną, w wyniku czego otrzymuje się alkilolub arylo-silany. Powyższe związki dają się łatwo hydrolizować na związki organiczne krzemu, zawierające grupę OH pod nazwą przemysłową silikole, a te z kolei kondensowane (z wydzieleniem wody) dają silikony — związki o dużych drobinach.

Schematycznie wygląda to następująco:



Wprawdzie już w r. 1823 Berzelius odkrył podstawowy związek czterochlorek krzemu, w r. 1846 Ebelman otrzymał pierwszy związek krzemu za-

wierający grupę organiczną — eter etylowy kwasu krzemowego, a w r. 1899 ukazała się pierwsza praca Kippinga na temat organicznych związków krzemu, którą w ciągu 45 lat powiększył o dalsze 57 publikacji, to jednak o przemyśle silikonów możemy mówić zaledwie od 4—5 lat. Od roku bowiem 1945 pojawiło się znacznie więcej publikacji prac naukowych w tym zakresie. W pierwszym rzędzie potrzeby wojenne przyczyniły się do gwałtownego rozwoju przemysłu silikonów.

Z poważniejszych fabryk silikonów pierwszymi były zakłady Dow-Corning Co. w stanie Michigan z wkładem 3 milionów dolarów, produkujące od r. 1944 miesięcznie 40—50 ton półproduktów. Następnie w ciągu trzech lat wybudowane zostały z wkładem 5 milionów dolarów zakłady General Electric Co. w stanie New York, pracujące od 1947 roku. Jako głównych surowców używają piasku, koksu i chloru.

Oleje silikonowe

Wiele członków rodziny silikonów są to płyny oleiste, jednak właściwą nazwę „olejów silikonowych” noszą płynne polimery dwualkilo-silikonów. Są między nimi również ciała stałe, jak np. sześciometylotrójsiloksan (temp. topnienia 65,5°C, temp. wrzenia 135°C). Wielkość drobin może być zmieniana w szerokich granicach i w związku z tym można otrzymać oleje o różnej temperaturze wrzenia i wiskozie. Oleje te posiadają wiele wartościowych i użytecznych własności. Z powodu małej kohezji drobinowej wiskozja zaledwie w małym stopniu zmienia się z temperaturą, odznaczają się dużą odpornością elektryczną, małą prężnością par i niskim punktem stygnięcia.

Znane są różne sposoby, przy pomocy których można dowolnie zmieniać własności tych olejów. Na przykład niski punkt stygnięcia osiąga się przez wprowadzenie do drobin odgałęzień łańcucha. Zmianę wiskozji osiąga się przez ogrzewanie na wolnym powietrzu, ogrzewanie z kwasem borowym oraz kondensację z bezwodnikiem kwasu borowego.

Możemy otrzymać różne oleje silikonowe, stosując zmianę grupy organicznej. Na przykład polimery metylofenylu, etylofenylu, i etylosiloksanów świetnie nadają się jako oleje transformatorowe i kondensatorowe, a co więcej, pod wieloma względami przewyższają oleje naftowe (nie zesmalają się), mogą być używane zarówno w niższej jak i wyższej temperaturze.

W większości wypadków wiskozja olejów silikonowych w znacznie mniejszym stopniu zmienia się z temperaturą, niż ma to miejsce u olejów węglowodorowych. Na przykład porównano olej silikonowy o wiskozie 50 cSt w temp. 37,8°C z takim olejem naftowym, który posiadał w tej temperaturze również wiskozję 50 cSt. Obydwa te oleje oziębione do -17,8°C w różnym stopniu zmieniły wiskozję, mianowicie wiskozja oleju naftowego powiększyła się sześciokrotnie w porównaniu z olejem silikonowym. W drugim doświadczeniu porównano dwa inne oleje — silikonowy z naftowym — takie, które w temperaturze 37,8°C wykazały identyczną wiskozję, natomiast po oziębieniu do temp. -37,2°C wiskozja oleju silikonowego po-

większyła się 7-krotnie, zaś naftowego aż 1800-krotnie (tab. 2).

Tablica 2

°C	Wiskozja w cSt	
	Olej silikonowy	Olej naft. (100 VI)
99	40	10,8
38	100	100
-17,8	350	11000
-37,2	660	230000
-56,7	1560	—

Oleje silikonowe szczególnie nadają się do napełniania czułych przyrządów hydraulicznych (hamulce olejowe, amortyzatory itp.). Mała zmiana wiskozji w zależności od temperatury, szerokie granice płynności (odległość między punktem stygnięcia i wrzenia), duża ściśliwość dalece przewyższa własności innych płynów, używanych do tego celu. Są one bardzo odporne na wysoką temperaturę oraz czynniki utleniające, poza tym odznaczają się niską prężnością par, dzięki czemu są stosowane w próżniowych pompach dyfuzyjnych, w urządzeniach pracujących w wysokiej temperaturze. Skłonność do pienienia się olejów węglowodorowych można skutecznie zmniejszyć przez dodanie pewnych silikonów w bardzo małej ilości (już w stosunku 1 : 10⁶).

Bardzo ważną rolę odgrywają silikonowe oleje smarowe. Mogą być otrzymane o najróżniejszym stopniu wiskozji i według literatury świetnie wypełniają siedem warunków stawianych smarom. Mianowicie posiadają niską prężność par, są odporne na działanie środków utleniających oraz wody, nie korodują łożysk, ich krzywa wiskozji jest płaska w obrębie temperatur użytkowych, nie ścierają się z powierzchni smarowanej, nie ulegają polimeryzacji ani kondensacji i wreszcie nie są trujące. Jeżeli chodzi o ich skład chemiczny, opis patentowy tylko tyle podaje, że są to polimery płynne dwualkilosilikonów, w których grupa alkilowa zawiera przynajmniej dwa atomy węgla, poza tym, że nie mogą w nich istnieć grupy jedno- i trójalkilowe, ich przeciętny ciężar drobinowy wynosi 740—5000.

Silikonowe masy plastyczne

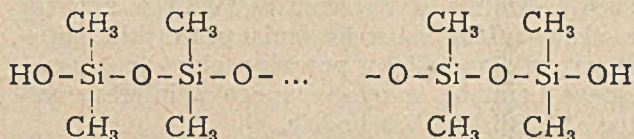
Do grupy silikonowych mas plastycznych należy również bardzo dużo związków. Pod względem chemicznym są one w ogólności podobne do siebie, gdyż są to polisiloksanole o długich łańcuchach, posiadających wiele rozgałęzień oraz grupy OH. W ich siatce powtarza się grupa Si—O—Si, a przyłączone do poszczepólnych atomów krzemu grupy organiczne (głównie metylowe i fenyłowe) stanowią o rozpuszczalności, elastyczności drobin. Związki te, rozpuszczone w toluenie, dają laki wiskozowe. Po wysuszeniu i ogrzewaniu w temperaturze 175—250°C grupy OH kondensują i w ten sposób poprzez mostek —O— następuje połączenie kilku drobin. Uzyskane w ten sposób tworzywa są w znacznie wyższym stopniu odporne na działanie wysokich temperatur i czynników chemicznych niż do tej pory znane masy plastyczne, nadają się one dlatego

jako laki i emalie ochronne, ale szczególnie do wyrobu materiałów izolacyjnych. Tworzywa metylosilikonowe wytrzymują doskonale wysoką temperaturę i działanie utleniające. Podgrzewane w próżni do temperatury 550°C, nie wykazują one żadnych zmian, zaś w atmosferze wodoru do 500°C. Próbką utrzymywana przez rok w temperaturze 200°C na powietrzu pozostała tak samo niezmienną, co i podobna próbka pozostająca w temperaturze pokojowej. Szczególnie nadają się do wyrobu wytrzymałych na wysoką temperaturę izolatorów elektrycznych.

Obecność chlorowcopochodnych grup aromatycznych w drobinie powiększa punkt topnienia masy plastycznej i zmniejsza jej zapalność. Związek otrzymany z arylochlorosilanu w ogóle nie pali się. Znane są różnorodne typy silikonowych mas plastycznych o wszechstronnym zastosowaniu w stanie czystym lub w połączeniu z różnymi wypełniaczami, np. szkłem, mika itp.

