

2505/11.1950

5.56

# NAFTA

MIESIĘCZNIK POŚWIĘCONY NAUCE, TECHNICE, STATYSTYCE  
ORAZ ORGANIZACJI W PRZEMYSŁE NAFTOWYM

P. 626 / 50



STYCZEŃ-LUTY 1950

Nr 1-2 ROCZNIK VI



## T R E Ś Ć :

	Strona
1. Mgr Inż. Michał Gawliński: Utrata obiegu płuczki w otworach wiertniczych . . . . .	1
2. Mgr Inż. Władysław Tymiński: Sposób obliczania długości liny nawiniętej na bęben w wielu warstwach . . . . .	8
3. Dr. Inż. Stanisław Rachfał: Wytwarzanie się emulsji ropnych . . . . .	10
4. Mgr Aniela Stec: Badanie lekkich frakcji gazowych, metodą Podbielniaka . . . . .	15
5. Dł Olga Geschwind: Selektywna rafinacja furfurolem i krezolem pozostałości ropnych . . . . .	20
6. Władysław Dubis: Gospodarka cieplna w przemyśle naftowym . . . . .	22
7. Lek. Jan Z. Walczyński: Bezpieczeństwo pracy przy czynnościach wewnątrz zbiorników naftowych . . . . .	26
8. Mgr Inż. Bronisław Fleszar: Stanowisko Europy w światowym przemyśle naftowym . . . . .	32
9. Odwadnianie gazu jako środek przeciwdziałający tworzeniu się hydratów w rurociągach gazowych . . . . .	38
10. Wynalazczość i usprawnienia w przemyśle naftowym . . . . .	39
11. Kronika . . . . .	44
12. Bibliografia naftowa . . . . .	46

„Нефть“ № 1—2. Январь—Февраль 1950. Нефтяной Институт, Польша, Краков

## O G L A W I E N I E :

	Стр.
1. Mgr Inż. M. Gawliński: Potęra cyrkulacji promywnego roztworu w бурильных скважинах . . . . .	1
2. Mgr Inż. B. Tyminski: Metoda wyчисlenia dliny kanata namotanego na барабан в нескольких слоях . . . . .	8
3. Dr Inż. St. Rachfał: Возникание нефтяных эмульсий . . . . .	10
4. Mgr A. Stec: Исследование легких нефтегазовых погонов методом Подбиельника . . . . .	15
5. Dr O. Geschwind: Селективная рафинация фурфуролом и крезолом нефтяных мазутов . . . . .	20
6. B. Dubis: Тепловое хозяйство в нефтяной промышленности . . . . .	22
7. Врач Я. З. Вальчински: Безопасность труда при работах внутри нефтяных резервуаров . . . . .	26
8. Mgr Inż. B. Fleszar: Положение Европы в мировой нефтяной промышленности . . . . .	32
9. Обезвоживание газа как средство против образования гидратов в газопроводах . . . . .	38
10. Изобретательность и рационализация в нефтяной промышленности . . . . .	39
11. Хроника . . . . .	44
12. Нефтяная библиография . . . . .	46

„Petroleum“ Nr 1—2. January—February 1950. Petroleum Institute, Poland, Kraków

## C O N T E N T S :

	Page
1. Michał Gawliński M. sc.: Loss Circulation of Drilling Mud in Drilling Wells . . . . .	1
2. Władysław Tymiński M. sc.: Method of Calculation of the Length of a Multilayer Rope-Winding on a Winding Drum . . . . .	8
3. Stanisław Rachfał Dr sc.: Formation of Crude Oil Emulsions . . . . .	10
4. Aniela Stec B. sc.: Analysis of Light Gas Fractions by Podbielniak Apparatus . . . . .	15
5. Dr Olga Geschwind: Selective Solvent Refining of Crude Oil Residues Using Furfural and Cresol . . . . .	20
6. Władysław Dubis: Heat Economy in Petroleum Industry . . . . .	22
7. Jan Z. Walczyński: Safety in Working inside Petroleum Tanks . . . . .	26
8. Bronisław Fleszar M. sc.: Europe's Position in World Petroleum Industry . . . . .	32
9. Gas Dehydration as Inhibiting Factor for Hydrates Formation in Gas Pipe Lines . . . . .	38
10. Invention and Improvement in the Petroleum Industry . . . . .	39
11. Current News . . . . .	44
12. Bibliographic of Petroleum . . . . .	46



# NAFTA

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

REDAGUJE INSTYTUT NAFTOWY

Rok VI

Styczeń—Luty 1950 r.

Nr 1—2

Mgr Inż. Michał Gawliński  
Wiercenia Poszukiwawcze

## Utrata obiegu płuczki w otworach wiertniczych

Zdarzająca się podczas wiercenia obrotowego utrata płuczki obiegowej zdolna jest podważyć plan wiercenia w równym albo nawet wyższym stopniu, aniżeli to sprawić może jakikolwiek inny wypadek w czasie wiercenia otworu<sup>1)</sup>. W przeszłości rozwiązywanie tego problemu polegało na zabiegach prowadzonych „na czucie”, a stosowane materiały obierano raczej pod wpływem desperacji, aniżeli ze stanowiska ich przydatności. Liczne problemy, łączące się z utratą płuczki, nie należą do rzędu łatwo dających się rozwiązać. Atoli w oparciu o nowoczesne materiały oraz metody techniczne jesteśmy w możności w dużym stopniu ograniczyć nie tylko ilość przypadków, lecz także i groźbę ich pojawienia się.

Pod utratą obiegu płuczki rozumie się częściową lub całkowitą utratę jakiegokolwiek płuczki użytej podczas procesu wiercenia, spowodowaną wypełnieniem przez nią otwartych przestrzeni skalnych, jak pory, szczeliny, kawerny itp. Utratę płuczki należy odróżnić od normalnej straty, powstającej na skutek bez przerwy zachodzącego przesączania się fazy płynnej płuczki w ściany otworu niezarusowanego, oraz jednoczesnego tworzenia się wyprawy ilowej (z fazy stałej) na ścianach tego otworu. Płuczka wiertnicza może być dowolnego typu, jak ilowa, normalna lub obciążona, wzgl. zaprawiona specjalnymi dodatkami, lub o zasadzie olejowej. Stopień utraty płuczki uwarunkowany jest przepuszczalnością pokładu oraz naturą użytej płuczki.

Liczne czynniki, które wpływają wzgl. prowadzą do utraty płuczki, komplikują ich klasyfikację. Trudności z tym związane omiemy, jeśli utratę płuczki rozpatrywać będziemy w warunkach, w jakich ona zachodzi, a mianowicie:

- 1) wysokiego ciśnienia,
- 2) niskiego ciśnienia,
- 3) wynikłych na skutek szczelin skalnych.

W pierwszym przypadku utrata płuczki może nastąpić pod wpływem wysokich ciśnień wywartych na pokłady skalne. Do wysokich ciśnień zupełnie dowolnie zaliczamy takie, jakie wywiera płuczka o ciężarze właściwym wyższym od 1,44 kg/dm<sup>3</sup>, wzgl. wywołująca przyrost ciśnienia wyższy od

1,44 at. na każde 10 m przyrostu głębokości otworu. Poza tym rozważania nasze nie ograniczają się wyłącznie do skutków wynikających z ciśnienia wywołanego ciężarem samego słupa płuczki w otworze, lecz łącznie z ciśnieniami pochodzącymi z innych źródeł, ponieważ skutki jakiegoś wypadkowego ciśnienia, wywartego na pokład, pozostają zawsze takie same, bez względu na poszczególne źródła ciśnienia.

Jako niskie ciśnienie — również dowolnie — przyjmiemy takie, które wywołuje w otworze płuczka o c. wł. niższym od 1,44 kg/dm<sup>3</sup>. Utrata płuczki może się więc przejawiać przy ciężarach od 1,03 do 1,44 kg/dm<sup>3</sup> i to niekoniecznie w pokłady szczelinowate, o czym zresztą poniżej będzie mowa.

Wreszcie ostatnia grupa obejmuje sobą wszelkie utraty wynikłe wskutek natrafienia na szczeliny i kawerny skalne.

Następstwem utraty płuczki, przejawiającej się zanikiem obiegu płuczki, jest nieuchronne niebezpieczeństwo tworzenia się obsypów, przychwycenia narzędzia wiertniczego oraz wybuchów.

Celem przeciwdziałania tym wypadkom wynaleziono w ostatnich czasach rozmaite stosowne materiały oraz zastosowano specjalną technikę ich użycia. Tego rodzaju materiały powodują zatykanie i zasklepienie swobodnych przestrzeni skalnych do takiego stopnia, iż umożliwiają następne osadzenie się na całości wyprawy ilowej, wzgl. przyczyniają się do uszczelnienia w samym pokładzie.

W przypadkach, w których nie można tego skutku osiągnąć, nie pozostaje nic innego, jak rozpoczęcie na nowo wiercenia na innym miejscu, lecz z tak pomyślanym programem zarurowania, które umożliwiłoby zwalczanie stref chłonących płuczkę, odkrytych poprzednim wierceniem.

Przejdziemy obecnie do rozpatrzenia każdego z osobna typu utraty płuczki obiegowej oraz sposobów, które w ich zwalczaniu okazały się najbardziej skuteczne.

### 1. Utrata płuczki w warunkach wysokiego ciśnienia

Niewątpliwie najprostszy przykład utraty płynu w warunkach wysokiego ciśnienia stanowi wprasowanie w pokład zaprawy cementowej (squeeze

<sup>1)</sup> Opracowano na podstawie „Lost Circulation or Lost Returns“, Drilling Mud, listopad 1947 r.

cementing), celem zamknięcia gazu lub ropy. Tutaj ciśnienie wywierane przez słup płynu w otworze zwiększyć jeszcze można za pomocą pomp o ok. 350 atm. Jeśli bowiem słup płuczki o c. wł. 1,79 zdolny jest wyrzucić na pokład, zalegający w głębokości 1500 m, ciśnienie 268 atm. i jeśli do niego dołączy się jeszcze ciśnienie wywarte przez tłoczenie w wysokości 350 atm, wtenczas pod tak wysokim ciśnieniem jak 618 atm., nawet stosunkowo mało przepuszczalny pokład, albo też zapadnięcie się w pokład niewielkiej ilości materiału uszczelniającego, już spowodują znaczną utratę płuczki.

Zabieg wprasowywania zaprawy cementowej wymaga narzędzia złożonego z uszczelniaczy (pakerów), które szczególnie zamykają przestrzeń pierścieniową między zarurowaniem a przewodem tłoczącym, zapobiegając odpływowi ku górze. Wywarte ciśnienie wpędza w pokład skalny całą treść zaprawy cementowej. Rdzenie uzyskane z otworów zboczonych, po uprzednio dokonanej wprasowaniu cementu w otwory pionowe, przedstawiały partie skalne, na przemian z cementowymi, które dowodzą, że zaprawa wprasowana została przez szczeliny, utworzone na skutek rozkłucia wzgl. pęknięcia skały, prawdopodobnie wzdłuż płaszczyzn łupliwości, pod wpływem wywartego ciśnienia.

Niekiedy, w celach specjalnych, stosuje się nieco zmodyfikowany sposób wywierania ciśnień większych od hydrostatycznych, spowodowanych wyłącznie ciężarem słupa płuczki. Wykonuje się to, wierząc z zamontowanymi specjalnymi prewentarami przeciwwybuchowymi wzgl. uszczelniaczami, oraz równocześnie dławiąc wypływ za pomocą nipli redukcyjnych. W tym przypadku wypadkowe ciśnienie wywarte na pokład skalny równe jest wartości ciśnienia hydrostatycznego, powiększonego o przeciwcisnienie utrzymywane w rurach.

W wielu przypadkach trudno jest określić głębokość zalegania strefy chłonnaej płuczki, szczególnie w chwilach, kiedy w miarę postępującego wiercenia, zwiększa się ciężar właściwy płuczki. Może się bowiem zdarzyć, że „puści” wadliwie wykonane cementowanie ostatniej kolumny rur i pozwoli na przepływ ciężkiej płuczki do góry poza rury, w strefę chłonną płuczki. Stan ten daje się poprawić, dodając do płuczki obiegowej materiały zasklepiające i zatykające, tracąc przy tym stosunkowo znaczne objętości płuczki, zanim dodane materiały do stref tych nie zostaną przeniesione oraz w nich szczelnie osadzone.

Jeśli od chwili postawienia rur ciężar płuczki utrzymywany był bez zmiany i zaistnieje przypadek utraty płuczki, wtenczas z dużym prawdopodobieństwem można wyrokować, że płuczka ginie u spodu otworu względnie w jego pobliżu. Na podstawie tego wniosku zarządza się stosowne środki zaradcze.

Wreszcie utrata płuczki może nastąpić wskutek tworzenia się powały w pewnym miejscu ponad narzędziem wierzącym, zamykając pierścieniową przestrzeń oraz przejście dla odpływu płuczki (nie należy tego wypadku mieszać z obu co dopiero omówionymi przypadkami). Powałę spowodować może zbyt gruby narost wyprawy ilowej, zasyp, obranie się świdra iłem oraz nagromadzenie się urobku, szczególnie łatwo się zdarzające w miejscu przejścia

otworu z dymensji większej w mniejszą. Jakkolwiek byłaby tego przyczyna, wypadek ten zaraz daje się poznać po wzroście manometrycznego ciśnienia na tłoczniach, trudności w podciąganiu i obracaniu przewodu, jeśli nie wręcz w jego unieruchomieniu.

Jeśli powiedzie się podciągnięcie przewodu ponad powałę, obieg płuczki daje się wznowić i otwór odczyścić.

Ażeby nie dopuścić do ostateczności, już z chwilą uwidocznienia się pierwszych objawów tworzenia się powały, zapobiegliwy wiertnik sprawdzi własności płuczki obiegowej oraz zanalizuje procedurę wiercenia, uzyskując podstawy do powzięcia odpowiednich środków zaradczych, które zapobiegłyby katastrofie.

### Materiały uszczelniające

Materiały zatykające jak i zasklepiające, o których tutaj mowa, są materiałami tak organicznego jak i mineralnego pochodzenia, stałe lub półstałe. Dodawane są do płuczki, skoro przewiduje się, względnie już natrafia na pokłady o wysokiej przepuszczalności. Płuczka w tym przypadku spełnia rolę transportera donoszącego materiały do pokładu i następnie umożliwia drobnym cząstkom koloidalnym dokończyć dzieła uszczelnienia. Uszczelnienie pokładu następuje na skutek osadzenia się cząstek materialnych w sposób zwarty lub luźny, na podobieństwo gęstej kraty, coraz bardziej dławiąc ujścia swobodnych przestrzeni skalnych do chwili, w której możliwe jest już osadzenie się na nich normalnej wyprawy ilowej.

Materiały uszczelniające różnią się od materiałów zasklepiających tym, że te ostatnie wykazują pewien stopień sztywności. Niektóre materiały przejawiające w stanie suchym pewien stopień sztywności, w stanie zwilżonym ją tracą. Do nich należą takie jak, plewy, sieczka, torf itp., które nie mogą z tych względów spełniać roli materiałów zasklepiających. W charakterze materiałów zatykających używa się włókien roślinnych, o długościach wystarczających do utworzenia maty, zakrywającej wloty kanalików skalnych. Tego rodzaju mata tak dalece redukuje sobą wymiary swobodnych otworów skalnych, iż na nich już są zdolne osiadać cząstki ilowe, tworzące wyprawę ilową.

Działanie uszczelniające polega na przedostawaniu się cząstek zasklepiających aż do wnętrza kanalików, w których zatrzymane, ograniczają dalsze przedostawanie się treści płuczki. Skuteczność tych materiałów zależy w dużej mierze od stopnia odporności na zmiecie w stanie wilgotnym. Raporty wiertnicze notują wiele przykładów, w których takie materiały, jak łuski nasion bawełnianych, trociny, obierzyny buraków cukrowych, nie zapobiegły utracie płuczki obiegowej, podczas kiedy inne, jak blaszki miki, specjalnie spreparowane włókna roślinne, w krótkim czasie potrafiły doprowadzić do uszczelnienia skały.

Procesy fermentacyjne, którym podlegają materiały uszczelniające pochodzenia organicznego, mogą wywołać niszczące działanie na uszczelnienie, po krótszym lub dłuższym okresie czasu. Bakterie bowiem z łatwością atakują cukier i krochmal zawarty

w materiałach organicznych. Dlatego z włókien organicznych muszą być usunięte przed użyciem składniki ulegające rozkładowi.