Gumy silikonowe

Noszą one również nazwę „silastików“. Związki te tym się różnią od innych gum, że w głównym łańcuchu ich drobin nie ma atomu węgla, lecz (podobnie do szkła) że drobina składa się z grup O—Si—O według schematu:



Aby uzyskać własności podobne do gumy, należy stworzyć pomiędzy długimi łańcuchami drobin połączenia mostkowe. Jednak do tego celu nie nadaje się wulkanizacja siarką (gdyż nie jest to związek nienasycony). „Surową gumę“ silikonową „wulkanizuje się“ przez utlenianie. Dalsza przeróbka polega na tym, że miesza się surową gumę z odpowiednimi wypełniaczami nieorganicznymi (np. TiO₂) i przerabia w temp. 150°C. W tym stanie formuje się z niej różne przedmioty. Pełną twardość zyskuje w temperaturze 250°C.

Guma silikonowa jest jeszcze elastyczna w temperaturze -65°C, a nie rozkłada się jeszcze w 200°C. Doskonale przylega do szkła (przed wulkanizacją), co więcej — łączy się z nim siłami chemicznymi i dlatego może być przerabiana razem z wata szklaną, co zwiększa jeszcze jej zastosowanie. Odporna jest na działanie ozonu i tzw. „wyładowań koronowych“ i dlatego jest doskonałym izolatorem elektrycznym, a może być używana w temperaturach wyższych od 100°C.

Gumy silikonowe są w większym stopniu chemicznie odporne niż zwykłe gumy. Na przykład próby patentowe, przeprowadzone z różnymi gumami silikonowymi, wykazały ich odporność na długotrwałe działanie amoniaku, alkoholu, acetonu, a ostatnio wyprodukowano nawet takie gumy, które z wyjątkiem stężonego kwasu siarkowego i gorącego oleju wytrzymały różne inne próby (benzen, toluen, ropę naftową).

Ciekawy jest tzw. „skaczący kit“ (bouncing putty), produkt przejściowy pomiędzy stanem płynnym i stałym. Poddany powolnemu ciśnieniu (już pod własnym ciężarem) rozplywa się jak doskonały płyn. Powoli naciągany pozwala się wyciągnąć w cieniutkie włókna. Natomiast na szybkie działania reaguje elastycznie — młotek uderzający w niego odskakuje, jeżeli zaś uformowaną z tego materiału piłkę rzucić o podłogę podskakuje jak piłka gumowa.

Smary silikonowe

Ich znaczenie polega głównie na tym, że przeskadzają wylądowaniom koronowym. To zjawisko występuje często u motorów samolotowych, szczególnie na dużych wysokościach. Przewody i główki świec posmarowane tymi smarami nie ulegają zakłóceniom w pracy, przy czym taka maść nie szkodzi ani izolatorom, ani też gumie, co więcej — nawet ją konserwuje. W wypadku wylądowań elektrycznych lub przebicia wytrąca się

z nich nie węgiel lecz SiO_2 , i dlatego nie ma poważniejszych następstw. Nie są one higroskopijne, nie wysychają na powietrzu i nie twardnieją. W ostatniej wojnie samoloty, latając na dużych wysokościach i ponad oceanami, w dużej mierze zawdzięczały swe bezpieczeństwo tym właśnie smarom. Stosuje się je do smarowania delikatnych części obracalnych w aparatach radiowych i radarowych, obracalnych antenach, obracalnych wieżach armatek lotniczych, w pompach wysoko-próżniowych itp. Szczególnie stosuje się je do smarowania łożysk wysokoobrotowych osi w takich wypadkach, gdy mają pracować w granicach temperatur -75 do $+150$ C.

Oprócz wymienionych pokrótce głównych typów związków silikonowych istnieją jeszcze inne, jak na przykład związki hydrofobowe. Wszystkie te związki znalazły już bardzo duże zastosowanie w różnych gałęziach przemysłu, a ich znaczenie rośnie z dnia na dzień. Można powiedzieć, że ich pojawienie się jest iście rewolucyjne.

Nafta perska

Za kulisami anglo-amerykańskiej polityki niemal z reguły czuć... naftę. Dowodem tego chociażby ostatnie wydarzenia w Persji w związku z usiłowaniami unarodowienia przemysłu naftowego, ca stanowiłoby poważny cios dla angielskiego kapitału zaangażowanego w interesy naftowe na Bliskim Wschodzie.

Persja jako producent nafty jest najpoważniejszym — obok Arabii Saudyjskiej — udziałowcem na Bliskim Wschodzie, partycypując w ostatnich czasach w $\frac{2}{3}$ całego wydobycia. Wydobycie nafty na Bliskim Wschodzie jest niemałe i wynosi ok. 70 milj. ton rocznie, tj. ponad $\frac{1}{10}$ całego światowego wydobycia ropy naftowej. Znaczenie nafty perskiej, jak zresztą całego Bliskiego Wschodu pojeja jednak nie na istniejącej produkcji tego cennego surowca, ale na jej potencjalnych możliwościach na przyszłość.

Znane, eksploatowane obszary naftowe Persji leżą na niewielkim odcinku wzdłuż północnej części Zatoki Perskiej i dalej ku północy obok granicy irackiej, będąc naturalnym przedłużeniem ku południowi znanych kopalń naftowych w Mosulu i Kirkuk w Iraku. Reszta kraju jest jeszcze pod względem występowania złóż naftowych nieznana, chociaż istnienie dalszych, równie wydajnych rejonów naftowych w Persji jest uważane za pewne.

Odwierty tego najmłodszego obszaru naftowego świata odznaczają się także najwyższą jednostkową wydajnością. Słynny odwiert White Oil Springs wydawał 2400 to dziennie ropy naftowej, a zdarzały się wypadki początkowej produkcji dziennej do 4000 t/dz., ilości, jak na nasze wa-

runki eksploatacyjne, oszałamiające. Sławny np. jeden polski odwiert przed 1-szą wojną światową posiadał wydobycie początkowo ok. 2000 t/dz. — a był przecież swego rodzaju fenomenem. Średnia wydajność odwiertów naftowych w Persji wynosi ponad 1200 ton dziennie. Daje to gwarancję szybkiej rozbudowy przemysłu w razie potrzeby.

W latach powojennych wydobycie ropy w Persji cechuje wzrost, przy czym nowych dowieceń jest niewiele, bo tylko 5—6 nowych odwiertów w stosunku rocznym. Poza tym wydobycie jest regulowane, zależnie od koniunktury. Ilość eksploatowanych odwiertów w ciągu roku wynosi ok. 80, reszta (ok. 70) posiada ruch czasowo zastanowiony i służy jako odwierty obserwacyjne.

Cały istniejący przemysł naftowy opanowany jest przez zagraniczny kapitał, ukryty pod płaszczem firmy Anglo-Iranian Oil Co., będącej w 100% własnością kapitalistów angielskich. Ciekawe były początki panowania brytyjskiego kapitału w nafcie perskiej. Przed 50 laty udało się Anglikowi W. d'Arcy uzyskać od szacha perskiego koncesje na poszukiwania nafty. Mimo jednak, że wiercenia rozpoczęto jeszcze w r. 1902, pierwszą ropę nawiercono dopiero w 6 lat później w r. 1908, chociaż właściwą eksploatację rozpoczęto dopiero w r. 1913. Do roku 1946 odkryto ogółem 7 pól naftowych, przy czym dwa z nich, Haft Kel i Agha Jari, eksploatują 80% całej produkcji perskiej ropy.

Ropę przerabia się w dwóch krajowych rafineriach, przy czym rafineria w Abadan jest jednocześnie największą rafinerią na świecie. F.

„Czyn Pierwszomajowy —

to zapowiedź pomyślnych wyników walki o wykonanie Planu 6-letniego”.

Nauka i technika radziecka

Dzięki radzieckim urządzeniom wiertniczym będziemy wiercić szybciej, głębiej i ekonomiczniej

Dzięki nowym urządzeniom wiertniczym, otrzymywanym na podstawie umowy handlowo-gospodarczej ze Związku Radzieckiego przemysł nasz już wkrótce będzie mógł rozpocząć nową serię wierceń głębokich. Dostarczony sprzęt i urządzenia wieńciece typu U. Z. T. M. i B. U-40 należą do najnowocześniejszych na świecie.

Urządzenie U. Z. T. M., to wiertnica (żuraw wiertniczy) typu znormalizowanego w Związku Radzieckim, o 5 szybkościach, dających na dyferencjałe od 90—270 obrotów na minutę i od 30—204 obrotów stołu rotacyjnego. Napęd stanowią dwa motory Diesla typu V-2-300 o 12-tu cylindrach, ustawionych w kształcie litery V, o łącznej pojemności 38,8 litr. Stopień sprężania 15, a maksymalna moc silników 300 KM przy 1500 obrotach.

Urządzenie to uzupełniają dwie pompy o wydajności 31,5 litr./sek i maksymalnym ciśnieniu 95 atm. Każda z pomp napędzana jest osobnym motorem typu V-2-300.

Urządzenia te są przystosowane do najcięższych warunków pracy do głębokości 2000 względnie 2300 m.

W porównaniu z fabrykatami innego pochodzenia, poruszonymi motorami Diesla, wiertnice te wykazują cały szereg zalet, z których wymienić należy następujące:

a) przeniesienie obrotów motorów na żuraw odbywa się za pośrednictwem dyferencjału i skrzynki biegów i bardzo silnego sprzęgła. Urządzenie odznacza się dużą łatwością sterowania;

b) odpowiednio skonstruowana skrzynka biegów zapewnia niezawodne działanie urządzenia we wszelkich warunkach;

c) kontrola pracy motorów i pomp jest niezwykle ułatwiona dzięki umieszczeniu wszystkich wskaźników, jak manometr ciśnienia oleju, termometry wskazujące temperaturę wody i oleju, tachometr, woltomierz i in., bezpośrednio na stanowisku wiertacza;

d) motory jak i całe urządzenie daje się przeciążać, co bynajmniej nie wpływa na ich trwałość.

Urządzenie typu U. Z. T. M. może być stosowane w okolicach, gdzie się nie dysponuje ani energią elektryczną ani gazem;

e) hak, stół, głowica płuczkowa odznaczają się solidnym wykonaniem. Hak wykonany został nie z pełnego materiału lecz z płyt, co pozwoliło na zmniejszenie jego wymiarów.

Urządzenie typu B. U-40 stanowi typ lżejszy i służy do wierceń nie przekraczających głębokości 1200 m. Również i to urządzenie odznacza się szeregiem zalet, z których m. in. należy wymienić:

a) całe urządzenie (stół rotacyjny, skrzynka biegów i motory) spoczywa na tej samej stalowej podstawie. Przeniesienie całego urządzenia na inne miejsce nie nastręcza żadnych trudności i nie wymaga demontażu, dzięki czemu oszczędza się poważnie na czasie;

b) wieża stalowa typu B. U-40 daje się niezwykle łatwo zdemontować, składa się bowiem z trzech części, łączonych na śruby i daje się podnieść w całości.

Wieża ma 38 m wysokości, dzięki czemu można pracować pasami rur o długości 27 m;

c) stół rotacyjny wprawiany jest w ruch przy pomocy kardanu. Dzięki temu bieg jego jest cichy i bezawaryjny. Odpada zrywanie się łańcucha. Poza tym dzięki kardanowi stół może osiągać do 250 obrotów na minutę;

d) motory napędzają generator prądu elektrycznego do oświetlenia;

e) urządzenie uzupełnia mieszalnik płuczki wiertniczej;

f) celem zapobieżenia ewentualnym pożarom urządzenie do zaopatrywania motorów w paliwo znajduje się w stosunkowo dużej odległości od odwiertu.

Niezależnie od wymienionych zalet, wiertnice te odznaczają się jeszcze wielu innymi ulepszeniami, mającymi za zadanie ułatwienie i zekonomiczowanie pracy.

Rozwój nauk geologicznych w Związku Radzieckim

Wśród wielu osiągnięć na różnych polach w Związku Radzieckim, na specjalne podkreślenie zasługuje olbrzymi, nie notowany dotąd w innych krajach rozwój nauk geologicznych. Państwo socjalistyczne od pierwszej chwili swego istnienia położyło wielki nacisk na podniesienie tej dziedziny nauki. W związku z tym w ramach wykonywanych planów pięcioletnich przystąpiono do szkolenia nowych kadr geologów, rozwijając równolegle niespotykaną dotąd aktywność w terenie. Dzięki temu w krótkim stosunkowo czasie zbadane zostały nowe olbrzymie bogactwa mineralne na ziemiach Związku Radzieckiego, co umożliwiło oparcie gospodarki socjalistycznej na zupełnie nowej bazie surowcowej.

Dla ilustracji należy zaznaczyć, że według danych statystycznych — do wybuchu pierwszej wojny światowej zaledwie 40,4% całego terytorium carskiej Rosji zostało zbadanych powierzchniowo pod względem geologicznym — a z tego tylko 0,7% zbadano szczegółowo. Dzięki wysiłkom władzy radzieckiej sytuacja ta szybko uległa zmianie, do roku 1939 bowiem zdolano objąć badaniami geologicznymi i mineralogicznymi przeszło 50% obszaru Związku Radzieckiego — szczegółowymi badaniami zaś 5% obszaru. Rezultat imponujący, jeśli się zważy rozmiary terytorium. Wyniki te zostały jeszcze pomnożone w toku dalszych 11 lat.

Poznane w wyniku badań rezerwy surowcowe Związku Radzieckiego wzrosły poważnie. Oto kilka cyfr:

węgiel — z 203 miliardów ton na 1700 miliardów ton,
ropa naftowa — z 900 milionów ton na 4500 milionów ton,
rudy żelazne — z 1,6 miliarda ton na 270 miliardów ton,
mangan — z 180 milionów ton na 800 milionów ton.

Cyfrы te najdobitniej ilustrują ogrom prac, jakiej dokonano dzięki posługiwaniu się przez geologów radzieckich najnowszymi, przez siebie wypracowanymi metodami. Na specjalne podkreślenie zasługuje poważny — niespotykany gdzieindziej dotąd — rozwój geochemii i geologii technicznej.

Kronika

Personalne

Prezydent Rzeczypospolitej zamianował Sekretarza Stanu Ministerstwa Górnictwa, inż. Bolesława Krupińskiego, profesorem zwyczajnym Katedry Górnictwa III na Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie.

Z dniem 1 stycznia 1951 r. Dr Stefan Suknarski pełni obowiązki zastępcy naczelnego dyrektora CZPN dla spraw rafineryjnych.

Inż. Józef Wójcik objął z dniem 1 lutego br. funkcje Inżyniera branżowego dla spraw wiertnictwa w Dziale wierceń i eksploatacji CZPN.

W sprawie realizacji wytycznych VI Plenum KC PZPR

Na podstawie uchwały Prezydium Nacz. Org. Techn. w Polsce powołał Zarząd Główny Stowarzyszenia Inżynierów i Techników Przemysłu Naftowego w Krakowie komisję dla realizacji wytycznych VI Plenum KC PZPR. Zadaniem tej komisji jest przeprowadzenie zadań związanych z rozpowszechnieniem i wprowadzeniem w życie postępowych metod produkcji, wybranie najpilniejszych zagadnień związanych z realizacją postępu technicznego w r. 1951 w poszczególnych działach przemysłu naftowego oraz określenie charakteru zobowiązań ze strony Stow. Inż. i Techn. Przem. Naft. i ustalenie środków i metod realizacji przez inżynierów i techników w zakładach pracy.

Walny Zjazd Delegatów Stowarzyszenia Inżynierów i Techników Przemysłu Naftowego

Dnia 15 marca 1951 r. odbył się w Krakowie doroczny Walny Zjazd Delegatów Stowarzyszenia Inżynierów i Techników Przemysłu Naftowego z następującym porządkiem dziennym:

1. Otwarcie Zjazdu przez Prezesa SITPN
2. Wybór Prezydium Zjazdu
3. Odczytanie protokołu z ostatniego Zjazdu Delegatów
4. Sprawozdanie władz Stowarzyszenia i Zarządu Oddziałów
5. Udzielenie absolutorium Zarządowi Głównemu
6. Wybór Prezesa oraz członków Zarządu Głównego, w miejsce ustępującego
7. Wybór Głównej Komisji Rewizyjnej, Sądu Koleżeńskiego i Delegatów na Zjazd NOT
8. Zatwierdzenie preliminarza Stowarzyszenia na rok 1951
9. Ustalenie wytycznych działalności na rok 1951
10. Wnioski i interpelacje.