Pospolicie używanym materiałem zasklepiającym jest lyszczyk (mika) w postaci drobnych blaszek, którym zaprawia się płuczkę, używając mieszalnika lejowego. Blaszkki miki płasko układają się na ścianach otworu wiertniczego, na podobieństwo dachówek na dachu. Stosunkowo duże płaskie powierzchnie blaszek zamykają albo zasklepiają wyloty kanalików, w które uchodzi płuczka. Doświadczenie wykazało, że po przywróceniu obiegu przy pomocy blaszek miki, ciężar płuczki można podnieść w znacznym stopniu, bez obawy o przykre następstwa.

Jeśli oczekuje się rychłego napotkania strefy chłonnaej płuczkę, wtenczas, zanim jeszcze świder nawierci główną strefę, dodaje się do płuczki materiały uszczelniające, albowiem zawczasu dodany materiał spełni swą rolę z chwilą nawiercenia pokładu przepuszczalnego. Jeśli natomiast płuczkę zaprawi się dopiero kiedy utrata jej już zachodzi, płuczka oczywiście dostarczy je do pokładu przepuszczalnego, ale który w międzyczasie wchłonie ją nie zaprawioną w ilościach proporcjonalnych do upływu czasu od zauważenia utraty, aż do chwili przywrócenia obiegu.

Utrata ciężkiej płuczki (tj. o wysokim ciężarze właściwym) zachodzi zazwyczaj w głębokich otworach, dowodząc tym samym, że powodem jej jest ciśnienie hydrostatyczne słupa płuczki, wywarne na pokład. Na przykład w głęb. 3000 m płuczka o ciężarze 1,92 wywiera na pokład ciśnienie sięgające 576 atm. Dla tego rodzaju ciśnień bardziej nadają się materiały raczej zasklepiające, aniżeli plastyczne, uszczelniające. Przeto do płuczki winna być dodawana mika w blaszkach oraz włókna roślinne. Tymi materiałami zaprawioną płuczkę podaje się do otworu, aż do chwili przywrócenia obiegu, albo aż się dojdzie do przekonania o niezbędności zastosowania innego sposobu zwalczania utraty płuczki.

Poważne wypadki bywały likwidowane dopiero po wtłoczeniu i stracie bardzo dużych ilości płuczki, zaprawionej blaszkami miki. Trudno znaleźć wytłumaczenie tego zjawiska, a to tym bardziej, że ilość dodanych do płuczki materiałów uszczelniających normalnie wystarczyłaby na utworzenie mocnego korka, gdyby materiały te zostały osadzone na ścianach otworu wiertniczego. Prawdopodobnie, pod wpływem wysokiego ciśnienia utworzone szczeliny w swej szerokości nie przekraczają kilka dziesiątych milimetra. Włókna wraz z miką, wypełniając owe wąskie otwory, zwiększają opór podczas przepływu płuczki. W przypadku, kiedy ten opór przewyższy ciśnienie hydrostatyczne płuczki, obieg zostaje przywrócony. Zwiększenie ciężaru płuczki może spowodować otworzenie się owych szczelin albo też dalszy przepływ przez dawne.

#### Zmniejszenie utraty przez redukcję ciśnienia hydrostatycznego

Zmniejszenia ciśnienia, wywieranego przez płuczkę na pokład, można dokonać zarówno obniżeniem ciężaru płuczki jak i ciśnienia wywieranego pompami. Czasami udaje się trudne zadanie zrównoważenie

ciśnienia pokładowego ciśnieniem płuczki. Jednakowoż nie należy zapominać przy tym, że granice, w których to zrównoważenie można utrzymać, zwykle są bardzo ciasne. Różnica 0,024 do 0,048 kg/dm<sup>3</sup> może decydować o utracie płuczki, niemniej jak i o dopływie do otworu płynu zawartego w pokładzie. Przyływ ten nie kontrolowany, może łatwo doprowadzić do wybuchu. Dlatego powyższy sposób nie jest zalecany, chyba że wobec zawodów doznanych przy stosowaniu innych metod oczekiwane rezultaty usprawiedliwiają narażenie się na związane z tym zabiegiem niebezpieczeństwo.

#### Cementowanie

Jeśli otwór wiertniczy znajduje się w należywym stanie, częstokroć we właściwy sposób przeprowadzone cementowanie przywraca utracony obieg płuczki. Celem polepszenia widoków powodzenia, cementowanie przeprowadza się, wprasowując porcję zaprawy cementowej w pokład. Podczas tego zabiegu z korzyścią posłużyć się można mieszaniną złożoną z 3 do 5% bentonitu oraz cementu, rozczyniając cement w wodzie w stosunku 54 do 70 litrów na 100 kg cementu. Cement użyty w wyżej podany sposób utworzy korek ze związanego cementu, który następnie się zwierca.

Tutaj należy wspomnieć o przypadku stosowania cementowania, którego celem wprawdzie nie jest bezpośrednio przywrócenie obiegu, lecz jest niezbędne na skutek powikłań, wywołanych utratą płuczki, w warunkach wysokiego ciśnienia. Chodzi o częste przypadki przychwycenia przewodu, przed przywróceniem obiegu płuczki. Użycie ciężkiej płuczki pokonuje wysokie ciśnienia pokładowe. Jeśli utrata płuczki przytrafiła się u spodu otworu, względnie w jego pobliżu, wtenczas instrumentacja chwyconego przewodu staje się nadzwyczaj niebezpieczna, o ile nie przywróci się utraconego obiegu płuczki. Położenie kresu utracie płuczki oraz ułatwienie prac instrumentacyjnych może sprawić wtłoczenie przez przewód do otworu pewnej ilości zaprawy cementowej, przy czym niezbędne jest utrzymywanie cementu pod ciśnieniem aż do chwili jego związania. Jeśli po związaniu cementu nie zachodzi utrata płuczki, ani też jakkolwiek przyływ do otworu, instrumentację przewodu przeprowadza się w sposób normalny. Czasem korzystnie jest pozostawić w otworze świder z obciążnikami oraz zboczyć oś otworu, celem dalszego pogłębiania. Ale w otworze zboczonym płuczka winna już być zaprawiona materiałami zwalczającymi utratę płuczki w pokłady chłonne, które mogą być przeciwieństwem przewiercane.

#### Zapobieganie utracie płuczki

Znajomość pokładów pozostających do przewiercenia, albo też prawdopodobieństwo zalegania horyzontów pod wysokim ciśnieniem, które wymagają zastosowania ciężkiej płuczki, pozwalają na ustalenie z góry takiego planu zarurowania, który by sprostał oczekiwanym warunkom wiercenia. W oparciu o nowoczesne sposoby regulowania własności płuczki wiertniczej, możliwe się staje odwiercenie dłuższych partii nie zarurowanego otworu, znajdującego się w normalnych warunkach ciśnienia. Atoli

z chwilą natrafienia na strefę wykazującą wysokie ciśnienie, najrozsądniejszą rzeczą jest zabezpieczyć otwór, stawiając w nim rury. Postawienie rur winno wyprzedzić możliwość przedzierania się płuczki o zwiększonym ciężarze w odsłonięte pokłady. Jeśli nie ulega żadnej wątpliwości, że pokłady zalegające poniżej rur przewodnikowych będą przepuszczać wzgl. chłonać płuczkę o c. wł.  $1,74 \text{ kg/dm}^3$ , wtenczas należy otwór zarurować, zanim zajdzie konieczność zastosowania płuczki właśnie o tym ciężarze. Inaczej konkretnie się wyrażając, w przypadku możliwości osiągnięcia głębokości 2700 m przy zastosowaniu płuczki o c. wł. niższym od  $1,74$ , oraz wobec prawdopodobieństwa konieczności użycia płuczki właśnie o c. wł.  $1,74$  z chwilą uzyskania głębokości 2850 m, należy się zdecydować na postawienie rur w którymś miejscu, na przestrzeni między 2700 a 2850 m.

Rozporządzając takim zarurowaniem otworu, uzyskuje się przestrzeń ochronną, do której, w przypadku jakichkolwiek powikłań, można uciec z przewodem wiertniczym, podczas stosowania zabiegów zaradczych. A jeśliby nawet doszło do przychwyceń przewodu, wtenczas stosunkowo niewielka ilość żerdzi pozostanie do wyinstrumentowania z niezarurowanego otworu.

## 2. Utrata płuczki w warunkach niskiego ciśnienia

Mówiąc o „niskim ciśnieniu“, mamy na uwadze warunki, wśród których zachodzi utrata płuczki w przepuszczalne pokłady, zwykle występująca w stosunkowo niewielkich głębokościach oraz przy ciężarze właściwym płuczki poniżej  $1,44 \text{ kg/dm}^3$ . Jeżeli charakter przewiercanych pokładów jest nam nieznan, rozpoznanie tego typu utraty płuczki nie przedstawia się tak wyraźnie, jak w przypadku nawiercenia szczelin.

Czym bowiem uwarunkowana jest utrata płuczki, leżąca w zakresie niskich ciśnień? Ze stanowiska zapobiegawczego, przejawiająca się w obrębie przepuszczalnych pokładów utrata płuczki (luźne żwiry, piaski i piaskowce wodonośne) uwarunkowana jest obecnością przynajmniej pewnej liczby poszczególnych kanalików, posiadających średnice przewyższające zdolność zasklepienia ich przez cząstki ilowe. Kanaliki skalne podczas przepływu cieczy przedstawiają zmienne opory, ponieważ ani wyloty ani też ich przeloty nie wykazują żadnej stałości przekrojów. Również i cząstki materialne płuczki nie dostawszy się do kanalików mogą spowodować zatkanie, jeśli nie silne ograniczenie przelotu.

Innym czynnikiem, który w utracie płuczki odgrywa poważną rolę, jest krzepnięcie płuczki na żel. Krzepnięcie dochodzące do skutku w kanalikach skalnych przedstawia inny typ oporu dla przepływu cieczy, a odpowiednio regulowane, częstokroć sprawnie przywrócenie obiegu płuczki.

W praktyce wiertniczej przyjmuje się, że porowate strefy, zawierające w sobie ciecz, znajdują się w normalnych warunkach ciśnienia pokładowego (przyrost ciśnienia  $0,1 \text{ at.}$  przypadający z każdym metrem głębokości otworu), o ile nie posiadają ciśnienia wyższego. Siła dążąca do przewyciężenia oporów podczas przepływu płuczki przez kanaliki

skalne równa się różnicy, jaka zachodzi między ciśnieniem hydrostatycznym słupa płuczki a ciśnieniem pokładowym.

Utrata płuczki w warunkach niskiego ciśnienia może przydażyć się w każdym terenie i w każdej głębokości. Głębokość, w której następuje utrata oraz związane z nią poczynania, winny wpływać na wybór materiałów i metod, mających na celu przywrócenie obiegu płuczki. Przejdziemy zatem do ich omówienia.

### Płuczka z bentonitu

Jeśli utrata płuczki przypada w głębokościach poniżej 1500 m, oraz wiadome jest, że wiercenie zostanie zakończone, wzgl. rury zostaną postawione przedtem, zanim wejdzie się w pokłady wymagające znacznego zwiększenia ciężaru płuczki, w tych przypadkach użycie płuczki z bentonitu przedstawia często skuteczny i prosty środek zaradczy.

Dlatego w celu uzyskania gęstej, silnie żelowej płuczki, zaprawia się płuczkę obiegową odpowiednią ilością bentonitu. Już dodatek 3 do 5% wag. bentonitu wystarcza, ażeby otrzymać płuczkę o takich własnościach, jaką otrzymalibyśmy, sporządzając płuczkę z 8 do 10% bentonitu i czystej wody. Od chwili pozostawienia płuczki w spokoju, po upływie 10 minut, wiskozymetr Stormera wykaże wytrzymałość strukturalną płuczki równą w przybliżeniu 200 gr. Tego rodzaju płuczka wypełniająca otwór przywróci obieg, jeśli skrzeplą głęboko w kanalikach skalnych żel będzie przedstawiał znaczną wartość wytrzymałości strukturalnej. Opór bowiem, jaki przedstawia skrzepla płuczka, przeciwstawi się dalszemu przepływowi płuczki przez kanaliki skalne a tym samym utracie płuczki. Nie znając ani charakteru ani też wymiarów kanalików skalnych, nie jest możliwe obliczenie wartości tych oporów.

Jeśli wyżej podanym sposobem powiedzie się przywrócenie obiegu, wówczas płuczkę należy sprowadzić do normalnej wiskozy oraz wytrzymałości strukturalnej (przez dodanie wody), po czym podjąć dalsze wiercenie.

W pewnych przypadkach skrzeplą w kanalikach żel przypuszczalnie wytrzymałby ciśnienie wyższe od normalnego, wywartego przez słup płuczki. Atoli, jeśli decydujemy się na zwiększenie ciężaru płuczki, to kierując się względami bezpieczeństwa, winno się jednak zarurować całą strefę porowatą.

W przypadku, kiedy zwiększenie wytrzymałości strukturalnej wcale nie wpływa na przywrócenie obiegu — w racjonalnych granicach czasu — wtenczas trzeba się uciec do innych sposobów, opisanych w poniższych ustępach.

W celu odzyskania obiegu, użycie silnie żelowych płuczek poleca się przy wszystkich głębokościach, lecz mniejszych od 1500 m. W większych bowiem głębokościach, ruchy przewodu wywołują znaczne opory w środowisku tego rodzaju płuczki, a podczas podciągania występuje działanie ssące (na podobieństwo tłoka), o ile dodatkiem wody lub obróbką chemiczną nie przywróci się płuczce normalnych własności. Jeśli przywrócenie normalnej wiskozy albo wytrzymałości strukturalnej żelu wymaga znacznych ilości wody, wtedy do płuczki

należy dodać odpowiednią ilość materiału obciążającego, w celu utrzymania ciężaru płuczki w wymaganych granicach.

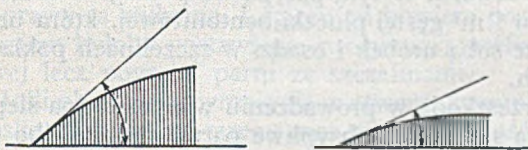
Najbardziej odpowiednią płuczką, powodującą zanik utraty obiegu w warunkach niskiego ciśnienia, wydaje się dobra płuczka iltowa, zaprawiona zarówno włóknami organicznymi jak i blaszkami miki. Włókna utworzą matę, zaś blaszki miki pokryją matę oraz pozostałe kanaliki skalne, a na całości płuczka osadzi giętki, nieprzepuszczalny osad iltu.

### Cementowanie

Jeśli materiały zatykające i zasklepiające zawiodą w przywróceniu obiegu płuczki, wówczas trzeba się uciec do zabiegu cementowania. Zwyczajny sposób cementowania polega na wlewni do otworu, przez przewód, zaprawy cementowej i po wydobyciu przewodu, odczekaniu na związanie zaprawy cementowej. Pozostały w otworze korek cementowy ulega następnie zwierceniu i jeśli nie zachodzi utrata płuczki, otwór przechodzi w stadium wiercenia. W przypadku, jeśli mimo przeprowadzonego cementowania pewna utrata płuczki w dalszym ciągu się zaznacza, powtarza się ten zabieg ponownie. Tego rodzaju cementowanie może spowodować uszczelnienie otwartej wierceniem strefy przepuszczalnej, lecz nie może zapobiec dalszej utracie, podczas wiercenia w pokładach znajdujących się poniżej cementowego korka.

Wyżej opisany sposób cementowania przewyższają pod względem skuteczności dwa inne sposoby, mianowicie posługując się: 1) mieszaniną cementu z bentonitem oraz 2) cementem szybko wiążącym.

Poważne przypadki utraty płuczki udaje się doskonale opanować, stosując cementowanie za pomocą cementu zmieszanego z bentonitem, z których sporządzona zaprawa posiada duży kąt zwilżenia. Zjawisko to łatwo można zaobserwować, wylewając na gładką płytę szklaną próbkę zaprawy cementu z bentonitem oraz podobną próbkę z czystego cementu. W pierwszym przypadku próbka przyjmie postać silnie uwypuklonej soczewki, o stromym kącie zwilżenia, podczas gdy w drugim, bez względu na koncentrację, zaprawa cementowa rozleje się na płycie tworząc krążek płaski, o małym kącie zwilżenia (rysunek). Bentonit bowiem dodany



do cementu udziela zaprawie pewnych cech żelu, co się przejawia między innymi dużym kątem zwilżenia oraz powoduje, że zaprawa w kanalikach skalnych będzie się raczej piętrzyć, aniżeli spływać — jak woda — do najniższego swego poziomu.