Sprawozdanie ze Zjazdu podamy w następnym numerze „Nafty”.

Zażalenie odwołań, zażeń oraz krytyki prasowej
W wykonaniu postanowień Uchwały Rady Państwa i Rady Ministrów w sprawie rozpatrywania i zażalania odwołań, listów, zażeń oraz krytyki prasowej; Minister Górnictwa wydał odpowiednie zarządzenia wykonawcze.

W myśl tego zarządzenia kierownicy jednostek bezpośrednio podległych Ministerstwu Górnictwa, a więc Centralnych Zarządów Przemysłu, Zjednoczeń i równorzędnych oraz Urzędów i Instytutów przyjmują petytów w każdy poniedziałek w godzinach od 15—18.

Ustawa o tworzeniu instytutów naukowo-badawczych

W numerze 5 Dziennika Ustaw Rzeczypospolitej Polskiej została ogłoszona ustawa z dnia 8 stycznia 1951 o tworzeniu instytutów naukowo-badawczych dla potrzeb gospodarki narodowej.

Zadaniem instytutów jest prowadzenie w dziedzinie technicznej, organizacyjnej i ekonomicznej prac naukowo-badawczych, mających na celu postęp techniczny i gospodarczy w poszczególnych gałęziach gospodarki narodowej.

Instytuty są powoływane przez właściwego Ministra w porozumieniu z Ministrem Szkół Wyższych i Nauki oraz z Ministrem Finansów i za zgodą Przewodniczącego Państwowej Komisji Planowania Gospodarczego.

Instytuty — analogicznie jak inne instytucje państwowe — mają prawo używania pieczęci okrągłej z godłem państwowym.

Każdy Instytut posiada Radę Naukową.

Instytuty są jednostkami budżetu Państwa.

Pracownicy Instytutów podlegają przepisom uposażeniowym, obowiązującym dla pracowników państwowych, natomiast do pracowników naukowych instytutów stosują się w tym względzie przepisy dotyczące państwowych pracowników nauki.

Ustawa ta zmienia dotychczasowy stan w tym sensie, że Minister Szkół Wyższych i Nauki uzyskał wpływ na powoływanie do życia instytutów oraz na kontrolę ich pracy.

Pomado nowością jest zniesienie instytutów specjalnych.

Ustawa omawiana wpłynęła niewątpliwie dodatnio na koordynację całokształtu prac naukowych, prowadzonych dla potrzeb gospodarki narodowej.

Ośrodek dokumentacji Głównego Instytutu Naftowego

Zarządzeniem Przewodniczącego PKPG nr 292 z dn. 25. X. 50 został powołany ośrodek dokumentacji naukowo-technicznej.

Siedziba ośrodka znajduje się w Krakowie przy Głównym Instytucie Naftowym.

Ośrodek ten faktycznie istnieje już od r. 1947. Zadaniem jego jest gromadzenie literatury technicznej z zakresu przemysłu naftowego oraz udostępnienie jej szerokim rzeszom użytkowników, tj. pracownikom naukowym, inżynierom ruchowym, technikom, racjonalizatorom i wynalazcom.

Ze względu na to, że poszukiwanie potrzebnej literatury w bardzo wielu wypadkach wymaga wiele czasu, ośrodek dokumentacji przygotowuje krótkie informacje w postaci treściwego omówienia zawartości artykułów zbieranych z czasopism oraz książek krajowych i zagranicznych.

Tak przygotowywane materiały drukowane są częściowo w Przeglądzie Bibliograficznym i w tej formie wraz z „Naftą” docierają do rąk zainteresowanych. Jednak szczupłe ramy „Nafty” nie pozwalają na ogłaszanie wszystkich zebranych materiałów. Są one gromadzone w ilości przekraczającej znacznie publikowane w Przeglądzie Bibliograficznym w katalogach ośrodka, gdzie posegregowane według tematów gotowe są w każdej chwili do wglądu zainteresowanych.

Niektóre ważniejsze artykuły z czasopism zagranicznych są tłumaczone w ośrodku; w wypadku braku tłumaczenia pracownicy ośrodka służą wskazówkami odnośnie tłumaczy gwarantujących należyte wykonanie przekładu.

Brygady szybkościowe w kopalnictwie naftowym

W przemyśle naftowym rozpoczęte zostało organizowanie szybkościowych brygad produkcyjnych. Dotychczas robotnicy zorganizowali 3 brygady szybkościowe w Krośnieńskim Kopalnictwie Naftowym, 6 brygad utworzono w Gorlickim Kopalnictwie Naftowym oraz 6 — w Sanockim Kopalnictwie Naftowym.

Niezależnie od podnoszenia wydajności pracy na kopalniach nafty, brygady szybkościowe przyczyniają się wydatnie do ożywienia ruchu współzawodnictwa, a tym samym do lepszej realizacji zadań Planu 6-letniego w przemyśle naftowym.

Nakładem Państwowych Wydawnictw Technicznych

Redaguje Komitet Redakcyjny

Adres Redakcji: Kraków, Łobzowska 49 — Adres Administracji: P. W. T., Katowice, ul. Stawowa 19

Rachunek bieżący: P. W. T. PKO III — 5528/110

Nakład 1300 egzempl., format A4, obj. 2¹/₄ ark., papier drukowy, kl. V, satynowany

Prenumerata: Półrocznie 36 zł, kwartalnie 18 zł. Numer pojedynczy 6 zł.

Cena ogłoszeń: Cała strona 600 zł, pół strony 300 zł, ćwierć strony 150 zł.

Krakowskie Zakłady Graficzne 4, Kraków, ul. J. Sarego 7 — 139 17 4 51 — M-2-10063

PRZEGLĄD BIBLIOGRAFICZNY NAFTY

OPRACOWANY PRZEZ OŚRODEK DOKUMENTACJI GŁÓWNEGO INSTYTUTU NAFTOWEGO
DODATEK DO MIESIĘCZNIKA NAFTA

Rocznik I

Kraków, marzec 1951

Nr 3

1. Poszukiwania naftowe

65* 622.245.64.001 J5 — 3.51
Kelton F. C. (Core Laboratories, Dallas): **Analiza spękanych rdzeni wiertniczych.** „Analysis of Fractured Limestone Cores”. *Petrol. Techn.*, t. 2, Nr 8, sierp. 50, s. 225, 9.5 str., 3 rys., 5 wyk., 4 tab., 2 poz. bibl. — Opracowano metodę analizy dużych rdzeni wapieni spękanych. Porowatość oraz nasycenie płynem oznaczano przy pomocy zmodyfikowanej ekstrakcji Dean-Starka, po uprzednim doprowadzeniu próbek metodą próżniowo-ciśnieniową do 100-procentowego wysycenia cieczą. Przepuszczalności poziome nienaruszanych próbek oznaczano w dwu kierunkach — równoległe i prostopadle do kierunku głównych spęknięć. Przeprowadzono porównanie między wynikami uzyskanymi przy użyciu metody specjalnej i metody zwykłej analizy. Zaproponowano zmodyfikowaną metodę dla analizy spękanych formacji, która ma zwiększyć szybkość wykonywania analiz.

66* 552.5 : 543.6 J5 — 3.51
Zawarickij A. N.: **Wstęp do petrochemii skał wylewnych.** „W wiedzenie w petrochemii izwierszennych gornych porod.”. *Izdat. Akad. Nauk SSSR, Moskwa* — Leningrad 1950, cena 28 rb., 400 str., 108 wyk., 88 tab., 108 poz. bibl. — Treściwa praca z zakresu petrochemii skał wylewnych. Metody podane w sposób krytyczny — pozwalający ocenić ich zalety i wady. Opisy metod analitycznych oraz liczne sposoby przeliczania wyników analiz chemicznych skał, jak również ich graficzne przedstawiania. Opisano wyniki analiz typowych skał wylewnych, z rejonów Oceanu Spokojnego, Atlantyckiego, Morza Śródziemnego, Zachodniej i Środkowej Europy, Indii i Afryki. Obszerny zbiór tabel pomocniczych, niezbędnych przy przeliczaniu wyników analiz.

67* 552.122 : 552.525 J5 — 3.51
Calhoun J. C., dr. Jr.: **Przepuszczalność; zawartość H₂O.** „Permeability; Clay Content.” *Oil Gas J.*, t. 48, Nr 48, 6. IV, 50, s. 95, 1 str., 2 wyk., 4 poz. bibl. — Stosowanie gazu do pomiarów przepuszczalności daje za duże wartości. Również nie należy do tego celu stosować cieczy, które mogą reagować ze składnikami próbki, lub też może występować wymiana jonów. W w próbce działa jak cement, a niektóre minerały posiadają zdolność hydratyacji i zmieniają swoją strukturę. Podano sposób przeprowadzania pomiarów przepuszczalności przy pomocy wody, rozpatrując wszystkie jej rodzaje oraz jej sposób oddziaływania na próbki skał. Wyciągnięto wniosek, że zmiany przepuszczalności należy wyrażać jako funkcję całej ilości płynu przeciśniętego przez próbkę, a nie jako funkcję czasu.

68* 552.122 J5 — 3.51
Calhoun J. C., dr. Jr.: **Zmiany porowatości i przepuszczalności.** „Permeability, Porosity Variations”. *Oil Gas J.*, t. 48, Nr 52, 4. V, 50, s. 155, 1 str., 5 wyk., 1 poz. bibl. — Fizyczne właściwości złóż ropnych są bardzo zmienne. Tę zmienność można ująć graficznie. Szereg wykresów porowatości i przepuszczalności próbek.

69* 622.245.64 J5 — 3.51
Calhoun J. C., dr. Jr.: **Rdzeniowanie i pobieranie próbek.** „Coring and Sampling”. *Oil Gas J.*, t. 48, Nr 50, 20. IV, 50, s. 261, 1 str. — Zbieranie danych o złożu przy pomocy rdzeniowania wymaga pobrania próbek, aby określić zmiany, jakie zachodzą w różnych częściach złoża. Próbka może być stosunkowo mała, jeżeli złoża cechuje jednorodność; jeśli złożo jest niejednorodne, próbka (rdzeń) musi być duża, względnie należy pobrać większą ilość małych rdzeni. Pewne znaczenie przy określaniu wielkości próbki ma także znajomość typu formacji geologicznej, porowatości, nadkładu, czas wiercenia, ew. profilowanie elektryczne, radioaktywne itp. Próbkę należy badać we wszystkich kierunkach, aby określić jej jednorodność. Należy również zwracać uwagę, aby przy jej pobieraniu nie zniszczyć pierwotnej struktury.

2. Wiertnictwo naftowe

70* 622.276 : 621.34 J5 — 3.51
Pluszcz B. M., Jesibian M. A., Elbirt M. D., Sarkisow W. I.: **Automat do włączania motorów elektrycznych poruszających pompy węgłne.** „Samozapusk elektrodwigatielej stankow — kaczalok glubokich nasosow na nieftianych promyslach”. *Enieng. Biul.*, Nr 8, wrzes. 49, s. 4, 5.6 str., 4 rys., 3 tab. — Przerwy w dostawie prądu elektrycznego do poruszania pomp węglnych powodują obniżenie wydobywania ropy naftowej a ponadto mogą być przyczyną różnych awarii, których usunięcie jest niekiedy trudne, kosztowne i wynagające czasu. Istniejące dotychczas urządzenia do automatycznego ponownego włączania motorów poruszających pompy z chwilą wznowienia dostawy prądu elektrycznego odznaczały się skomplikowaną budową i niepewnością działania i z tego powodu były mało stosowane. Omawiany automat do tego celu wymaga niewielkich i niekosztownych urządzeń dodatkowych na stacjach pomocniczych. Podano szczegóły urządzenia automatycznego.

3. Eksploatacja złóż ropy i gazu ziemnego

71* 622.276.4 J5 — 3.51
Whorton L. P., Kieschnick W. L., dr.: **Wydobywanie ropy przez wtłaczanie gazu pod wysokim ciśnieniem.** „Oil Recovery by High-Pressure Gas Injection”. *Oil Gas J.*, t. 48, Nr 48, 6. IV, 50, s. 78, 5.6 str., 1 fot., 3 rys., 5 wyk., 8 tab., 9 poz. bibl. — Wniosek wtłaczania gazu do złoża pod ciśnieniem znacznie wyższym aniżeli to zwykle ma miejsce. Dla uzasadnienia tego przedstawiono wyniki studiów i doświadczeń nad składem chemicznym ropy, warunkami panującymi w złożu w czasie wtłaczania, rezultaty eksperymentów w skali laboratoryjnej. Proponowana metoda ma dać lepsze wyniki aniżeli dotychczas stosowane wtłaczanie gazu do złoża pod niskim ciśnieniem.

72* 622.276.45 (75) J5 — 3.51
Lacy S. S., Jr.: **Metoda zawadniania dała maksymalne wydobywanie ropy.** „Water Flooding Insure Maximum Oil Recovery”. *Oil Gas J.*, t. 48, Nr 49, 13. IV, 50, s. 101, 4.5 str., 2 fot., 1 rys., 1 wyk. — Specjalne metody zasilania odwiertów wodą oraz odpowiednie

* Gwiazdki przy kolejnym numerze analiz oznaczają publikacje, które znajdują się w bibliotece Inst. Naft.

urządzenie do jej oczyszczenia stosowane przy metodzie zawadnienia złoża na polu Wesson. Dzięki wtłaczaniu wody do złoża na tym polu uzyskano 18775000 baryłek ropy zamiast przewidywanych przy pierwotnych metodach 11410000 bar. Duże korzyści uzyskano również przez odpowiednie usytuowanie zbiorników magazynowych, które równocześnie służyły jako zbiorniki do magazynowania wody dla zasilania odwiertów kluczowych.

73* 622.276.43 : 622.793 J5 — 3.51

Voss N. A., Nordell E.: Przygotowanie wody dla zawadniania złóż ropnych. „Water Conditioning for Oil — Field Flooding Operations”. *Oil Gas J.*, t. 49, Nr 27, 9, XI, 50, s. 174, 5, 8 str., 5 rys. — Stosowana do zawadniania złóż woda nie powinna zawierać składników zatykających i korodujących żelazne przewody rurowe. Wody powierzchniowe, gruntowe, źródłane oraz syngenetyczne i solanki wglębne dostępne do tego celu są, w zależności od zanieczyszczeń, poddawane odstawianiu i filtrowaniu, chlorowaniu, zmiękczeniu, odsiarkowaniu, odtlenuciu oraz uwalnianiu od dwutlenku węgla. Podano opisy poszczególnych operacji przygotowawczych wody.

74* 622.245.543 : 622.276 J5 — 3.51

Weaver R.: Kwasowanie w formacji Permiej. „Acidization in the Permian Basin”. *Oil Gas J.*, t. 48, Nr 44, 9, III, 50, s. 73, 5, 6 str., 2 rys., 1 wykr., 4 tab. — Kwasowanie zastosowano tu w celu uzyskania jednolitej przepuszczalności w całej strefie produktywnej. Przy kwasowaniu złoża mogą mieć miejsce również niekorzystne zjawiska, jak tworzenie się kwasów i emulsji, tworzenie się korków wodnych, zatykanie porów materiałem rozpuszczonym. Podano przykłady pozytywnego kwasowania na różnych polach naftowych. Omówiono wpływ stężenia kwasu na czas trwania zabiegu, sposób przygotowania i użycia wzmoczonego kwasu, inhibitory, sposób przeprowadzenia typowego kwasowania, odkwasowania złoża, sposób kwasowania wapieni, dolomitów i pokładów zawierających silikaty.

4. Transport, magazynowanie, dystrybucja

75* 621.643 : 681.17 J5 — 3.51

Brewster W. A. (Arkansas-Louisiana Gas Co.): Automatyczna kontrola gazociągów. „Automatic Control of Natural Gas Lines”. *World Oil*, t. 128, nr 6, październik 48, s. 179, 4 str., 4 rys. — Przyrządami do kontroli gazociągów oraz urządzeniami pomocniczymi do tych przyrządów są: 1) przyrząd do wskazywania ciśnień roboczych, 2) przyrząd do wskazywania ciśnień maksymalnych, 3) przyrządy do pomiarów ciśnienia różnicowego, 4) przyrządy przenośne, 5) regulatory automatyczne. Autor opisuje te przyrządy, podając przy tym sposoby ich montażu i obsługi.