Zaprawa z cementu i bentonitu, w składzie 6 do 8 kg bentonitu — rozczywnionego w 7 l do 83 litrach wody — przypadające na każde 100 kg cementu, okazała się bardzo skuteczna w zwalczaniu utraty płuczki, w warunkach niskiego ciśnienia.

Zupełnie inaczej zachowuje się specjalny cement szybko wiążący. Zaprawa z niego sporzą-

dzona wykazuje mały kąt zwilżenia, tak charakterystyczny dla czystych cementów. Zaprawa cementowa utworzy korek tylko w najniższych położonych kanalikach skalnych. Należy też tutaj podkreślić, że rodzaj wody użytej do sporządzania zaprawy wpływa na czas wiązania takich cementów. Ta zmiana czasu wiązania nakłada na kierownictwo obowiązek starannego nadzoru, aby nie dopuścić do zacementowania przelotu w przewodzie.

Jednym z najmniej zrozumianych, wzgl. branych pod uwagę czynników podczas cementowania — mającego za zadanie naprawę utraconego obiegu — jest konieczność utrzymania równowagi między ciśnieniem pokładowym a ciśnieniem hydrostatycznym słupa cieczy w otworze. Ważność tego czynnika wynika z następującego rozważania. Jeśli zachodzi utrata płuczki w otworze, poziom jej opadnie o pewną odległość od powierzchni terenu. Stały poziom, na którym utrzymuje się zwierciadło płuczki, przedstawia graniczny punkt równowagi przy danym ciężarze użytej płuczki. Skoro do otworu dodamy pewną ilość tej samej płuczki, wtenczas po pewnym czasie zwierciadło słupa płuczki przyjmie ponownie poprzednio ustalony poziom, co oznacza, że tyleż płuczki przedostało się do przepuszczalnego pokładu, ile jej dołano z wierzchu. I odwrotnie, wydobycie przewodu z otworu powoduje dodatkowe obniżenie poziomu płuczki w otworze, co z kolei staje się powodem przyływu określonej ilości płynu z pokładu do otworu, aż do ustalenia się równowagi. A zatem, po przeprowadzeniu cementowania, wydobycie z otworu przewodu o znacznej długości może spowodować podniesienie się zaprawy cementowej w otworze, odsłaniając strefę chłonącą płuczkę, o ile natychmiast nie doda się odpowiedniej ilości płuczki na wierzch pozostałego w otworze słupa płynu, celem wyrównania straty objętości, spowodowanej wydobyciem przewodu. Przeciwnie, zbyt duża dodana objętość płuczki, podczas wydobycia przewodu, może spowodować opadnięcie poziomu zaprawy cementowej poniżej poziomu, od którego zaczynają się pokłady chłonące płuczkę, wpędzając zaprawę do pokładu. Stąd wypływa ważny wniosek, iż w przypadku, kiedy utrzymanie płynu w otworze wymyka się spod naszej kontroli, należy posługiwać się stosunkowo dużymi objętościami cementu, a to w tym celu, aby nadwyżka ciśnienia zużyta została na wtłoczenie pewnej ilości cementu w pokład, oraz ażeby pozostał w otworze znaczny słup cementu, osłaniający sobą cementowaną strefę chłonnych pokładów. Główną atoli przeszkodą w pozostawianiu wysokich słupów związanego cementu w otworze stanowi jego niepożądany wpływ, nadający świdrowi tendencję do zбочenia osi otworu, podczas zwiercania korka cementowego.

### Obniżenie ciśnienia hydrostatycznego

Jak już zauważyliśmy, przy pomocy materiałów koloidalnych tworzących żel, materiałów zatykających i zasklepiających oraz cementu, potrafimy sobie poradzić w przypadkach utraty płuczki i z nią związanej przerwy w obiegu.

Istnieją jednak wypadki utraty płuczki, które dają się zwalczyć, nie uciekając się do wyżej wymienio-

nych materiałów, lecz wyłącznie za pomocą regulacji ciśnienia hydrostatycznego. Jest to możliwe kiedy z całą pewnością wiemy, że w danym przypadku utrata płuczki stoi w związku wyłącznie z niskimi ciśnieniami pokładowymi i że przed nawierceniem pokładów o wyższych ciśnieniach w otworze zostaną postawione rury. Wtenczas obieg płuczki daje się przywrócić, zniżając ciśnienie hydrostatyczne, wywierane na pokład, przez obniżenie ciężaru właściwego płuczki. Widoki na powodzenie tego zabiegu można z góry rachunkiem przewidzieć, znając głębokość, w której utrzymuje się zwierciadło słupa płuczki, równoważące ciśnienie panujące w pokładzie, oraz c. wł. płuczki. Głębokość do której stale opada zwierciadło słupa płuczki łatwo daje się zmierzyć za pomocą pływaka, zapuszczonego do otworu na lince mierniczej, albo po prostu przewodem, odmierzając na nim, po wydobyciu, jego suchą długość. Rachunkowy sposób postępowania przedstawiają następujące dwa przykłady.

#### Przykład 1

Słup płuczki o c. wł. 1,20 przyjmuje ustalony poziom w głęb. 120 m od wierzchu. Strefa chłonna płuczkę zalega w głęb. 750 m od wierzchu. Obliczyć c. wł. płuczki, której ciśnienie hydrostatyczne w otworze zrównoważyłoby ciśnienie pokładowe.

Pozostający w otworze słup płuczki  $750 - 120 = 630$  m, posiadając c. wł.  $1,20 \text{ kg/dm}^3$ , wywiera na pokład chłonny ciśnienie  $630 \cdot 1,20 = 75,6$  at., które widocznie jest równoważone ciśnieniem pokładowym.

Równowarte ciśnienie, jakie wywarłby słup płuczki wypełniającej cały otwór, otrzymamy, zniżając c. wł. płuczki, który w tym wypadku winien wynosić

$$75,6 : \frac{750}{10} = 1,008 \text{ kg/dm}^3$$

Wynika zatem w danym przypadku, że redukcja c. wł. okazuje się niecelowa, ponieważ płuczka przedstawiałaby wodę, zaledwie zabarwioną item.

#### Przykład 2

Ustalony w otworze poziom płuczki o c. wł. 1,20 znajduje się w głęb. 30 m od wierzchu; pokład chłonny znajduje się w głęb. 750 m od wierzchu. Należy przywrócić pełny obieg płuczki, zniżając ciśnienie hydrostatyczne, wywierane na pokład chłonny.

Słup płuczki utrzymujący się w statycznej równowadze  $750 - 30 = 720$  m, posiadając c. wł. 1,20, wywiera na pokład chłonny ciśnienie  $720 \cdot 1,20 = 86,4$  at., które nawzajem jest równoważone ciśnieniem pokładowym. Równowarte ciśnienie słupa płuczki wypełniającej cały otwór, otrzymamy przy c. wł. płuczki

$$86,4 : \frac{750}{10} = 1,15 \text{ kg/dm}^3$$

W powyższych obliczeniach pominięto ciśnienia wywierane przez pompy. Tutaj przypomniemy, że manometryczne ciśnienia pompowe bardzo się różnią od ciśnień panujących przy świdrze, a to na skutek strat spowodowanych pokonywaniem oporów podczas przepływu płuczki przez żerdzie przewodu,

a które to opory trudne są do rachunkowego ujęcia. Jednakowoż celem uwzględniania wpływu ciśnienia manometrycznego na pokład, obliczoną wartość ciężaru właściwego płuczki nieco obniżamy.

W naszym przypadku przyjmiemy przeto c. wł. płuczki w granicach od 1,10 do 1,12, rozcieńczając płuczkę o c. wł. 1,20 wodą, oraz dodając następnie nieco bentonitu. W tych warunkach istnieje prawdopodobieństwo przywrócenia obiegu płuczki za pomocą obniżenia ciśnienia hydrostatycznego.

#### Chemiczne żele i masy plastyczne

Zastosowanie chemicznych żelów oraz mas plastycznych nie wyszło jeszcze ze stadiów eksperymentalnych. Istota procesu polega na podaniu pompami płynu do pokładów chłonnych płuczkę. Płyn, przechodząc w stan stały lub masę plastyczną, zatyka kanaliki skalne. Stosowanie powyższych materiałów wymaga dość dokładnej znajomości głębokości, w której zachodzi utrata płuczki oraz regulowania ruchu płynu (uchwycenie punktu równowagi) w otworze, podczas okresu zestalania się. Po udoskonaleniu, metoda powyższa w przyszłości odda niewątpliwie wiertnictwu duże usługi.

#### Wiercenie „na ślepo“

Wiercenie „na ślepo“ może znaleźć zastosowanie w pewnych wypadkach utraty płuczki w warunkach niskiego ciśnienia. Mianem powyższym zwykle określa się wiercenie przy pomocy wody, kiedy cały urobek w zupełności się traci wskutek znoszenia go i osadzania w szczelinach pokładowych. Oczywiście metoda ta wymaga olbrzymich ilości wody. Pompy muszą wydawać ze siebie tak duże objętości, które zdolne by były do utrzymania w przestrzeni pierścieniowej wystarczającej prędkości przepływu, umożliwiającej unoszenie tworzącego się pod świdrem urobku w strefę chłonną i nie pozwalającej na opadanie jego w otworze. Po każdym odwierceniu partii otworu na długość wrzeczona, przed dodaniem żerdzi, należy utrzymywać pompy w ruchu, celem wypłukania otworu z urobku, w przeciwnym bowiem przypadku opadający urobek łatwo mógłby sprawić przychwycenie przewodu.

Częstokroć gruby urobek, którego nie może ze sobą unieść prąd wtłaczanej wody, gromadzi się na dnie otworu. W tym przypadku pomaga wtłoczenie około  $1 \text{ m}^3$  gęstej płuczki bentonitowej, która uniesie ze sobą urobek i osadzi w szczelinach pokładowych.

Przeszkodą w prowadzeniu wiercenia „na ślepo“ mogą się okazać obsypliwie partie otworu albo pokłady zawierające pod ciśnieniem gaz i ropę.

Wodę o przyplwywie artezyjskim, wydzielającą się z otworu, można wykorzystać podczas wiercenia, o ile nie przeszkadza ona w robotach szybowych. Jeśli potrzeba, można regulować przepływ wody artezyjskiej, dolewając do pierścieniowej przestrzeni między rurami a przewodem płuczkę itową. Dodaje się bowiem tyle płuczki itowej, aż zwierciadło płynu w pierścieniowej przestrzeni opadnie o parę metrów poniżej powierzchni terenu. Dalsze dodawanie płuczki itowej następuje, jeśli poziom płynu w pierścieniowej przestrzeni sięga niemal powierzchni terenu.



Podczas wiercenia „na ślepo“ nie ma mowy o czynieniu jakichkolwiek spostrzeżeń dotyczących ropy i gazu. Wiercenie „na ślepo“ zacieśnia źródła geologicznego rozpoznania tylko do pomiarów elektrycznych, ponieważ tak próbki jak i płuczka stają się niedostępne do badania. Z wymienionych powodów oraz ze względu na niebezpieczeństwo wybuchów i przychwyceń przewodu należy natychmiast postawić rury, skoro tylko świder przewierci pokłady chłonące wodę.

### 3. Utrata płuczki wskutek szczelin skalnych

W przypadku nagłej i zupełnej utraty płuczki w otworze należy wnosić, że tego rodzaju utrata spowodowana została uciekaniem płuczki w szczeliny lub kawerny odsłonięte otworem wiertniczym. W dalszym ciągu pod ogólnym wyrażeniem szczeliny skalne rozumieć będziemy tak szczeliny jak i kawerny znajdujące się w pokładzie, o ile nie jest niezbędne ich rozróżnienie. Szczeliny skalne mogą posiadać znaczny zasięg, a może nawet i połączenia z dalszymi tego rodzaju swobodnymi przestrzeniami. Napotyając je, świder często „przepada“ o długość do kilkudziesięciu centymetrów. Przestrzenie te mogą być wypełnione cieczami lub gazem, wzgl. mogą okazać się próżne. W usiłowaniu zatkania lub wypełnienia owych nieszczelności, tłoczono olbrzymie ilości płuczki, wreszcie wody z domieszanymi dodatkami w postaci siewki słomianej, liny albo worków.

Kawerny pochłaniają zazwyczaj niekończące się ilości płuczki. Jeśli ciecz zawarta w kawernie znajduje się pod własnym ciśnieniem, wtenczas bezpośrednio po utracie obiegu następuje jej przyptyw do otworu albo też wybuch gazu. Również ciecze zawarte w pokładach, zalegających powyżej kawern, znajdują sposobność przedarcia się do otworu, z chwilą utraty obiegu płuczki. Utwory luźno osadzone, jak piaski i żwir, wskutek utraty płuczki mogą obsunąć się i spowodować przychwylenie przewodu wiertniczego. Jeśli pokłady typu szczelinowego wypełnione są płynem, wówczas poziom płuczki w otworze opadnie tak dalece, aż jej ciśnienie hydrostatyczne zrównoważy się z ciśnieniem pokładowym. W takim przypadku, jeśli na przestrzeni między butem rur a miejscem utraty płuczki zachodzi silne obsypywanie się ścian otworu, szanse poprawy są znikome. Logicznym bowiem postępowaniem byłoby postawienie rur poniżej strefy sypkiej lecz powyżej partii ze szczelinami.

Jeśli płuczka utrzymuje się w otworze stosunkowo blisko powierzchni terenu oraz posiada gęstość znacznie przewyższającą gęstość wody, często można odzyskać obieg w wystarczającym stopniu, obniżając ciężar właściwy płuczki. Wtenczas płuczka obiegowa osadzi większość urobku w szczelinach. Jeśli ten sposób postępowania spełni pokładane w nim nadzieje, wówczas przewierca się szczelinowatą strefę, zabezpiecza rurami oraz przechodzi do normalnego dalszego wiercenia.

Atoli płyny zawarte w odsłoniętych pokładach, które zalegają powyżej strefy ze szczelinami, mogą omawiany sposób w bardzo dużym stopniu skomplikować, chyba że płynem okaże się woda, której przepływ może być wykorzystany na cele płuczki

obiegowej, o ile tylko przyptyw lub też użycie wody w charakterze płuczki nie będą powodem tworzenia się obsypów.

### Wiercenie „na ślepo“

Częstokroć wiercenie „na ślepo“ — jak opisano poprzednio — może dopomóc do przejścia przez utwory szczelinowate. Ale te same niebezpieczeństwa przychwycenia przewodu oraz wybuchów przedstawiają większą groźbę w strefach szczelinowatych w porównaniu z poprzednim przypadkiem. Tak samo i tutaj należy postawić rury po przejściu pokładów z kawernami.

### Cementowanie

W większości wypadków, zanim podejmie się dalsze wiercenie, konieczną — jeśli nie wręcz niezbędną — rzeczą jest przywrócenie normalnych warunków, zmienionych skutkiem nawiercenia utworów szczelinowatych. Zwyczajnie polega to najpierw na próbach z zastosowaniem materiałów zatykających i zasklepiających, lecz w przypadku występowania kawern, próby te rzadko kiedy dają pomyślne rezultaty.

Do wypełnienia albo zasklepienia kawern ze wszystkich materiałów najlepiej nadaje się mieszanina cementu z bentonitem. Do spełnienia tego zadania użycie zaprawy z czystego cementu wymagałoby bez porównania większej ilości cementu. Różnica między obu rodzajami zapraw — jak to już poprzednio stwierdziliśmy — zaznacza się w cechach żelowych, wykazywanych przez zaprawę cement + bentonit, a znajdujące swój wyraz, między innymi, w dużym kącie zwilżenia. Zaprawa z czystego cementu spływa, na podobieństwo wody, w najniższej położone partie kawern czy szczelin. Jakikolwiek zwiększenie stosunku wody do cementu przyczyni się tylko do utworzenia rzadszej zaprawy, która przepływając dłuższe drogi, powoduje cieńsze nawarstwienia wypełniające szczeliny.

Cement zmieszany z bentonitem w stosunku np. 8 do 10 kg bentonitu rozczynionego w 85 do 100 litrów wody na każde 100 kg cementu, utworzy żelowy cement wykazujący kąt zwilżenia większy od 45°, a to oznacza, że cement wlany przez żerdzie będzie się piętrzył, tworząc stożkowatą masę w kawernie. Cały zabieg cementowania, przeprowadzony kilkakrotnie powtórzonym podawaniem cementu do otworu, w odstępach wystarczających do każdorazowego związania cementu, utworzy stożek z cementu, sięgający powały kawerny.