76* 662.69.004.6 : 55 J5 — 3.51

Magazynowanie gazu w piaskowcach wodonośnych. „Gas Storage in Water Sand Reservoirs at Hastings”. *World Oil*, t. 128, nr 6, październik 48, s. 162, 2 str., 3 rys., 1 tab. — Gaz uzyskiwany z gazoliniarni wtłoczono do piasków wodonośnych, celem jego zamagazynowania. W danym wypadku wtłoczono ok. 21 miliardów stóp kubicznych pod ciśnieniem 3000 funtów na cal kwadratowy. Pojemność zbiornika była ograniczona naturalnymi granicami złoża. Autor opisuje plan wtłaczania. Przed wtłaczaniem przeprowadzono trzykrotne kwasowanie złoża, ponieważ liczone się z tym, że przy tak dużych ciśnieniach przedostanie się do złoża również olej gazowy. Gdy zainstalowano jeszcze skrobacze — nie zauważono wzrostu ciśnienia roboczego.

5. Przemysł gazolinowy

77* 662.69.006.3 J5 — 3.51

Robertson W. T. i Stamper H. M.: Gazoliniarnia obiegowa. „Katy Gas Cycling Plant”. *Oil Gas J.*,

t. 47, nr 19, 9 wrzesień 48, s. 64, 4 str., 4 fot., 4 rys. — Gazoliniarnia opisywana przerabia 485 milionów stóp sześciennych gazu, z którego otrzymuje się 80% butanów i 100% cięższych węglowodorów. Mokry gas jest chłodzony, następnie przechodzi przez separatory do absorberów, a gaz niezaabsorbowany jest poddawany oczyszczaniu. Kondensat jest rozpylany na poziomach, a wydobywające się gazy przechodzą przez reabsorbery. Autorowie opisują następnie urządzenia do uzyskiwania ropy z absorberów, jak również urządzenia parowe i siłowe dla danej fabryki.

6. Przeróbka ropy naftowej

78* 553.92 : 665.5 (439) J5 — 3.51

Popper V.: Ropa naftowa i jej przeróbka. „Nyersolaj és feldolgozása”. *Mag. Kémik. Lapja*, t. IV, Nr 1, styczeń 49, s. 45, 0, 7 str. — Węgierski przemysł naftowy wkroczył w nową fazę rozwoju, rokującą piękne wyniki. Dzięki wzmoczeniu produkcji, można było zastąpić stosowany dotąd na kolejach olej rzepekowy — olejem mineralnym. Przystąpiono do fabrykacji dodatków przeciw zamarzaniu olejów, a jednocześnie wzmocniono produkcję cerezyny tak, że zdołano uniezależnić się od kosztownego importu tego produktu.

79* 541.183 : 546.22 J5 — 3.51

Huesnape D., Fidler F. A., Lowry R. A.: Rozdzielenie związków zawierających siarkę przez adsorbację na żelu krzemionkowym. „Separation of Sulfur Compounds by Adsorption on Silica Gel”. *Industr. Engng. Chem.*, t. 41, Nr 12, grudzień 49, s. 2691, 7 str., 1 fot., 15 wykr., 2 tab., 4 poz. bibl. — Oznaczono względną podatność do adsorbacji na żelu krzemionkowym różnych typów związków zawierających siarkę, a spotykanych w destylatach z ropy naftowej. Wszystkie badane związki siarkowe są o wiele silniej adsorbowane niż węglowodory aromatyczne wg następującej kolejności: węglowodory aromatyczne i cykliczne, siarczki alkilowe i siarczki cykliczne. Omówiono zależność podatności do adsorbacji od wysokości punktu wrzenia i ciężaru drobinowego. Opiszano wyosobnienie i identyfikację pewnych związków zawierających siarkę, obecnych w ekstraktach, otrzymywanych przez wymycie ługiem sodowym lub rafinację kwasem siarkowym lżejszych benzynu. Podano opis aparatury i stosowaną procedurę.

80* 665.4.002 J5 — 3.51

Valatin T. dr.: Wosk z lignitów węgierskich. „Viaszelatiónitás hazai barna szenekből”. *Mag. Kémik. Lapja*, t. IV, Nr 9, wrzesień 49, s. 510, 2 str., 3 tab. — Z lignitów węgierskich otrzymuje się wosk drogą ekstrakcji pod ciśnieniem przy pomocy benzenu, ksyleny lub też mieszaniny alkoholu i benzenu. Otrzymany w ten sposób wosk zawiera jednakże jeszcze ok. 50% produktów asfaltowych, utrudniających rafinację i składa się w znacznej części z kwasu wolnego montanowego i małych ilości estrów. Zastosowano rafinację przez ekstrakcję rozpuszczalnikową. Wosk ten zastąpi wosk ziemny i woski sztuczne.

81* 665.7/8 J5 — 3.51

Buchan R. C., Sullivan R. J., Williams M., Spain H. H.: Dehydratyzacja gazu ziemnego. „Dehydration of Natural Gas”. *Oil Gas J.*, t. 48, Nr 48, 6, IV, 50, s. 74, 5, 8 str., 5 rys., 4 wykr., 1 tab. — Wyniki zastosowania nowego typu urządzeń dehydratyzacyjnych, zastosowanych w rejonie Gulf Coast. Po rozważaniach teoretycznych nad tworzeniem się hydratów, opisano metodę prowadzącą do całkowitego zapobiegania tworzenia się hydratów, tzw. dehydratorów mokrych, oraz sposób ich działania. Podano także opis urządzeń „suchych” oraz kombinowanych.

82* 665.5 : 54 J5 — 3.51

Chemia naftowa otwiera nowe horyzonty przed przeróbką ropy i gazu. „Magic of Petrochemistry Opens

New Horizons for Oil and Gas". Oil Gas J., t. 49, Nr 26, 2. XI. 50, s. 50, 19 str., 18 fot., 2 rys., 1 tab. — Wykaz fabryk produkujących chemikalia na bazie ropy naftowej lub gazu ziemnego. Szeroki wachlarz produktów chemicznych obejmuje rozpuszczalniki i półprodukty tego rodzaju, jak alkohole, glikole, aldehydy, ketony, estry, etery glikolowe, aminy — następnie kauczuk syntetyczny, sadzę, węglowodory aromatyczne, żywice, dodatki uszlachetniające (przeciw utlenianiu, detergenty), stały dwutlenek węgla, amoniak, kwas azotowy, azotam amonu, związki azotowe, kwas siarkowy, siarczan amonu i i.

83* 665.5.008 : 54 J3 — 3.51

Sweeney W. J. (Standard Oil Development Co.): Postęp w chemii naftowej — raport techniczny. „Progress in Petrochemistry — A Technical Report”. Oil Gas J., t. 49, Nr 26, 2. XI. 50, s. 74, 4,5 str., 3 tab. — Rozwój takich metod, jak frakcjonowana destylacja, termiczny i katalizacyjny kraking, hydrogenacja, dehydrogenacja, polimeryzacja, izomeryzacja itp. doprowadził do ogromnego rozrostu chemii naftowej. Najważniejszymi grupami produktów, pochodzących z ropy i gazu ziemnego, są grupy etyleno, propyleno i butyleno. Niektóre produkty chemiczne wytwarzane z ropy i gazu pokrywają przeważną część tego zapotrzebowania.

84* 665.7/8 : 54 J3 — 3.51

Egloff G. (Universal Oil Products Co.): Produkty chemiczne z gazu ziemnego i ropy naftowej. „Chemicals from Natural Gas and Petroleum”. Oil Gas J., t. 49, Nr 26, 2. XI. 50, s. 69, 4,7 str., 2 tab. — Gwałtowny rozwój produkcji związków chemicznych z gazu ziemnego i ropy naftowej w U. S. A. ma miejsce od 25 lat. Obecnie przerabia się ponad 3 miliardy funtów tego surowca, wytwarzając więcej niż pół miliona związków organicznych, a to stanowi około 40% organicznych produktów chemicznych wyrabianych w Stanach Zjednoczonych. Poprzez kraking, dehydrogenację, polimeryzację, alkilację, chlorowanie, sulfonowanie, nitrowanie itp. uzyskuje się kwasy organiczne, alkohole, glikole, glicerynę, etery, estry, aldehydy, ketony, chlorowco-pochodne, połączenia siarkowe, oraz związki azotowe o wszechstronnym zastosowaniu.

7. Produkty naftowe i pokrewne, ich własności i badanie

85* 665.5 J3 — 3.51

Ham A. J., Thompson C. N.: Stabilność oksydacyjna olejów transformatorowych. „Oxidation Stability of Transformer Oils”. J. Inst. Petrol., t. 36, Nr 523, list. 50, s. 673, B5, 10,1 str., 5 fot., 3 wykr., 1 tab., 26 poz. bibl. — Dotychczasowe, stosowane metody oznaczania odporności olejów transformatorowych na utlenienie posiadają pewne niedociągnięcia, powodujące trudności w określaniu przemian zachodzących w oleju, będącego w pracy. Mając to na uwadze, opracowano „stopniowany szereg przyspieszonych metod oceniania oleju” dla olejów nieinhibitowanych i inhibitowanych, mających na celu uzyskanie wyników zbliżonych do tych własności, które znajdują się w pracującym oleju. Metoda ta jest w końcowym stadium przygotowania.

86* 665.5 J3 — 3.51

Streeton R. D., Mauchan A. C.: Oleje uszlachetnione. „Alloyed Oils”. I. P. Review, t. 4, Nr 47, list 50, s. 349, B5, 7,8 str., 10 wykr. — Przegląd metod uszlachetniania olejów smarowych i smarów, poczynając od prymitywnych mieszanin tłuszczów z substancjami nieorganicznymi, poprzez oleje mineralne, stosowanie dodatków, aż do smarów syntetycznych.

8. Użytkowanie produktów naftowych

87* 555.98.004 J3 — 3.51

Grzejowski J., mgr inż. (Gl. Instytut Naftowy): Zużytkowanie gazu ziemnego w miastach i osiedlach. Nafta, t. VI, nr 6, czerwiec 50, s. 158, 4 str., 1 rys., 2 wykr., 2 tab., 2 poz. bibl. — Problem zużytkowania gazu ziemnego w miastach i osiedlach na tle 6-letniego planu gazyfikacji kraju. Omówiono wartości stosowania mieszanek gazu ziemnego z powietrzem i innymi węglowodorami, jak z gazem wodnym (koksowniczym i generatorowym) i propanem. Ze względu na trudności w użyciu przyborów gazowych, dostosowanych do gazów węglowych, do spalania gazu ziemnego, ze względu na jego odmienne własności, powinno się raczej stosować urządzenia do spalania czystego metanu. Problem stosowania mieszanki gaz ziemny-powietrze jest także mniej racjonalny ze względu na konieczność powiększenia dymensji sieci gazociągowej. Aktualna jest również przeróbka gazu ziemnego (reformowanie sposobem chemicznym) na mieszanek gazowe zbliżone do paliw gazowych otrzymywanych z węgla.

9. Maszyny i konstrukcje pomocnicze

88* 531.8 J3 — 3.51

Lewenson T. B., prof. dr: Teoria mechanizmów i maszyn. „Teoria mechanizmów i maszyn”. Maszgin, Moskwa 1948, cena 15 rb. 65 kop., D-14×22 cm, 405 str., 249 rys., 27 wykr., 18 tab., 75 poz. bibl. — Teoria mechaniki, kinematyka mechanizmów oraz ich dynamika. Opisy mechanizmów wchodzących w zakres budowy maszyn górniczych i metalurgicznych ze szczególnym uwzględnieniem technicznej strony zagadnień. Przytaczając szereg przykładów, ułatwia posiąkanie się wiedzą teoretyczną w zetknięciu się z praktyką.

10. Materiały i zagadnienia korozji

89* 621.791 : 622.240.51 J3 — 3.51

Bryjak E., mgr inż. (Huta Baildon): Utwardzenie narzędzi wiertniczych. Nafta, t. VI, nr 4 i 5, kwiecień i maj 50, s. 82/122, 7,7 str., 5 fot., 6 rys., 1 wykr., 4 tab., 5 poz. bibl. — Odpowiedni sposób utwardzania powierzchni narzędzi wiertniczych zwiększa wydajność ich pracy. Omówiono zasadnicze materiały utwardzające, jak specjalne stале, stęllity i ich stopy oraz materiały ziarnkowe (węgliki lane i spiekane). Opisano dokładnie autogeniczną metodę napawania, jako najczęściej stosowaną w przemyśle naftowym i dającą bardzo dobre rezultaty przy odpowiednim wykonaniu. W mniejszych rozmiarach podano sposoby napawania elktrycznego w łuku węglowym i w łuku metalowym przy pomocy elektrod utulinowych oraz sposobem „arcaton” (metoda łukowo-wodorowa). Możliwe jest również utwardzanie kombinowane, zwłaszcza przy utwardzaniu narzędzi większych, przy pomocy kształtek z węglików i elektrod różnego typu.

90* 620.19 J3 — 3.51

Sosiński S., mgr: Faolit radziecki tworzywo odporne na korozję. Chemik, t. III, nr 9—10, wrzesień — październik, s. 193, 2 str., 2 fot. — Przedstawiono produkcję faolitu, sztucznego tworzywa fenolo-formaldehydowego, wypełnionego wypełniaczem azbestowym, krzemionkowym lub grafitowym. Po obróbce termicznej w temp. od 60—150 C w formie rur (do 100 mm średnicy), płyt, skrzyń, zbiorników itp., masa jest odporna na większość kwasów (oprócz kwasu azotowego) w temp. od 50—100 C, natomiast nie jest odporna na ługi. Artykuły można toczyć, piłować, szlifować itp. W Związku Radzieckim produkuje się zbiorniki, rury i inne części aparatury chemicznej z faolitów i podobno pracują zadowalająco; w Polsce przeprowadza się pierwsze próby.

91* 620.1 J3 — 3.51

Kline G. M. (National Bureau of Standards): Tworzywa sztuczne. „Plastics”. Ind. Eng. Chem., t. 42,

Nr 10, paźdz. 50, s. 2001, 6 str., 2 fot., 124 poz. bibl. — Tworzywa sztuczne znalazły zastosowanie do wyrobu przedmiotów powszechnego użytku, jako materiał izolacyjny, a szczególnie jako materiał wybitnie odporny na działanie chemiczne, do budowy aparatów i urządzeń w przemyśle chemicznym. Z tworzyw tych najważniejsze są żywice tlenko-etylenowe, polimery etylenowe, żywice styrenowe, żywice winylowe i laminaty. Podano produkty wyjściowe poszczególnych tworzyw, ich własności i zastosowanie.

92* 620.19 J3 — 3.51
Fontana M. G.: Korozja. „Corrosion“. Industr. Engng. Chem., Nr 10, paźdz. 50, s. 65A, 1,5 str., 3 fot. — Metale i stopy zawierające wanad lub będące w styku z tlenkiem wanadu podlegają gwałtownego utlenieniu.

93* 620.19 J3 — 3.51
Fontana M. G.: Korozja. „Corrosion“. Industr. Engng. Chem., t. 42, Nr 11, list. 50, s. 99A, 1,5 str., 5 fot. — Stwierdzono, że niob, które jest często dodawane do chromowej stali nierdzewnej, celem stabilizacji stopu przeciw międzyciastkowej korozji, powoduje czasem jej powstawanie w pobliżu miejsc spawania. Atak korozji ma kształt linii prostej, jak gdyby od cięcia noża. Stal nierdzewna, zawierająca chrom, wytrąca węgiel chromu, kiedy stal zostaje ogrzana do temperatury 900—1400 F. Niob łączy się chętniej z węglem niż chrom i dlatego chrom pozostaje w stali, kosztem niobu. Stwierdzono, że powodem korozji jest przejście niobu w stan roztworu w temperaturach wysokich, jakie powstają przy spawaniu. Tytan dodawany do stali chromowych nie powoduje tego zjawiska.