Naturalną dodatnią cechą zaprawy bentonitowo-cementowej jest jej odporność na rozcieńczenie wodą, znajdującą się w kawernie. Skoro na skutek cementowania kawerna została zasklepiona i obieg płuczki przywrócony, wówczas przystępuje się do zwiercania pozostałego korka cementowego w otworze, po czym otwór przechodzi w stadium normalnego wiercenia. Opisane tutaj postępowanie często pozwala na oszczędzanie kolumny rur oraz skrócenie całkowitego czasu wiercenia.

### 4. Materiały zapobiegające utracie oraz przywracające obieg płuczki

Korzystne będzie również zaznajomienie się z materiałami produkowanymi przez firmę Baroid Sales

Division, stosowanymi w zagranicznym przemyśle naftowym, w przypadkach utraty płuczki obiegowej.

„Akważel” (Aquaigel), wprowadzony w użycie w 1929 r., jest dokładnie zmielonym bentonitem, który nadaje płuczce wiertniczej — między innymi — wysoką wiskozę oraz wytrzymałość strukturalną, przy niskim ciężarze właściwym. Obie wymienione własności okazały się w wysokim stopniu pożądane podczas zwalczania utraty obiegu. Dodatek 28 do 50 kg akważelu na 1 m<sup>3</sup> zwykłej płuczki ilowej, albo rozczynienie 85 do 105 kg akważelu w 1 m<sup>3</sup> wody, utworzy płuczkę wiertniczą zdolną zapobiec wzgl. odzyskać utracony obieg, nawet w piaskowcach silnie przepuszczalnych.

„Micatex” reprezentuje specjalnie spreparowaną mikę, która dodana do płuczki wiertniczej zapobiega lub zwalcza średnio się zaznaczającą utratę płuczki. Płatkowa budowa miki zapewnia skuteczne uszczelnienie średnio przepuszczalnych pokładów. Micatexu dodaje się w stosunku od 20 do 50 kg na 1 m<sup>3</sup> płuczki; zresztą w dodawanych ilościach kierować się należy potrzebami zależnymi od zmiennych okoliczności. Zazwyczaj znaczne ilości Micatexu dodaje się w przeciągu stosunkowo krótkiego czasu, np. pół godziny i powtórnie dopiero za kilka godzin później. Niewątpliwie Micatex bierze udział w budowie wyprawy ilowej, tworzącej się na ścianach otworu, nawet w przypadku, jeśli na ścianach uprzednio już wyprawa została utworzona. W ten sposób Micatex stopniowo ubywa z płuczki obiegowej, atoli najszybciej wkrótce po jego dodaniu.

W zwalczaniu utraty obiegu bardzo korzystne w skutkach okazuje się stosowanie „Micatexu” w kombinacji z „Fibertexem”, który to ostatni przyczynia się do pełniejszego uszczelnienia, ani-

żeli to może sprawić każdy z wymienionych materiałów z osobna. Micatexu nie należy dodawać do zapraw cementowych, ponieważ może on niekorzystnie wpływać na prawidłowe wiązanie cementu.

„Fibertex” jest materiałem z włókien roślinnych, uodpornionych na gnicie, które nie zachodzi nawet w przypadku pozostawiania ich w płuczce przez długie okresy czasu. Wprowadzony do użytku w 1936 roku, przewyższa on wszystkie inne włókniste materiały, stosowane do tej pory w zwalczaniu utraty płuczki. Składa się on z dokładnie zmieszanych dłuższych i krótszych włókien, które tworząc na ścianach otworu matę, skutecznie uszczelniają liczne rodzaje skał przepuszczalnych, normalnie wymagających cementowania. Dodaje się go w ilości 100 kg na 1 m<sup>3</sup> płuczki.

„Jelflake” przedstawia się w postaci lekkich, giętkich skrawków z celofanu, które zatykają porowate skały. Dodawany jest w ilościach 20 do 60 kg na 1 m<sup>3</sup> płuczki.

„Cement żelowy” sporządza się, dodając małą ilość akważelu do cementu budowlanego czy też specjalnego. Otrzymana zaprawa wykazuje duże zalety w poważnych wypadkach utraty obiegu płuczki, a to na skutek cech żelowych nadanych zaprawie przez akważel. Bez porównania większe ilości czystego cementu są potrzebne dla wykonania danego zabiegu, aniżeli w przypadku użycia cementu zmieszanego z bentonitem. W dodatku, skoro domiesza się akważel do cementu, można użyć większego stosunku wody do cementu, dając w rezultacie oszczędność oraz redukcję ciężaru jednostkowego zaprawy, która nie jest już zdolna do przebywania tak dalekich dróg, jak o wyższym ciężarze.

Mgr Inż. Władysław Tymiński

Centr. Zarząd Przem. Naft.

## Sposób obliczania długości liny nawiniętej na bęben w wielu warstwach

Poniżej wyprowadzone wywody i obliczenia mają za zadanie rozwiązanie tego rodzaju zagadnień, jak obliczenie długości liny o danej średnicy, którą można nawinąć na bęben o istniejących wymiarach, lub odwrotnie — odpowiedni dobór bębna dla liny o danej długości i średnicy. Obliczenia te mogą być również pomocne w praktyce ruchowej, jeśli chcemy skontrolować, czy będziemy w możności wykorzystać posiadany bęben dla liny, którą możemy rozporządzać przy wymaganej długości itp.

Oznaczamy przez:

$L$  — całkowitą długość liny nawiniętej na bęben, w metrach,

$D$  — średnica rury bębnowej w mm,

$d$  — średnica liny w mm,

$E$  — szerokość bębna (odległość między tarczami) w mm,

$i$  — ilość warstw liny nawiniętej na bęben,

$z$  — ilość zwoi w jednej warstwie,  $z = \frac{E}{d}$ ,

$D_i$  — średnica ostatniej (zewnątrznej) warstwy liny w mm,

$D_t$  — średnica bocznej tarczy bębna w mm.

Średnica „ $D_i$ ”, oraz w ogóle średnice poszczególnych warstw liny liczone są zawsze do środka liny.

Średnica pierwszej warstwy liny nawiniętej na bęben będzie wynosiła:

$$D + d \text{ mm}$$

Zważywszy, że lina w każdej następnej warstwie układa się w rowkach powstałych między zwojami poprzedniej warstwy, odległość między środkami dwóch warstw leżących na sobie wyniesie

$$\frac{d}{2} \cdot \sqrt{3} \text{ mm.}$$

Średnica zatem następnej warstwy powiększy się w stosunku do poprzedniej o wielkość  $d \cdot \sqrt{3}$  mm.

Te zależności są ściśle dla liny o powierzchni dokładnie walcowej i układającej się warstwą na warstwie bez wgniatania. W rzeczywistości te założenia

nie sprawdzają się. Dlatego też w następnych rozważaniach, w których przyjmujemy je za podstawę, należy pamiętać, że są one obarczone błędem, którego skutkiem jest nawinięcie na bęben nieco większej długości liny niż to wynika z wyprowadzonych wzorów.

Długość liny w pierwszej warstwie wyniesie  
 $\pi \cdot z \cdot (D + d)$  mm

długość liny w drugiej warstwie wyniesie  
 $\pi \cdot z \cdot (D + d + d\sqrt{3})$  mm

długość liny w trzeciej warstwie wyniesie  
 $\pi \cdot z \cdot (D + d + 2d\sqrt{3})$  mm

i tak dalej. Wreszcie długość liny w warstwie rzędu „i” wyniesie

$$\pi \cdot z \cdot (D + d + (i - 1) d \sqrt{3}) \text{ mm.}$$

Dodając do siebie wszystkie powyższe zależności, otrzymamy długość liny nawiniętej na bęben w „i” warstwach. Pamiętajając, że „L” ma być wyrażone w metrach, napiszemy:

$$1000L = \pi z [i (D + d) + d \sqrt{3} (1 + 2 + 3 \dots + (i - 1))]$$

ponieważ

$$1 + 2 + 3 + \dots + (i - 1) = 1/2 i (i - 1),$$

$$\text{przeto } 1000L = \pi z [i (D + d) + 1/2 d \sqrt{3} i (i - 1)]$$

uwzględniając, że  $z = \frac{E}{d}$  i dokonując transformacji, otrzymamy wreszcie:

$$L = \frac{i \pi E}{1000 d} [D + d + 1/2 d \sqrt{3} (i - 1)] \quad (1)$$

Średnica ostatniej (zewnątrznej) warstwy liny „D<sub>i</sub>” musi być przynajmniej o wielkość „d” mniejsza od średnicy tarczy bocznej bębna „D<sub>t</sub>”. Wysokość zatem swobodnego miejsca na bębnie wyniesie:

$$1/2 (D_t - d - D) \text{ mm.}$$

Z drugiej strony grubość „i” warstw liny, które muszą się na tym miejscu zmieścić wyniesie:

$$1/2 d + (i - 1) \frac{d}{2} \sqrt{3} \text{ mm.}$$

Porównując ze sobą obie te wielkości, otrzymamy równanie, z którego możemy wyliczyć wielkość „i”:

$$\begin{aligned} 1/2 (D_t - d - D) &= 1/2 [d + (i - 1) d \sqrt{3}] \\ i &= \frac{D_t - [D + d (2 - \sqrt{3})]}{d \sqrt{3}} \end{aligned} \quad (2)$$

a zewnętrzna średnica tej warstwy liny wyniesie:

$$D_i = D + d + (i - 1) d \sqrt{3} \text{ mm} \quad (3)$$

Jeśli mamy do czynienia z bębniem istniejącym, wszystkie jego wymiary mogą być poznane drogą bezpośrednich pomiarów. Średnicę liny znamy również. Możemy więc, obliczywszy z wzoru (2) ilość warstw „i”, wstawić tę wartość do wzoru (1) i obliczyć z niego długość liny „L” w metrach, którą możemy nawinać na bęben. Jeśli z obliczenia wypadnie ilość warstw ułamkowa (np. 11,6), wówczas należy zaokrąglić ją do najbliższej mniejszej wartości całkowitej (w tym wypadku 11), aby mieć pewność, że średnica zewnętrznej warstwy nie okaże się większa od zewnętrznej średnicy tarczy

bębnowej, wzgl. od tej średnicy, którą z góry zakreśliliśmy jako nieprzekraczalną.

W praktyce ruchowej może powstać pytanie odwrotne — czy na danym bębnie zmieści się dana długość liny o danej średnicy, odpowiadająca głębokości danego odwiertu.

Odpowiedź na to pytanie otrzymamy, obliczając z równania (1), w ilu warstwach ta lina ułoży się na bębnie i określając z równania (3), jaka będzie średnica ostatniej (zewnątrznej) warstwy.

Rozwiązując równanie (1) względem „i”, otrzymujemy:

$$i^2 + \left( \frac{2\sqrt{3}}{3} \cdot \frac{D}{d} + \frac{2\sqrt{3}}{3} - 1 \right) \cdot i - \frac{2000 \sqrt{3}}{3\pi} \cdot \frac{L}{E} = 0$$

Skąd

$$\begin{aligned} i &= - \left( \frac{\sqrt{3}}{3} \cdot \frac{D}{d} + \frac{2\sqrt{3} - 3}{6} \right) \pm \\ &\pm \sqrt{\left( \frac{\sqrt{3}}{3} \cdot \frac{D}{d} + \frac{2\sqrt{3} - 3}{6} \right)^2 + \frac{2000\sqrt{3}}{3\pi} \cdot \frac{L}{E}} \end{aligned}$$

Ponieważ  $2\sqrt{3} > 3$ , przeto wielkość zawarta w nawiasach będzie zawsze dodatnia i wskutek tego cały pierwszy wyraz będzie zawsze ujemny. Dlatego w celu otrzymania praktycznego rozwiązania, bierzemy pierwiastek ze znakiem dodatnim. Wykonujemy działania liczbowe i piszemy:

$$\begin{aligned} i &= \sqrt{(0,577 \cdot \frac{D}{d} + 0,077)^2 + 365,63 \frac{L}{E}} - \\ &- (0,577 \cdot \frac{D}{d} + 0,077) \end{aligned} \quad (4)$$

Obliczoną z powyższego wzoru wartość „i”, zaokrągloną do najbliższej większej wartości całkowitej, wstawiamy do wzoru (3) i z niego obliczamy wartość „D<sub>i</sub>”.

Aby można było zmieścić na bębnie żadaną długość liny, musi być spełniony warunek:

$$D_i + d \leq D_t$$

Przykład 1

Jaka długość liny o średn. 18 mm zmieści się na bębnie, którego średnica rury wynosi 380 mm, średnica tarczy bocznej — 800 mm, a odległość między tarczami — 1000 mm?

Ze wzoru (2) obliczamy:

$$i = \frac{800 - [380 + 18 (2 - \sqrt{3})]}{18 \sqrt{3}} = 13,55 \text{ warstw.}$$

W myśl tego, co powiedzieliśmy powyżej, zaokrąglamy tę wielkość do 13 i wstawiamy do równania (1):

$$\begin{aligned} L &= \frac{13 \cdot \pi \cdot 1000}{1000 \cdot 18} [380 + 18 + \frac{18\sqrt{3}}{2} (13 - 1)] = \\ &= 1324 \text{ m} \end{aligned}$$

Jest to całkowita długość liny mieszcząca się na bębnie. Ponieważ przy odwijaniu liny z bębna należy zostawić około 2/3 ostatniej warstwy nawiniętej, co wyniesie

$$\frac{2}{3} \cdot 1000 \cdot \frac{1}{18} \cdot \pi (380 + 18) = \sim 46 \text{ m}$$

przeto dla obsługi odwiertu pozostanie:

$$1324 - 46 = 1278 \text{ m}$$

## Przykład 2

Czy na bębnie, o wymiarach jak wyżej, zmieści się 950 m liny o średn. 25 mm?

Z równania (4) obliczamy:

$$i = \sqrt{(0,577 \frac{380}{25} + 0,077)^2 + 365,63 \frac{950}{1000}} - (0,577 \frac{380}{25} + 0,077)$$

$i = \sqrt{16,9 + 347,35} - 8,77 = 11,83$  warstw, którą to wielkość zaokrąglamy w myśl poprzednich wywodów do  $i = 12$  i wstawiamy do równania (3):

$$D_i = 380 + 18 + (12 - 1) 18 \sqrt{3} = 739 \text{ mm}$$

Warunek  $739 + 18 \leq 800$  jest spełniony, ponieważ  $757 < 800$ .

Dr Inż. Stanisław Rachwał

Krosn. Kopalnictwo Naftowe

## Wytwarzanie się emulsji ropnych

Historia rozbudowy kopalnictwa naftowego i eksploatacji znacznej części złóż ropnych charakteryzuje się zjawiskiem stopniowego przenikania i przedostawania się wody w horyzonty ropne i coraz to większego zawodnienia złóż ropnych<sup>1)</sup>. Woda może przenikać z wodonośnych warstw, usytuowanych powyżej horyzontów ropnych, w złożo ropne nie tylko w następstwie niewłaściwego zamykania wody w otworze wiertniczym, ale często spotyka się ją w samym roponośnym złożu, lub oddzieloną od niego cienką warstwą, która nie może stanowić przegrody przeciwdziałającej przesączaniu się wody.

W warunkach, w których przeprowadza się proces eksploatacji, wszystkie mechaniczne oddziaływania na mieszaninę ropy i wody wywołują dyspersję jednej cieczy w drugiej, co doprowadza do tworzenia się emulsji ropnej. Wnosząc z danych statystycznych, około  $\frac{1}{3}$  całej ropy wydobywa się z wnętrza ziemi w formie emulsji. Emulsja złożona z ropy i wody stanowi wszędzie źródło jednej z najważniejszych strat przemysłowych.

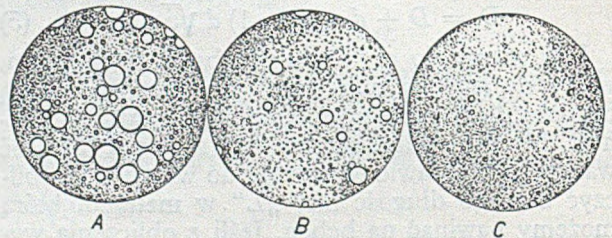
Śród wielu problemów technicznych, związanych z ochroną bogactw przyrody, konieczność usunięcia wody z emulsji ropnej i walka z emulgowaniem ropy, celem uzyskania pełnowartościowego handlowego produktu, przedstawia się jako jedno z najważniejszych zagadnień eksploatacyjnych.

### I. Emulsje ropne i ich teoria

Pod nazwą emulsji rozumiemy układ 2-ch ciekłych faz, wzajemnie się nierozpuszczających, z których jedna, znajdując się w przeważającej ilości, tworzy fazę zwartą względnie zewnętrzną, a druga zawieszona w pierwszej pod postacią drobniutkich kuleczek, stanowi fazę rozproszoną (wewnętrzną). Emulsje naftowe przedstawiają, w większości wypadków, masę drobniutkich kropelek wody, otoczonych cieniutką błoną nierozpuszczalnych w wodzie asfaltów, żywic i innych ciał, przyczepionych do powierzchni kuleczek, rozproszonych w ośrodku ropnym, który w tym wypadku stanowi fazę zwartą. Emulsje, w których woda tworzyłaby fazę zewnętrzną (zwartą) a ropa

wewnętrzna (rozproszona), rzadko się pojawiają. Jeszcze rzadziej zdarzają się w jednej i tej samej mieszaninie wody i ropy równocześnie obydwa typy emulsji. W tego rodzaju emulsjach, rozproszone w ropie kropelki wody ujawniają się jako emulsje, których ropa znajduje się w fazie rozproszonej. Takiego rzędu emulsje nazywamy podwójnymi.

Struktura naturalnych emulsji ropnych jest bardzo niejednolita, nie tylko w różnych miejscach jednego i tego samego pochodzenia lub też w różnych odwiertach jednej i tej samej kopalni, ale nawet w jednym i tym samym otworze wiertniczym w różnych okresach jego eksploatacji. W niektórych emulsjach, w których woda niezwiązana emulgatorem istnieje w formie stosunkowo dużych kropelek, może ona stosunkowo szybko osiąść, przy odstawianiu, na dnie zbiornika; emulsje drugiego typu posiadają już wyraźną trwałość, a zawarta w nich woda nie ujawnia żadnej dążności do oddzielenia się od ropy. Tylko, w wyniku łączenia się najdrobniejszych cząsteczek wody, tworzą się kropelki dostatecznej wielkości, osadzające się w ropie. Takie uporczywe emulsje przysparzają najwięcej pracy, tak przy eksploatacji, jak i też w procesie przeróbki ropy. Na tej podstawie emulsje ropne dzielą się na emulsje uporczywe i emulsje niestałe, w zależności od szybkości łączenia się w ropie wodnych kropelek i ich osiadania, lub zdolności tej mieszaniny do pozostawania w niezmiennym stanie. W ropie nieodwodnionej spotyka się zwykle wodę zarówno w formie emulsji, jak i w stanie zawieszonym. Rys. 1 przedstawia typowe mikrofotografie emulsji



A—emulsja niestała; zawartość wody i stałych ciał = 45%; wysoki procent zemulgowanej wody w stosunkowo dużych kroplach, B—średnia wielkość cząstek emulsji; zawartość wody i ciał stałych = 24%; krople drobniejsze niż pod A. C—„gęsta” emulsja wytworzona przy gas-licie; zawartość wody i ciał stałych = 24%; skrajnie drobne cząsteczki zemulgowanej wody

Rys. 1. Rysunek mikroskopowy typowych emulsji ropnych (powiększenie 70-krotne)

<sup>1)</sup> Opracowano na podstawie monografii G. B. Shea, Practices and methods of preventing and treating crude-oil emulsions.

ropnych przy rozmaitych wielkościach cząsteczek fazy dyspersyjnej.

Zgodnie z ogólną teorią emulsji, trwałość emulsji ropnych zależy od następujących czynników:

- 1) obecność emulgatora i jego własności fizyczne i chemiczne,
- 2) „wiek“ emulsji, oraz
- 3) procentowy stosunek substancji składowych.

### 1. Koloidy ochronne

Obecność w mieszaninie, złożonej z 2-ch wzajemnie nierozpuszczających się płynów, emulgatora rozpuszczonego koloidalnie w danym ośrodku dyspersyjnym, zwanego również koloidem ochronnym, jest o trwałości emulsji najbardziej decydującym czynnikiem.

Wykazano, że zjawisko zwiększonej koncentracji na powierzchni roztworu występuje w tych wszystkich wypadkach, w których jedna substancja (np. asfalt) jest w drugiej (ropie) koloidalnie rozpuszczona i posiada różne napięcie powierzchniowe. Substancje o niższym w stosunku do drugiej fazy (wody) napięciu powierzchniowym (asfalt), nagromadzać się będą w większej ilości na powierzchni granicznej roztworu koloidalnego (ropy), otaczając w tym wypadku kuleczki fazy rozproszonej (wody) cienką błonką ochronną cząstek koloidu, nierozpuszczalnych w drugiej fazie (wodzie).

Substancje te nagromadzają się na powierzchniach odgraniczających dwa płynne ośrodki i wytwarzając błonki ochronne, przeciwstawiają się wzajemnemu zlewaniu się (koagulacji) cząsteczek fazy rozproszonej. W razie nieobecności emulgatora uporczywa emulsja się nie wytworzy.

Na ogół wszystkie typy rop i głębinnych solanek zawierają substancje posiadające tego rodzaju właściwości emulgujące. Mogą one jednak znacznie różnić się między sobą własnościami fizycznymi i chemicznymi oraz swoją aktywnością.

Nie dające się rozbić błonki, mogą często wytrzymać znaczne ciśnienia i niszczące działania mechaniczne, bez ujawnienia koagulacji. Dlatego też wszystkie niemal sposoby rozkładu emulsji ropnych opierają się głównie na niweczeniu właśnie działania tych emulgatorów. Niemalą też rolę odgrywają w tych warunkach i własności wody.

### 2. Wpływ „wieku“ emulsji na ich trwałość

Wodno-ropne emulsje przedstawiają się jako systemy pozbawione trwałej równowagi. Wedle praw termodynamiki systemy tego rzędu, w swojej stałej dążności do osiągnięcia tej równowagi, nie znajdują się nigdy w stanie spokoju. Dlatego też z biegiem czasu zwiększa się ich stabilność, a równocześnie wzrasta odporność na dehydrację.

Jak wyjaśniono wyżej, emulgatory, stanowiące część składową wydobywanej z odwiertu ropy lub solanki, adsorbują się na powierzchniach, odgraniczających fazy emulsyjne. Dlatego one winne się przemieszczać albo migrować z ropy lub solanki w kierunku tych powierzchni granicznych, a na takie przemieszczenie potrzebują pewnego, określonego czasu. Skład emulgatorów jest bardzo zmienny, a ich właściwości są nadzwyczaj różnorodne, więc oczywiście i czas potrzebny

do tego rodzaju przemieszczenia się, w każdym poszczególnym wypadku, nie będzie jednakowy. Różnica, jaka ujawnia się między „starymi“ a „młodymi“ emulsjami w odniesieniu do dehydracji, uzależnia się częstokroć od tego czynnika czasu.

Tak jak czynnik czasu związany jest nieodłącznie z uporczywością danej emulsji, tak i „wiek“ emulsji przybiera na znaczeniu i z nim należy się liczyć. Pod słowem „wiek“ należy jednakowoż rozumieć nie bezwzględny przeciąg istnienia danej emulsji, ale odnośny czas, w porównaniu z czasem potrzebnym do osiągnięcia przez emulsję jej maksymalnej stałości. Innymi słowami, z 2-ch emulsyj istniejących po 2 godziny, jedna może pozostawać w „młodym“ wieku, gdy równocześnie wedle wieku należy traktować drugą jako bardzo starą, jeżeli będziemy je oceniać z punktu widzenia ich stabilności i zdolności do przeróbki.

### 3. Wpływ procentowej zawartości wody na zdolność mieszaniny wodo-ropnej do emulgowania

Czynnikiem, wpływającym do pewnego stopnia na zdolność emulgowania ropy i wody, okazuje się procentowy stosunek wody i ropy w wydobytej cieczy. Laboratoryjne badania, przeprowadzone celem oznaczenia wpływu koncentracji wody i ropy, wykazały, że emulsje pojawiają się przy różnorodnych stosunkach tych składników, przy czym największej zdolności do emulgowania odpowiada pewien dla danego gatunku produktu oznaczony stosunek obu składników.

Często, przy małej zawartości wody w ropie, otrzymuje się bardziej uporczywą emulsję, niż przy większej jej zawartości. Oczywiście nierzadkie są wypadki, kiedy odwierty dające małe ilości wody, wytwarzają emulsje znikające niemal bez śladu, przy zwiększeniu ilości wody powyżej wiadomej granicy, uzależnionej od rozmaitych warunków. W miarę wzrostu zawartości wody, zwiększać się będzie ilość emulsji, aż do osiągnięcia tej granicy, w której całkowita ilość ropy będzie mogła przejść w emulsję. Po jej przekroczeniu może nastąpić stopniowe obniżenie się ilości emulsji, przy równoczesnym wydzieleniu się wody. Ogólnie można przyjąć, że proces emulgowania ropy przybiera mniej ostre formy, jeżeli ilość wydobywanej wody zbliży się do granicy produkowanej równocześnie ropy albo ją przekroczy. Wpływ temperatury ropy lub porywanego, mieszanego z ropą gazu może również w tworzeniu się emulsji i jej stabilności odegrać znaczną rolę.

## II. Warunki powodujące tworzenie się emulsji i środki zapobiegawcze

Intensywne mieszanie się wydobywanej równocześnie z odwiertu wody i ropy stanowi główną przyczynę wytwarzania się emulsji ropnych. Otrzymuje się je albo w następstwie szybkiego podnoszenia się w otworze wiertniczym gazów i ich przenikania przez mieszaninę wody i ropy pod postacią wielkiej masy pęcherzyków, lub też pod wpływem gwałtownego przeciskania się ropy i wody przez stosunkowo małe otwory.

Uważa się za ogólnie znany fakt, że emulsje ropne w złożu nie wytwarzają się lub tylko — i to stosunkowo bardzo rzadko — w małej ilości. Mogą się one natomiast wytwarzać w chwili przedostawania się ropy i wody do otworu wiertniczego. Lepkość emulsji, w wielu wypadkach, przewyższa lepkość ropy i wody, wziętych każdej z osobna. Przy laboratoryjnych doświadczeniach, przeprowadzonych przez Bureau of Mines, potrzeba było ciśnienia 70,5 at., aby przecisnąć emulsję zwyczajnego typu przez warstwę piasku o grubości  $\frac{1}{2}$ " (12,7 mm) o wymiarach ziarenek 200 mesz (średn. 0,074 mm). Co więcej, piasek w takich wypadkach służy jakoby za filtr i raczej niweczy emulsję, niż sprzyja jej wytworzeniu. A zatem, jeżeli emulsja wytworzyła się daleko od otworu wiertniczego, to nie dojdzie ona nigdy do odwiertu. Jednakowoż emulgowanie może zachodzić w tych miejscach, gdzie przy tworzeniu się emulsji znajdują się kawerny i szczeliny, przez które woda i ropa, w następstwie wysokiego gazowego ciśnienia, mogą szybko przeciekać.

Przy doświadczeniach, przeprowadzonych w kalifornijskim uniwersytecie, wykazano, że szybkość przesuwania się strumienia ropy i wody poprzez piaszczyste, roponośne warstwy jest w normalnych warunkach zbyt niska dla wytworzenia się emulsji. Wyjątki mogą nastąpić tylko w tym wypadku, gdy w bezpośrednim sąsiedztwie od ścian otworu szybkość wypływu cieczy zwiększy się na tyle, że emulgowanie może nastąpić. Istnieją natomiast oczywiste argumenty na to, że emulsje wytwarzają się albo w samych odwiertach i w ich mechanicznych eksploatacyjnych urządzeniach, lub na powierzchni ziemi w przewodach odpływowych i urządzeniach tłoczeniowych. Niewątpliwie, w niektórych wypadkach sama metoda eksploatacyjna sprzyja emulgowaniu. Samoczynny wypływ z odwiertów wybuchowych, regulowany zwięzkami, i „gas-liftowa” lub „air-liftowa” eksploatacja przyczyniają się przede wszystkim do wytwarzania się emulsji. Często emulgowanie zachodzi przedtem, zanim ciecz wyjdzie z wylotu odwiertu. Jeżeli emulgowanie zachodzi już po wypływie mieszaniny płynów z odwiertu, to można temu zapobiec przez prawidłowe zorganizowanie ruchu między odwiertem a zbiornikami składowymi. Wobec tego, że najbardziej ważnym czynnikiem wpływającym na gęstość emulsji i jej odporność na dehydrację okazuje się intensywność mieszania się obu składników, to oczywiście wszystkie formy zabiegów, zmierzające do obniżenia tego przemieszania, będą bardzo pożyteczne. Gdzie jednak okaże się niemożliwe obniżenie tego mieszania się obu cieczy do bezpiecznej wielkości na drodze mechanicznej, to należy sięgnąć do wykorzystania substancji chemicznych, celem zapobieżenia lub zmniejszenia emulgowania.

### 1. Oznaczenie przyczyn emulgowania

Zanim przystąpi się do rozpatrzenia licznych możliwości, mających na celu obniżenie kosztów w walce z emulsjami, należy dokładnie oznaczyć przyczyny ich wytwarzania się. Przyczyny te w rozmaitych miejscach lub odwiertach mogą być

rozmaite. Jedne i te same warunki w jednych wypadkach sprzyjają tworzeniu się emulsji, a w drugich — oddzielnemu wydobywaniu ropy i wody.

Doświadczenie wykazało, że emulsje mogą się pojawiać i znikać zarówno w odwiertach jak i urządzeniach do gromadzenia ropy, a zatem i warunki ich powstawania są bardzo różnorodne.

### 2. Pobieranie próbek

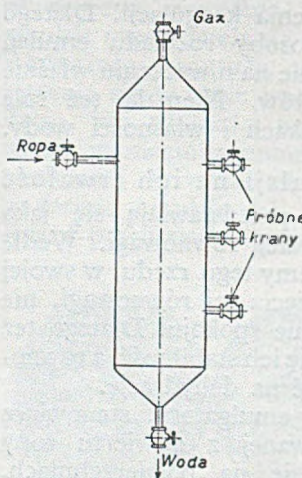
Przy oznaczaniu przyczyn emulgowania, należy szczególniejszą uwagę poświęcić sposobowi pobierania próbek. Należy przy tym dokładnie się upewnić, czy pobrane próbki będą dla danego płynu w badanym systemie wzorowe i charakterystyczne. Przy nieumiejętnym bowiem lub niedbałym ich pobieraniu rezultaty badań będą nieprawdziwe, a wnioski mylne.

Pobieranie próbek przez zwyczajne odpuszczenie spod kranu armatury, umieszczonej u wylotu odwiertu, lub z rurociągu między odwiertem a miernikiem, niemal na pewno nie da właściwego obrazu o rzeczywistym stopniu emulgowania. Szereg doświadczeń potwierdza, że prawie we wszystkich wypadkach ujawnienia emulsji w próbkach pobranych z kranów odpustowych, emulsja ta wytwarzała się w samym kranie, w następstwie przemieszania się cieczy w wąskim otworze, przez który pobierało się próbkę. W próbkach pobranych tą drogą z odwiertów, produkujących zupełnie czystą, od wody oddzieloną ropę, okaże się zawsze kilka procentów emulsji, tylko że to nie będzie charakterystyką produktu danego odcinka.

Wedle metody opracowanej przez Geologiczny Instytut USA w Kalifornii, wytwarzaniu się emulsji przy pobieraniu próbek zapobiega się skutecznie, posiłkując się około 3 m długą rurką miedzianą o niewielkiej średnicy ( $\frac{1}{16}$ " ,  $\frac{1}{8}$ " lub  $\frac{3}{16}$ " ), którą łączy się z kranem odpustowym przy pomocy nipla. Próbkę pobiera się bardzo wolno, bez mieszania i przy umiarkowanym spadku ciśnienia. Wymiary stosowanej przy tym rurki oznacza

się ilością gazu wydobywanego w danym miejscu z ropą i ciężaru właściwego ropy. Jeżeli, przy danej ilości gazu, w rurce o średnicy  $\frac{3}{16}$ " zachodzi wytwarzanie się pęcherzyków i przemieszanie strugi ropnej, to należy użyć rurki o mniejszej średnicy.