94* 620.191 : 622.245.1 J3 — 3.51
Yapuncich J. G.: Korozja rur wskutek działania siarkowodoru. „Tubing Corrosion Due to Hydrogen Sulfide, Accelerated by Spent Acid.“ Oil Gas J., t. 48, Nr. 48, 6. IV. 50, s. 68, 5,5 str., 2 fot., 2 wykr., 2 tab., 6 poz. bibl. — Przykład dużej korozji, napotkanej w jednym z odwiertów w Stanie Wyoming i charakter tej korozji wg wyników badania laboratoryjnego. Rozpatruje możliwe przyczyny tej korozji, jak prądy elektryczne, wody złożowe, kwas solny używany do kwasowania złoża, dwutlenek węgla, siarkowodor itp. W danym wypadku — ten ostatni może być przyczyną atakowania rur w odwiercie.

11. Gospodarka cieplna i wodna

95* 697.5 + 621.18 : 622 J3 — 3.51
Kagan G. M., Modin K. W.: Ogrzewanie szybów naftowych przy pomocy pary. „Zawodskije otopitelnyje kotły“. Energi. Biul., Nr 8, wrzes. 49, s. 9, 5,5 str., 4 rys., 5 tab. — Sposoby ogrzewania szybów i urządzeń naftowych przy pomocy pary. Opisano konstrukcję kotła, charakterystykę techniczną i sposób funkcjonowania instalacji. W zależności od rodzaju paliwa (węgiel, ropa, nafta, gaz) należy dostosować palenisko kotła. Doświadczenie wykazuje, że stosowanie węgla jako paliwa nie daje spodziewanych rezultatów, nie pozwalając na pełne wykorzystanie kotła.

Lepszym paliwem jest ropa naftowa względnie gaz. Dla zwiększenia wydajności pary kotła należy odpowiednio przekonstruować palenisko. Omówiono typy kotłów, nadających się do tego celu.

96* 621.15.003 J3 — 3.51

Riabow P. I.: Spostrzeżenia z eksploatacji ruchomych kotłów parowych. „Opyt eksploatacii pieredviznykh parovykh kotlov v polevykh usloviakh“. Energičeskiej Biul., nr 11, listopad 49, s. 10, 4 str., rys. 3, 1 tab. — Opis różnych typów lokomobilowych kotłów parowych, ich zalet i wad. Kotły z cyrkulacją naturalną mają przewagę nad innymi typami ze względu na prostszą konstrukcję i niezawodność w pracy. Dzięki możliwości zaopatrywania kotła w wodę podgrzaną, osiąga się stałość ciśnienia. Kotły polowe winny być montowane na podwoziach samochodowych.

14. Bezpieczeństwo i higiena pracy

97* 613.6 : 725.4 J3 — 3.51

Aleksiejewa M. W., Andronow B. E., Gurwicz S. S., Żitkowa A. S.: Oznaczanie szkodliwych substancji w powietrzu pomieszczeń przemysłowych. „Opriedelenie wriednykh wieszczestw w woźdudhie proizvodstwiennykh pomieszczений“. Goschimizdat, Moskwa-Leningrad, 1949, cena 16 rb., D-14×22 cm, 285 str., 37 rys., 1 wykr., 32 tab., 57 poz. bibl. — Metody oznaczania szkodliwych substancji znajdujących się w powietrzu pomieszczeń przemysłowych. Opisano technikę pobierania próbek i wykonywania analiz dla 76 rodzajów gazów trujących.

98* 621 : 614.86 J3 — 3.51

Siniew P. I., prof.: Technika bezpieczeństwa w budowie maszyn. „Technika bezopasnosti w maszynostrojenii“. Maszgiz, Moskwa 1949, II wyd., cena 11 rb. 75 kop., D-14×22 cm, 312 str., 7 fot., 15 rys., 10 wykr., 27 tab., 51 poz. bibl. — Metody badania przyczyn nieszczęśliwych wypadków oraz technika bezpieczeństwa pracy w różnych działach przemysłu maszynowego. Podano przepisy bezpieczeństwa pracy dla poszczególnych zakładów.

99* 621.642.004.5 J3 — 3.51

Walczyński J. Z. (Uniwersytet Jagielloński): Bezpieczeństwo pracy przy czynnościach wewnątrz zbiorników naftowych. Nafta, t. V, nr 1—2 i 5 styczeń — luty i marzec 50, s. 26/63, 10,5 str., 20 poz. bibl. — Zagadnienie bezpieczeństwa przy czyszczeniu wewnętrznych ścian zbiorników po opróżnieniu ich z produktów naftowych, jak np. benzyny. Omówiono wpływ na organizm ludzki atmosfery zawierającej duże stężenie trujących par węglowodorów, szczególnie w pomieszczeniach zamkniętych — w omawianym wypadku w zbiornikach. Niezależnie od dokładnego odgazowania zbiorników należy kontrolować skład atmosfery wnętrza zbiornika ze względu na możliwość powstawania par benzyny. Podano sposoby ochrony przed zatruciem i pożarem wzgl. wybuchem przy zastosowaniu odpowiednich środków ochronnych oraz rolę personelu sanitarnego w zaszłych wypadkach zatrucia. Nieszczęśliwe wypadki mogą być znacznie zredukowane przez praktyczne przeprowadzenie organizacji pracy wewnątrz zbiorników.

Na żądanie mogą być wykonane za zwrotem kosztów fotokopie oryginalnych artykułów omawianych w PBN. Zapotrzebowania należy kierować do Głównego Instytutu Dokumentacji Naukowo-Technicznej, Warszawa, ul. Li-goicka 8, lub do Głównego Instytutu Naftowego, Ośrodek Dokumentacji Nafty, Kraków, ul. Łobzowska 49.

ANKIETA

Państwowa Komisja Plan. Gospodarczego, Departament Techniki (Warszawa, Plac 3-Krzyży 5), zwraca się z poniższym apelem do Profesorów, Docentów, Adiunktów i Wykładowców Wyższych Szkół Technicznych, Pracowników Instytutów Naukowo-Badawczych, Pracowników Centralnych Laboratoriów, Biur Projektowych, Biur Konstrukcyjnych, Laboratoriów zakładowych i do ogółu inżynierów i techników.

Wykonanie zadań Planu 6-cioletniego wymaga ogromnego wzrostu kadr fachowych, realizacji szeregu zagadnień postępu technicznego, opanowania przez nas nowej techniki.

Zadania te nie będą mogły być wypełnione bez odpowiedniej jakościowo i ilościowo produkcji książek technicznych.

Dlatego też Plan 6-cioletni w zakresie książek technicznych przewiduje stopniowy wzrost książek technicznych do około 12.000 ark. wydawniczych w ostatnim roku planu, co odpowiada liczbie około 1.000 książek, zaś w ciągu 6-lecia produkcję ok. 40.000 ark. wyd., co odpowiada ilości ok. 3.500 książek.

Realizacja tak wielkiej ilości książek wymaga poważnej i długofalowej mobilizacji naszych kadr naukowo-technicznych do prac autorskich.

W celu umożliwienia planowej koordynacji tematyki prac autorskich, Departament Techniki Państwowej Komisji Planowania Gospodarczego ogłasza ankietę mającą na celu ustalenie potencjonalnych możliwości autorskich naszych kadr naukowo-technicznych.

Pozycje zgłoszone w ankiecie, wydanie których będzie uznane za celowe zostaną włączone do planów wydawniczych odpowiednich przedsiębiorstw wydawniczych, bez względu na terminy zakończenia prac.

Na wydanie prac włączonych do planów wydawniczych będą zawierane umowy, zaś realizacja ich pod względem wydawniczym nastąpi po złożeniu odpowiednio opracowanego maszynopisu pracy.

Departament Techniki prosi o nadesłanie wypełnionych ankiet najpóźniej w ciągu miesiąca od dnia ogłoszenia.

W ankiecie nie należy podawać prac, które już zostały włączone do planów przedsiębiorstw wydawniczych, lecz uwzględnić następujące dane:

1. dziedzinę techniki zamieszczonej pracy autorskiej i tytuł;
2. stopień i tytuł naukowy;
3. miejsce i stanowisko zatrudnienia;
4. poziom i przeznaczenie pracy;
5. przybliżona objętość pracy;
6. ilość rysunków;
7. datę doręczenia pracy;
8. czy praca została już wszczęta;
9. wstępny plan oddzielnej pracy autorskiej;
10. nazwisko i adres autora.

WYTWÓRCZOŚĆ GAZOLINY W PLANIE 6-LETNIM