Przy innej metodzie pobiera się próbki przy pomocy zbiorniczka z konicznymi denkami (rys. 2)



Rys. 2. Bomba do pobierania próbek

o pojemności około 1 galona (3,78 litra). Bomba zaopatrzona jest w  $\frac{1}{2}$ " wpustowy nipel z wentylem, umocowanym z boku i służącym do połączenia bomby z odwiertem. Na przeciwległej stronie cylindra, w równym od siebie oddaleniu, znajdują się 3 próbne krany. Na konicznych wierzchołkach

końców walca są również przyspojone niple z wentylami  $\frac{1}{8}$ ". Górny wentyl służy do wypuszczania gazu, a dolny do spuszczenia płynu. Jeżeli przyrząd jest napełniony wodą i połączony z armaturą wylotową odwiertu, to pobieranie próbki przeprowadza się, bez jakiegokolwiek mieszania, w trakcie wolnego odpuszczenia wody, wypełniającej przyrząd, przez jego dolny otwór. W chwili kiedy woda zostanie w zupełności zastąpiona płynem, pobranym z odwiertu, zamyka się wszystkie wentyle i przyrząd odłącza się od odwiertu. W takich warunkach, dzięki niemal zupełnie równomiernemu ciśnieniu między przyrządem a odwiertem, zapobiega się mieszaniu próbki i emulsja się nie wytworzy.

Próby porównawcze, przeprowadzone z opisanymi powyżej przyrządami, wykazały, że frakcje próbek pobranych przy pomocy bomby są zgodne z frakcjami próbek ujętych przy posiłkowaniu się miedzianymi rurkami o średnicy  $\frac{1}{16}$ " i  $\frac{1}{8}$ ", natomiast próbki pobrane rurką o średnicy  $\frac{3}{16}$ " dały nieco wyższe ilości emulsji. Probka pobrana bezpośrednio z odpustowego wentyla dała frakcję o zawartości emulsji 11,5% w tym czasie, gdy odpowiadający jej wynik, otrzymany przyrządem Geologicznego Instytutu USA z rurkami  $\frac{1}{16}$ " i  $\frac{1}{8}$ ", wynosił 0,40%, a bombą 0,46%. W danym więc wypadku całkowita ilość emulsji wytworzyła się przy wentylu odpustowym.

### III. Wytwarzanie się emulsji w odwiertach samoczynnych i gas-liftowych

W odwiertach samoczynnych, eksploatujących razem z ropą wodę, zachodzi silne przemieszanie podnoszącego się płynu, pod wpływem pęcherzyków gazu, który wydobywa się z roztworu ropy przy obniżeniu ciśnienia. Dlatego w samoczynnych odwiertach wytwarzają się często szczególnie uporczywe emulsje. Mieszanie się ropy z wodą zachodzi w samoczynnych odwiertach szczególnie burzliwie, gdy większe objętości gazu, przeciskając się przez zasuwę i inne urządzenia dławiące, wstrzymują płyn w jego ruchu. Próbki pobierane przy pomocy bomby spod dyszy dławiącej produkcję wykazują, że w niektórych wybuchowych i gas-liftowych odwiertach ropa i woda w rurach eksploatacyjnych są już zupełnie zemulgowane. Walczyć z tym zjawiskiem można przez regulowanie przeciwcisnienia na wypływ w taki sposób, aby oddziaływanie gazu było minimalne. Obniżenia emulsacji można również dokonać, przez zwiększenie przekroju rurek produkcyjnych, przez co uzyskuje się zmniejszenie szybkości ruchu płynu.

Przyczyny wytwarzania się emulsji w gas-liftowych odwiertach są takie same jak i w odwiertach samoczynnych. Emulsje, wytwarzające się przy stosowaniu gas-liftu, wykazują skrajnie wysoką uporczywość, w następstwie intensywności mieszania się strugi ropy z wodą w rurach eksploatacyjnych pod wpływem wywieranego przez gazy nacisku. W praktyce stosowania gas-liftu zdarzały się niekiedy wypadki wytwarzania się tak lepkich emulsji, że czynność odwiertu została zahamowana. Wywierane bowiem przez stację kompresorową ciśnienie gazu okazało się już do podniesienia

płynu niewystarczające. Nierzadkie są wypadki obecności w cieczy wydobywanej z gas-liftowych odwiertów ponad 60—70% emulsji, w stosunku do ogólnej objętości płynu. Lepkość tych emulsji niekiedy bywa taka, że można je usuwać łopata i składać jak wilgotną ziemię.

#### 1. Emulgowanie w urządzeniach dławiących

Tendencja mieszaniny ropy z wodą do emulgowania się w odwiertach samoczynnych, produkujących pod wpływem wysokiego ciśnienia, znacznie się zwiększa przy przebijaniu się płynu przez stosunkowo nieduże otwory w zasuwach, dyszach i korkach, umieszczonych w przewodach wypływowych celem utrzymania w odwiercie przeciwcisnienia. Chociaż w podnoszących ku górze ciecz rurkach eksploatacyjnych wytwarza się ruch wirowy, a nierzadko mogą zaistnieć warunki dla pełnej przemiany wodo-ropnej mieszaniny w emulsję, to w większości wypadków w samoczynnych odwiertach emulgowanie następuje przy dyszy regulującej u wylotu odwiertu, gdzie zachodzi silny ruch wirowy, w następstwie szybkiego rozszerzania się objętości gazu. Im większy jest spadek ciśnienia na dyszy, tym intensywniejsze jest emulgowanie i tym większa jest gęstość wytwarzającej się emulsji.

Na licznych gas-liftowych odwiertach udało się w znacznym stopniu obniżyć procent emulgowania przez usunięcie dysz na rurkach produkcyjnych, a podtrzymanie pożądanego przeciwcisnienia w gazowym separatorze. Wszelkie urządzenia wgłębne, wmontowane w rurki produkcyjne u wlotu lub w pobliżu dolnego końca rurek, w których strumień gazu rozbija się na cienkie strugi, sprzyjają emulgowaniu się mieszaniny wody i ropy. Po usunięciu tych przysposobień, emulgowanie w otworze, produkującym oba płyny, najczęściej się obniża.

W jednym z odwiertów udało się o kilka procent obniżyć emulgowanie drogą wymiany wentyla zwrotnego w dolnej części kolumny rurek eksploatacyjnych na prostą gładką rurkę. W innych otworach wiertniczych zaobserwowano wzmoczenie się emulgowania w gas-lifcie ciągłym przy prostym, otwartym końcu rurek, przejście natomiast na gas-lift okresowy, dawało znaczne obniżenie wytwarzającej się emulsji.

Wiele zależy w takich wypadkach od typu dyszy. Niektóre typy dysz iglicowych wywołują wytwarzanie się wirów, a tym samym potęgują emulgowanie. Korzystniejsze w tych wypadkach okazały się dysze typu rurowego Ventury, obniżające wytwarzanie wirów w strumieniu ropy, a zatem i emulgowanie.

W zagłębniach ropnych w Zachodnim Teksasie i Oklahomie, w pracy nad obniżeniem emulgowania się ropy w samoczynnych odwiertach zostały osiągnięte dobre rezultaty, dzięki zaopatrzeniu rurek eksploatacyjnych dyszami wgłębnymi. Ilość wytwarzanej emulsji po tym zabiegu silnie się obniżyła, a w niektórych wypadkach przestała się zupełnie wytwarzać. Przy pomocy tego zabiegu udało się również obniżyć wydatki na walkę z emulgowaniem. Jedną z towarzystw wydobywania ropy

umieściło 12 węglanych dysz produkcyjnych w typowych, samoczynnych otworach wiertniczych, w złożach Zachodniego Teksasu i Oklahomy. W następstwie tego, obniżono procent emulgowania z 3 do 0,6%, gdy równocześnie ilość niezwiązanej wody zwiększyła się z 5 do 6,9%. Wydatek na chemikalia dla obróbki wydobytej ropy obniżył się do połowy, a konieczność nagrzewania prawie zupełnie odpadła.

## 2. Wprowadzenie chemicznych substancji do regulującej dyszy

Wprowadzenie niewielkiej ilości chemikaliów w strugę płynu, przy przepływie przez dyszę, zapobiega często emulgowaniu, a w każdym wypadku znacznie je osłabia. Przy jednym z doświadczeń, przeprowadzonych na kopalniach Seminol (Oklahoma), próbka płynu pobrana przed dyszą wykazywała 20% emulsji i 30% wody, próbka zaś ujęta po przepływie tej cieczy przez dyszę zawierała 35% emulsji i 15% wody; czyli po przejściu płynu przez dyszę ilość emulsji wzrosła o 15%. Po wprowadzeniu chemikaliów do dyszy, w próbce ujętej po przepływie przez dyszę stwierdzono tylko 8% emulsji i 32% wody, czyli w następstwie doprowadzenia odczynnika chemicznego obniżono zawartość emulsji w ropie o 27%.

Doświadczenia przemysłowe wykazały ponadto, że w niektórych gas-liftowych odwiertach, przy doprowadzeniu chemikaliów u wylotu otworu wiertniczego do dyszy, zamiast praktykowanego poprzednio wprowadzania ich do spodu odwiertu, otrzymuje się taką samą obniżkę emulsji, przy znacznie mniejszym zużyciu chemikaliów. W pewnym wypadku osiągnięto również dużą ekonomię w materiale chemicznym przy wprowadzeniu małej tylko części tegoż odczynnika na dno odwiertu, a większej jego ilości do dyszy.

## 3. Wtłaczanie wody w strugę płynu do dyszy lub na dno odwiertu

Wobec tego, że stopień dyspersji wody w ropie zależy od proporcji, w jakiej te dwa płyny mieszane ze sobą równocześnie występują, przy małej ilości wody ropa emulguje się szybciej i zupełnie niż przy większej. Wprowadzając zatem do emulsji wodo-ropnej w nadmiarze wodę, można emulgowanie znacznie osłabić. Wychodząc z tego założenia, okazuje się niekiedy jako korzystne doprowadzenie do otworów samoczynnych lub gas-liftowych — produkujących małe ilości wody, ulegającej całkowitemu zemulgowaniu — równej ilości wody, albo nawet przewyższającej ilość produkowanej ropy. Z uwagi na wyższy ciężar właściwy solanki i szereg innych jeszcze przyczyn, okazało się przy tym celowe doprowadzenie wody słonej a nie słodkiej.

Wedle danych, zaczerpniętych z literatury amerykańskiej, w pewnym wypadku z odwiertu, który produkował 63,5 m<sup>3</sup> ropy i 70800 m<sup>3</sup> gazu przez regulującą dyszę o średnicy 3/4", wydobywano nie dużą ilość wody. Woda ta przy przepływie przez dyszę ulegała całkowitemu zemulgowaniu, przy czym wytwarzało się około 40% uporczywej emulsji. W następstwie wtłaczania do odwiertu

przed dyszą około 6,3 m<sup>3</sup> na godzinę solanki, obniżono zawartość emulsji w przybliżeniu do 5%, po czym ropa poddawała się skutecznie dalszej obróbce.

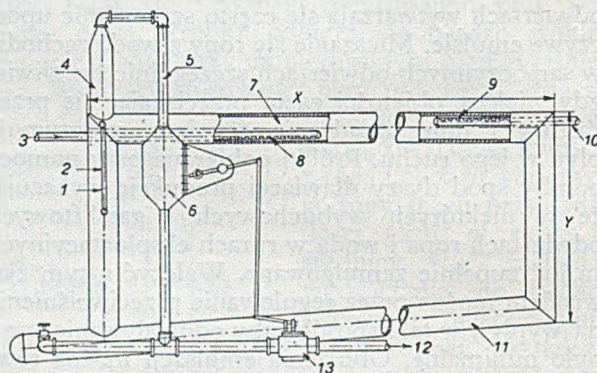
Posiadając więc na kopalni dostateczną ilość solanki, jeżeli wydatki na jej wtłaczanie nie są zbyt wysokie, naprowadzony wyżej sposób walki z wytwarzaniem się uporczywych emulsji zasługuje na większe uwzględnienie. Jednakowoż nie wyklucza się możliwości takiego splotu warunków, że w rezultacie wprowadzenie wody do dyszy nie tylko nie obniży emulgowania, ale przeciwnie, powiększy je.

## 4. Wykorzystanie wodo-ropnych separatorów

Już wiele lat temu technicy naftowi, głównie w stanach Arkansas, Teksas i Kalifornia, walczyli z emulsjami ropnymi wytwarzającymi się przy dyszy, u wylotu odwiertu i jakkolwiek jej całkowicie nie usunęli, to w każdym wypadku do niepożądanego zjawiska znacznie osłabili. W tym celu skierowali wydobytą ropę z odwiertu bezpośrednio do specjalnego odwadniacza wysokiego ciśnienia, zwanego „trapem“, w którym woda, ropa i gaz oddzielały się od siebie, przed przejściem przez dyszę. Zasada działania separatora tego typu polegała na wykorzystaniu różnicy ciężarów właściwych ropy, gazu i wody, przy obniżonej szybkości przepływu w zwiększonym znacznie, w porównaniu z rurkami eksploatacyjnymi, przekroju odwadniacza.

Istnieje wiele typów tego rodzaju „trapów“, ponieważ — od czasu do czasu — dokonuje się tych lub innych, nieznacznych zresztą, zmian konstrukcyjnych.

Rysunek 3 wyobraża separator, do którego doprowadza się ropę, wodę i gaz bezpośrednio



1 — plynoskaz, 2 — poziom rozdzielu wody i ropy, 3 — 4" rurociąg z odwiertu, 4 — kolpak gazowy, 5 — 4" rura, 6 — regulator poziomu, 7 — 12 1/2" rura, 8 — nacięcie w dolnej części rury dopływowej, 9 — nacięcie w górnej części przewodu odpływowego, 10 — do dyszy regulującej, 11 — woda, 12 — odpływ wody, 13 — wentyl do wypuszczenia wody, x — w przybliżeniu 40 stóp (12,2 m), y — 4 stopy (1,2 m)

Rys. 3. Separator „trap“ do rozdzielu wody i ropy

z otworu wiertniczego 4-calowym rurociągiem (3). Wylot tego rurociągu sięga w przybliżeniu 1,5 m w głąb „trapa“. Posiada on w dolnej części szczeliny, przez które ciecz dopływa do wnętrza separatora. Koniec rury zakryty jest zaślepką. Przejście płynu z 4" rurociągu do 12 1/2" rury separatora, powoduje znaczną obniżkę szybkości strumienia. Woda pod wpływem różnicy ciężarów właściwych osiada na dnie „trapa“, ropa i gaz gromadzą



się w górnej części separatora, po czym wypuszczone zostają przez regulującą dyszę do rurociągu odpływowego (10). Pływakowy regulator poziomu gazu (6) nastawia się w taki sposób, aby poziom wody w separatorze ustawiał się w środku, między krańcowym górnym a krańcowym dolnym położeniem pływaków. Pływak doprowadzony jest do działania przy pomocy wody. Górny korpus regulatora złączony jest 4-calowym przewodem z gazowym kołpakiem. W zależności od podniesienia pływaków w górę lub w dół, wentyl, wypuszczający wodę, otwiera się lub zamyka przy pomocy mechanizmu dźwigniowego, łączącego pływak z wentylem.

Przy należytych ustawieniach i uregulowaniu, „trap” tej konstrukcji powinien wypuszczać wodę nieprzerwaną strugą rurociągiem (12). Ciśnienie robocze jest kontrolowane regulowaną dyszą. Najlepsze wyniki uzyskiwano przy ciśnieniu roboczym

7,3 at. i więcej, jakkolwiek wiele „trapów” pracuje skutecznie i przy niższym ciśnieniu. Minimalne ciśnienie, przy którym „trap” jeszcze pracuje zadawalająco, jest równe w przybliżeniu 1,76 at.

Zwyczajne „trapy” wykonuje się ze starych, z ogólnego zapotrzebowania wyłączonych rur; koszt przyrzędu wyciągniętego na rys. 3 wynosi około 600 dolarów. Możliwość stosowania „trapów” w dużym stopniu zależy od ilości wody zawartej w ropie; są one dobre dla mieszanin z większą ilością wody, łatwo się oddzielającej od ropy. Jednakowoż nie należy mniemać, że „trap” głównie zapobiega emulgowaniu; bardzo często emulsja mimo wszystko się wytworza, a dalsza obróbka takiej ropy staje się przeważnie nieodzowna.

Zainstalowanie „trapy” powoduje zmniejszenie się emulgowania i obniża odporność ropy na dehydrację, przy czym obróbka ropy, w ogólności, dokonywana jest znacznie taniej.

*Ciąg dalszy nastąpi*

*Mgr Aniela Stec*

*Institut Naftowy*

## **Badanie lekkich frakcji gazowych metodą Podbielniaka**

*(Z prac Instytutu Naftowego)*

Jednym z problemów objętych programem prac Instytutu Naftowego w pierwszym roku jego działalności było prowadzenie prac związanych z badaniami gazu ziemnego. Na tym odcinku życia gospodarczego, jakim jest przeróbka gazu ziemnego, pozostało wiele do zrobienia. Dzisiaj z punktu ogólnosiwiatowej koniunktury życia gospodarczego, w fazie walki i pracy nad stworzeniem nowych zdrowych podstaw gospodarczych, nie możemy gazu ziemnego traktować wyłącznie jako materiału opałowego. Musimy wszystkie jego własności fizyczne i chemiczne wyzyskać na racjonalne wykorzystanie z zastosowaniem do szeregu zagadnień, wynikających z potrzeb życia codziennego.

Możliwości rozwoju przemysłu gazu ziemnego, jakie stoją dzisiaj przed nami, są różne (niektóre częściowo realizowane), mianowicie:

1. przeróbka gazu na gazolinę,
2. gaz płynny (uzyskiwany przy stabilizacji gazoliny),
3. otrzymanie czystego propanu do odasfaltowania olejów smarowych,
4. otrzymywanie wodoru przez rozkład metanu z parą wodną na katalizatorach do syntezy amoniaku, benzyny itd.,
5. problem chemicznej przeróbki gazu, mający przed sobą ogromne możliwości rozwoju, np. przez chlorowanie gazu ziemnego, względnie utlenianie i pirogenizację, możliwość uzyskania takich produktów, jak — chloroform, czterochlorek węgla, alkohole, estry, formaldehyd, benzol, benzyna syntetyczna, barwiki, środki antyseptyczne, masy plastyczne, sadza itd.

Pierwszym warunkiem do przeróbki gazu ziemnego jest jego ilość, a potem jakość. Zasobami surowca dysponuje Kopalnictwo Naftowe. Pracami badawczymi, związanymi z opracowaniem

nowych metod badania i użytkowania gazu ziemnego zajmuje się Instytut Naftowy.

Pierwsze badania chemiczne zmierzają do charakterystyki gazu, do oznaczenia jakościowego i ilościowego głównych jego składników, zwłaszcza takich jak propan, izo-butan, n-butan, pentan, które warunkują dalszą jego przeróbkę.

Według zawartości węglowodorów, dających się wykroplić w ciekłej postaci, dzielimy gazy na mokre i suche. Gazy mokre pochodzą z warstw roponośnych i są produkowane prawie ze wszystkich otworów naftowych łącznie z ropą. Gazy suche występują niezależnie od ropy, na polach czysto gazowych, i zawierają w swoim składzie prawie czysty metan.

Wszystkie gazy, prócz lżejszych węglowodorów szeregu parafinowego, zawierają małe ilości bezwodnika węglowego, azotu, siarkowodoru i innych gazów, np. helu.

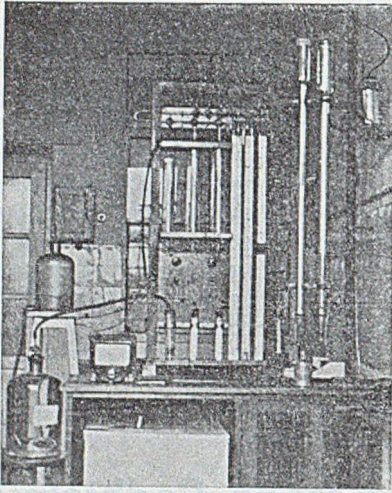
Jedną z metod badania jakościowego i ilościowego składu gazu, jest metoda opracowana w Ameryce przez Polaka W. J. Podbielniaka. Metoda ta polega na frakcjonującej destylacji skondensowanej mieszaniny gazów w temperaturze ciekłego powietrza — 164 C.

W Polsce przed wojną prowadzono badania gazów metodą Podbielniaka w 3-ach ośrodkach przemysłu naftowego (Galicja, Polmin, Roztoki). Jeden z aparatów znajdował się w Roztokach, skąd w czasie okupacji niemieckiej, dzięki staraniom inż. Richtera został przeniesiony do laboratorium chemicznego (naftowego) w Krośnie. Od 1943 roku prowadzono analizy gazu. W czasie działań wojennych w 1944 r. został aparat rozmontowany, a poszczególne najcenniejsze części przechowano w mieszkaniu prywatnym.

Pierwszą czynnością po uruchomieniu prac w laboratorium było zmontowanie uratowanego

aparatu, który jak się okazało jest jedyny w Polsce (rys. 1).

Aparaty systemu Podbielniaka są budowane w kilku odmianach, różniących się od siebie szczegółami konstrukcji i stopniem zautomatyzowania poszczególnych czynności.



Rys. 1. Aparat Podbielniaka w laboratorium

Rys. 2 przedstawia schemat aparatu Podbielniaka, używanego w naszym laboratorium chemicznym. Zasadą działania aparatu jest przeprowadzenie frakcjonowanej destylacji gazu skroplonego w kolbie destylacyjnej (5), zaopatrzonej w kolumnę rektyfikacyjną (7) o długości 1 metra. Kolumna destylacyjna (5—7), ze spiralą metalową (s) umieszczoną wewnątrz, jest zaopatrzona w płaszcz próżniowy (6)

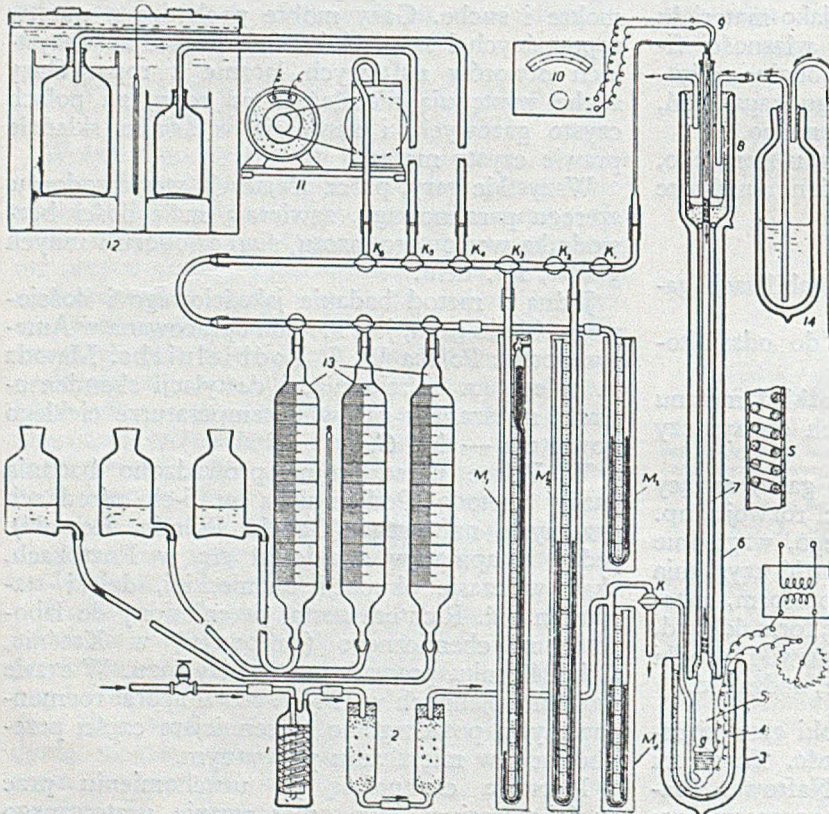
oraz deflegmator (8), chłodzony skroplonym powietrzem. Do zbierania destylatów w formie gazowej aparat posiada odbieralniki (12) o znanej pojemności, oraz manometry  $M_1$ ,  $M_2$ ,  $M_3$  do mierzenia ciśnienia, pod którym odbywa się destylacja. Temperaturę destylacji wskazuje miliwoltomierz (10), skalibrowany zwykle w stopniach Cel., połączony z termoelementem (9). Do wyposażenia aparatu należą poza tym pompa próżniowa (11) do ewakuowania aparatury, naczynia Dewara (3) do przechowywania skroplonego powietrza, urządzenie do ogrzewania elektrycznego kolbki destylacyjnej (g), płuczka (1) i wieża (2) do suszenia próbek gazu.

Przed rozpoczęciem właściwej analizy ewakuuje się całą aparaturę do próżni rzędu 1—2 mm Hg i wprowadza się gaz przez płuczkę z KOH i wieżę z chlorkiem wapnia, celem usunięcia zanieczyszczeń w postaci  $\text{CO}_2$  i  $\text{H}_2\text{O}$ . Gaz skrapla się w naczynku destylacyjnym, chłodzonym ciekłym powietrzem.

Po skropleniu próbki przystępuje się do właściwej destylacji. Pary destylatu przechodzą z wierzchołka kolumny do uprzednio ewakuowanych butli, umieszczonych w termostacie wodnym. Temperaturę destylacji wskazuje miliwoltomierz. Przepływ par destylatu reguluje się kurkami  $K_1$ ,  $K_2$ ,  $K_3$ , połączonymi z manometrem, wskazującym ciśnienie w kolumnie i manometrem, który wskazuje ciśnienie w butli, w miarę destylacji stale wzrastające.

Przy frakcjonowaniu węglowodorów niskowrzących, poczynając od metanu, a kończąc na n-butanie, destyluje się przy normalnym ciśnieniu. Przy wyższych węglowodorach destylacja odbywa się pod zmniejszonym ciśnieniem.

Z odczytów manometru i temperatury na mili-



—płuczka z KOH, 2—U-rurka z  $\text{P}_2\text{O}_5$  lub  $\text{Ca Cl}_2$ , 3—naczynia Dewara, 4—ciężkie powietrze + woda szklana, 5—zbiorniczek destylacyjny, 6—płaszcz próżniowy, 7—kolumna rektyfikacyjna, 8—deflegmator (chłodzony ciekłym powietrzem lub za pomocą  $\text{CO}_2$ ), 9—termoelement, 10—miliwoltomierz skalibrowany na stopnie Cels., 11—pompa próżniowa, 12—termostat wodny z butlami, 13—biurety absorbcyjne dla analizy olejnych, 14—zbiorniczek z ciekłym powietrzem,  $M_1$ ,  $M_2$ ,  $M_3$ ,  $M_4$ —manometry,  $K_1$ ,  $K_2$ ,  $K_3$ ,  $K_4$ ,  $K_5$ —kurki, g—grzejnik elektryczny, s—część wewnętrzna kolumny

Rys. 2. Schemat aparatu Podbielniaka (wg dr St. Pilata)

woltomierzu sporządza się wykres, gdzie na osi odciętych oznacza się przyrosty ciśnienia w mm Hg, a na osi rzędnych temperaturę w stop. Cels. Wyniki otrzymane dają się w prosty sposób przeliczyć na stosunki objętościowe lub molarne. Czas trwania analizy wynosi 4—7 godzin.

Ścisłe analizy gazów ziemnych należą do trudniejszych działów analizy gazowej i wymagają osobnych metod badania i urządzeń, chcąc uzyskać pożądaną dokładność.

Pierwszym zasadniczym warunkiem należytego zbadania gazów jest racjonalne pobranie próbek gazu przeznaczanego do analizy. Należy pilnie baczyć, aby skład pobranego gazu odpowiadał faktycznemu, średniemu składowi gazu wypływającego z otworu. Pod tym względem drażliwe są przede wszystkim gazy tzw. mokre, ponieważ te gazy obok gazów trwałych, jak metan, zawierają też wyższe jego homologi, niekiedy do heptanu dochodzące, niezwykle czułe na zmiany warunków ciśnienia i temperatury. Zmiany tych warunków wpływają w wysokim stopniu na stan równowagi mieszanin par nasyconych, co wyraża się skropleniem lub wyparowaniem wyżej wrzących składników. Od należyte pobranej próbki zależy cały tok późniejszej a bardzo kosztownej pracy w laboratorium, z której wyników ma się wyciągać daleko idące wnioski w kierunku technicznym.

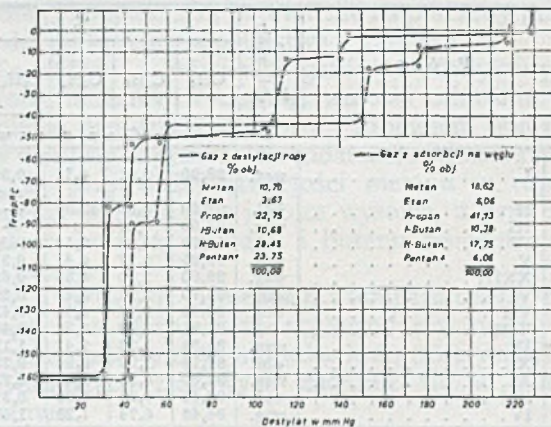
Pobrana próbka musi odpowiadać składowi gazu w tych warunkach, w jakich tenże wypływałby z ziemi samorzutnie przez czas dłuższy i w tej formie mógłby być używany do technicznej przeróbki.

Sposoby samego pobierania próbek zależą od tak wielkiej ilości różnych czynników, że niesposób wszystkie tutaj wyliczyć.

Opierając się na stosowanej metodzie wykreślnej rozdzielania poszczególnych frakcji, otrzymanych z destylacji metodą Podbielniaka, uwidocznione wykresy na rys. 3, 4 i 5 dają obraz rozdzielania mieszanin na poszczególne frakcje.

W laboratorium I. N. były prowadzone badania gazów tą metodą w zależności od opracowywanych zagadnień i od potrzeb przemysłu naftowego, np.:

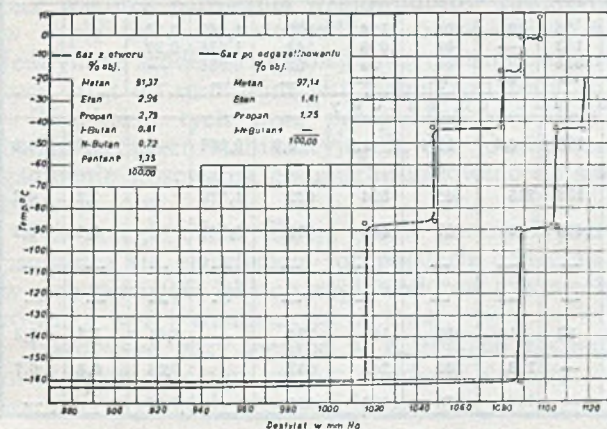
1. Analizy gazów z nowodowierconych otworów dla określenia ich przydatności do dalszej przeróbki.
2. Analizy gazów z otworów produkujących, dla



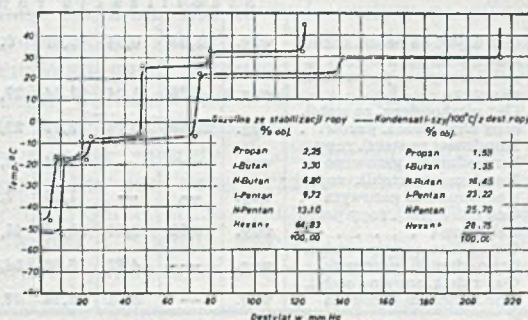
Rys. 4. Krzywa frakcjonowanej destylacji gazu

3. Stałe badanie pracy gazoliniarn w stanie obecnym, celem pełnego i racjonalnego wykorzystania zawartości gazoliny z gazu ziemnego.
4. Badanie procesu stabilizacji ropy celem stwierdzenia racjonalnego wykorzystania lekkich frakcji zawartych w ropie.
5. Analizy rop polskich (i zagranicznych) na zawartość węglowodorów od C<sub>1</sub>—C<sub>5</sub> w fazie gazowej i ciekłej.
6. Opracowywanie zagadnień wyeliminowania strat wynikłych z magazynowania, transportu i destylacji ropy niestabilizowanej.
7. Problem zastosowania podmuchu gazowego do stabilizacji ropy.
8. Badanie gazów krakowych pod względem możliwości wykorzystania ich do przeróbki w gazoliniarniach.
9. Badanie gazoliny otrzymanej z urządzeń ekspansyjnych.
10. Badanie zmian zachodzących w składzie ropy i gazu pod wpływem wtórnych metod eksploatacji, przy metodzie nagazowania, air-liftu i wyżarzania złoża.
11. Opracowywanie zagadnienia normalizacji i nomenklatury gazu ziemnego, metody badania tego gazu oraz sposób pobierania próbek do analiz.
12. Szereg innych analiz gazu, gazoliny, ropy, gazu płynnego itp.

Bardziej charakterystyczne wyniki z szeregu wykonanych analiz zebrano w załączonych tablicach 1 i 2.



Rys. 3. Krzywa frakcjonowanej destylacji gazu



Rys. 5. Krzywa frakcjonowanej destylacji gazoliny i kondensatu



Tablica 1

Próbka		Metoda obliczania	%					g/m <sup>3</sup>					Gęstość w stos. do powietrza	% na ropę	%		
			CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>			CO <sub>2</sub>	O <sub>2</sub>	
<b>Gaz z otworów gazowych</b>																	
O d w i e r t y	I	wag.	98,90	0,61	0,11	0,38	—	708	8	2,3	—	—	0,560	—	—	—	—
	II	obj.	97,00	3,00	ślady	—	—	693	39	—	—	—	0,567	—	—	0,3	0,3
	III	wag.	95,53	4,47	—	—	—	715	33	—	—	—	0,57 <sup>A</sup>	—	—	0,5	0,0
	IV	obj.	99,70	0,20	0,10	ślady	—	715	3	—	—	—	0,556	—	—	0,3	0,1
	V	wag.	98,95	0,27	0,41	0,37	—	714	2	2	—	—	0,558	—	—	0,1	0,0
	XXIII	wag.	95,60	2,00	0,55	0,60	1,25	700	15,31	3,29	4,52	9,18	0,568	—	—	—	—
	VI	obj.	95,70	2,24	0,80	0,90	0,36	684	30,00	15,00	23,00	12,00	0,590	—	—	0,0	0,0
	VII	obj.	96,40	2,23	0,53	0,42	0,42	688	29,00	10,00	11,00	14,00	0,581	—	—	0,3	0,1
	VIII	obj.	94,96	2,49	1,57	0,49	0,49	678	33,00	31,00	13,00	16,00	0,596	—	—	0,5	0,2
	IX	wag.	93,38	1,20	2,47	1,12	1,83	706	9,00	18,70	8,50	13,50	0,584	—	—	1,0	6,0
	X	obj.	97,13	1,20	0,90	0,30	0,47	693	16,00	18,00	8,00	16,00	0,581	—	—	0,5	0,1
	XI	wag.	94,30	0,86	2,45	0,73	1,66	708	6,00	18,35	5,52	12,45	0,580	—	—	0,8	2,1
XII	obj.	97,42	0,92	0,92	0,37	0,37	703	13,00	18,00	10,00	12,00	0,584	—	—	0,3	0,4	
IV	wag.	94,48	0,74	1,79	1,46	1,03	704	7,02	13,29	10,87	7,70	0,560	—	—	0,5	—	
<b>Gaz z otworów produkujących ropę z gazem</b>																	
O d w i e r t y	XIII	obj.	84,52	3,22	3,43	3,01	5,82	601	44,00	75,00	78,00	212,00	0,781	—	—	—	—
	XIV	obj.	89,81	2,36	3,43	2,36	2,04	641	31,00	67,00	62,00	65,00	0,671	—	—	0,4	0,0
	XV	obj.	77,39	8,34	8,30	2,07	2,90	552	125,00	163,00	54,00	93,00	0,763	—	—	0,6	0,1
	XVI	obj.	86,60	3,25	2,73	2,73	4,69	618	43,00	54,00	74,00	157,00	0,731	—	—	0,3	0,3
	XVII	obj.	76,68	5,10	7,82	5,74	4,66	547	68,00	153,00	155,00	161,00	0,838	—	—	1,7	1,0
<b>Gaz z gazociągu zbiorczego kopalni</b>																	
K o p a l n i e	A	obj.	88,26	1,62	3,62	1,80	4,70	630	21,00	68,00	45,00	146,00	0,703	—	—	2,6	9,4
	B	obj.	92,20	1,42	2,12	1,57	2,69	658	18,00	42,00	40,00	86,00	0,652	—	—	1,2	0,5
	C	wag.	47,49	9,74	10,48	24,43	7,86	519	106,00	114,00	267,90	86,00	0,846	—	—	6,2	12,7
	D	wag.	44,16	19,69	9,75	13,37	13,03	421	188,00	93,00	127,70	124,40	0,738	—	—	5,0	—
	E	obj.	89,07	1,82	4,99	2,14	1,98	636	24,00	96,00	57,00	68,00	0,682	—	—	12,6	0,1
	F	obj.	90,12	2,87	2,43	2,00	2,58	643	38,00	12,00	52,00	83,00	0,640	—	—	0,0	0,0
	G	obj.	85,00	5,62	4,56	2,68	2,14	607	75,00	89,00	69,00	69,00	0,703	—	—	0,7	5,2
	H	obj.	79,42	3,49	8,96	5,31	2,82	567	47,00	176,00	137,00	93,00	0,788	—	—	3,4	6,0
	J	obj.	78,43	6,03	7,32	4,75	3,47	560	81,00	144,00	123,00	112,00	0,788	—	—	0,8	8,7
	K	obj.	87,26	2,58	3,33	3,50	3,53	622	34,00	65,00	90,00	107,00	0,710	—	—	1,5	8,7
	L	obj.	72,20	3,42	4,54	8,64	11,20	516	45,00	89,00	224,00	429,00	0,928	—	—	0,8	3,9
	M	obj.	73,63	3,42	10,28	7,53	5,14	525	46,00	202,00	195,00	184,00	1,152	—	—	1,7	9,8
	N	obj.	86,35	5,93	4,09	1,63	2,00	616	79,00	79,00	42,00	65,00	0,681	—	—	0,9	3,2
	P	obj.	79,20	10,03	4,95	3,59	2,23	565	134,00	97,00	97,00	77,00	0,750	—	—	0,4	0,4
	<b>Gazolinarnie</b>																
		Gaz przed odgazolinow.	obj.	73,63	3,42	10,28	7,53	5,14	525	46,00	202,00	195,00	184,00	1,152	—	—	—
	Gaz po odgazolinowaniu	obj.	89,48	8,88	1,64	—	—	638	119,00	32,00	—	—	0,610	—	—	—	—
	Gaz dziki	wag.	10,06	2,89	5,95	44,28	36,82	213	61,40	126,20	939,00	781,00	1,841	—	—	—	—
	Gazolina (z adsorbcji)	obj.	—	—	—	38,48	61,52	—	—	—	—	—	c. wl. 0,648	—	—	—	—
	Gaz przed urzadz. ekspans.	wag.	90,80	2,70	1,70	2,60	2,20	691	20,00	13,00	19,00	17,00	0,567	—	—	0,3	0,1
	Gaz z urzadz. ekspans.	wag.	95,15	2,57	0,47	0,93	0,88	703	19,00	3,55	6,96	6,58	0,571	—	—	0,8	3,4
	Wykrop. z urzadz. ekspans.	obj.	—	—	3,02	10,09	86,89	—	—	—	—	—	0,703	—	—	—	—
	Gaz ze stabilizacji gazoliny	obj.	34,10	9,83	32,79	22,62	0,66	244	133,00	656,00	606,00	22,00	c. wl. 1,284	—	—	—	—
<b>Gaz z destylacji ropy</b>																	
O d w i e r t y	XVIII	obj.	13,94	7,21	33,66	31,73	13,46	99	96	661	821	432	1,631	0,70	—	—	—
	XIX	obj.	19,17	13,33	32,92	25,00	9,58	136	178	646	647	308	1,481	0,46	—	—	—
	VII	obj.	59,87	12,50	17,76	7,99	1,98	427	167	348	204	63	0,935	0,104	—	—	—
	XX	obj.	10,33	5,43	20,65	47,29	16,30	73	72	405	1224	524	1,777	1,177	—	—	—
	XXI	obj.	28,57	2,04	24,49	33,06	11,84	204	27	481	856	380	1,506	0,490	—	—	—
	XXII	obj.	—	—	26,56	45,70	27,74	—	—	521	1284	891	2,008	2,150	—	—	—
<b>Gaz z destylacji ropy: otwór, zbiornik</b>																	
	Odwiert XV	obj.	25,54	9,96	35,50	22,51	6,49	182	133	697	582	208	—	0,393	—	—	—
	Zbiorn. kop. przed ogrzan.	obj.	33,71	7,01	24,62	27,90	6,80	240	240	101	706	219	1,353	0,170	—	—	—
	Zbiorn. kop. po ogrz. 35-38 C	obj.	34,56	6,62	22,06	27,94	8,82	246	88	433	723	283	1,372	0,180	—	—	—
	Zbiornik główny	obj.	29,60	9,60	24,00	26,40	10,40	211	128	471	683	334	1,413	0,180	—	—	—
	Ropa imp. G	obj.	1,50	2,50	34,00	56,50	5,50	11	27	677	1537	210	—	2,35	—	—	—
	Ropa imp. T	obj.	—	8,38	16,03	55,25	19,34	—	67	314	1431	665	—	0,82	—	—	—
<b>Stabilizacja ropy</b>																	
	Gaz z ropy przed stabilizac.	obj.	10,60	3,53	25,76	43,44	16,67	75	47	506	1124	535	1,769	0,56	—	—	—
	Gaz z ropy po stabilizacji	obj.	—	21,25	20,29	41,55	16,91	153	—	398	1076	543	1,678	0,27	—	—	—
	Gaz otrzym. ze stabil. ropy	obj.	86,00	6,50	3,38	2,19	1,93	614	67	66	56	62	0,684	—	—	—	—
	Gazol. otrzym. ze stab. ropy	obj.	—	—	—	6,50	93,50	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
<b>Stabilizacja ropy z podmuchem gazowym</b>																	
	Gaz używ. do podm. gazow.	wag.	96,63	0,54	2,37	0,34	0,12	708	4,5	17,4	2,5	0,9	0,566	—	—	0,0	4,3
	Gaz nie skondensowany ze stabil. ropy bez podmuchu gazowego	wag.	6,75	11,04	21,84	27,08	33,29	138	225	445	554	679	1,579	—	—	1,2	4,8
	Gaz nieskondens. ze stabil. ropy z podmuch. gazow.	wag.	27,00	2,74	8,77	22,18	39,31	423	43	137	348	618	1,243	—	—	0,9	0,8
	Kondensat ze stabil. ropy bez podmuch. gazowego	wag.	—	—	1,74	8,30	89,96	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
	Kondensat ze stabil. ropy z podmuchem gazowym	wag.	—	—	1,19	7,32	91,49	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
	Gaz z destylacji ropy przed stabilizacją	wag.	0,92	0,80	22,38	46,76	29,14	23	21	556	1163	724	—	1,51	1,3	3,3	—
	Gaz z dest. ropy po stabil. bez podmuch. gazowego	wag.	—	4,72	16,59	54,08	24,61	—	108	380	1243	563	—	0,54	0,8	6,7	—
	Gaz z dest. ropy po stabil. z podmuchem gazowym	wag.	—	8,31	12,74	47,02	31,93	—	182	278	1026	696	—	0,35	—	—	—

Obliczenia %-we i g/m<sup>3</sup> podano w przeliczeniu na czysty gaz w warunkach normalnych 760 mm Hg przy 0° C.

Pozycja „% na ropę” (w rubryce „gaz z destylacji ropy”) dotyczy tylko zawartości w %-tach samego gazu, otrzymanego z destylacji ropy w stanie gazowym, a nie obejmuje zawartości wszystkich lekkich węglowodorów od C<sub>2</sub>—C<sub>5</sub>, które podczas destylacji otrzymuje się jeszcze w poszczególnych frakcjach płynnych, destylujących do temp. 200 C (zestawienie w tabl. 2).

Tablica 2

Próbka		% na ropę				Razem
		Gaz z destylacji ropy	I destylat do 100 C	II destylat do 150 C	III destylat do 200 C	
Ropa z otworu	CH <sub>4</sub>	0,039	—	—	—	0,039
	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	0,029	—	—	—	0,029
	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	0,152	0,26	—	—	0,412
	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,127	0,58	—	—	0,707
	C <sub>5</sub> H <sub>12</sub> +	0,046	7,11	4,88	8,73	20,766
		0,393	7,95	4,88	8,73	21,950
Ropa ze zbiornika kopalnianego	CH <sub>4</sub>	0,030	—	—	—	0,030
	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	0,014	—	—	—	0,014
	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	0,042	0,08	—	—	0,122
	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,042	0,20	—	—	0,242
	C <sub>5</sub> H <sub>12</sub> +	0,052	3,61	7,84	8,25	19,752
		0,181	3,89	7,84	8,25	20,150
Ropa ze zbiornika głównego	CH <sub>4</sub>	0,021	—	—	—	0,021
	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	0,012	—	—	—	0,012
	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	0,047	—	—	—	0,047
	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,067	—	—	—	0,067
	C <sub>5</sub> H <sub>12</sub> +	0,033	7,07	5,22	4,44	16,763
		0,180	7,07	5,22	4,44	16,910

Jak widzimy z powyższego zestawienia, metodę Podbielniaka stosuje się nie tylko do analizy gazów jako takich, ale stosujemy ją także z powodzeniem do analiz ropy.

Przyzwyczajeni jesteśmy badać ropę naftową w takim stanie, w jakim ona znajduje się w zbiornikach na powierzchni, zapominając o tym, że ropa jest płynną mieszaniną różnych węglowodorów, które występują zarówno w stanie gazowym, jak ciekłym lub stałym. Ropa znajduje się w złożu pod pewnym ciśnieniem i zawiera większe lub mniejsze ilości rozpuszczonego w sobie gazu.

Rozpuszczalność różnych gazów w ropie jest różna, zależna od ciśnienia, temperatury ropy, jak również od składu gazu ziemnego.

Gazy ziemne o wysokiej zawartości cięższych węglowodorów, np. etan, propan, butan, rozpuszczają się łatwiej w ropie niż gazy o większej zawartości lekkich węglowodorów, np. metanu. Również charakter ropy ma wpływ na rozpuszczalność gazu. Ropa lekka rozpuszcza go w sobie więcej niż ropa ciężka.

Jeśli chodzi o eksploatację ropy, to problem uchwycenia rozpuszczonego w niej gazu jest zagadnieniem bardzo żywotnym. Straty wynikające wskutek parowania węglowodorów zawartych w ropie są duże, dochodzące od 4—8—12%. Jednym ze środków zapobiegawczych zmniejszenia tych strat do minimum jest stabilizacja ropy.

Z zakresu tych prac przeprowadzono szereg badań urządzeń stabilizacyjnych, jak również zagadnienie stosowania podmuchu gazowego do stabilizacji ropy.

Równoległe z klasyfikacją gazów ziemnych przeprowadza się klasyfikację rop polskich, oznaczając w nich zawartość lekkich węglowodorów gazowych, również wyżej wymienioną metodą.

Jakościowo gazy ziemne w Karpatach zachodnich należą do typu gazów chudych o małej zawartości wyższych węglowodorów.

Eksploatowane gazy bogatsze w wyższe węglowodory, zużywane są przeważnie na potrzeby przemysłu naftowego kopalnictwa i rafinerii.

Ze składu i własności gazów wydobywanych z ropą możemy wyciągnąć wnioski odnośnie do ciśnienia panującego w złożu. Problemem tym należy zająć się w przyszłych badaniach. Można przyjąć, że przy dużej zawartości metanu w ropie, ciśnienie w złożu jest jeszcze wysokie, a przy zawartości wyższej propanu i butanu ciśnienie jest już niższe.

Przy zwykłych ciśnieniach i temperaturach, panujących w złożu, część węglowodorów będących w stanie gazowym w warunkach atmosferycznych, w warunkach złożowych znajduje się w stanie płynnym.

Rozwiązanie wielu problemów eksploatacyjnych, a szczególnie tych, które są związane z przepływem ropy i gazu, wymagają znajomości zmian fizycznych ropy i gazu, zachodzących przy zmianie ciśnienia i temperatury. Ulatnianie się gazu z ropy wpływa na zmianę jej własności fizycznych i przyczynia się:

1. do zmniejszenia energii złożowej,
2. do podwyższenia lepkości ropy,
3. do podwyższenia napięcia powierzchniowego,
4. do podwyższenia cięż. wł. gazu itd.

Metodą Podbielniaka posługujemy się również przy wtórnych metodach w eksploatacji złoża:

1. przy włączaniu powietrza lub gazu do złoża,
2. przy przedmuchiwaniu złoża,
3. przy odbudowie ciśnienia złoża,

śledząc jakie zmiany zachodzą w składzie ropy i gazu, na podstawie których można wnioskować o przebiegu stosowanego eksperymentu.

Niemniej ważną pozycją w przeróbce gazu ziemnego jest gaz płynny. Głównymi składnikami płynnego gazu są węglowodory o 3-ch i 4-ch węglach w drobinie, tj. propan i butan. Składniki propanu i cięższe zostają zaadsorbowane na węglu przy przeróbce gazoliny, następnie wydestylowane z parą wodną, przez podwyższenie ciśnienia, ulegają wykropleniu. Produkty otrzymane — to gazolina i płynny gaz. W płynnym gazie po kompresji rozpuszczone są pewne ilości z jednej strony etanu z drugiej pentanu, natomiast w gazolinie ułokowana jest znaczna ilość butanów, które w zbiornikach gazoliny mogą łatwo parować i powodować straty. Dla uniknięcia strat poddaje się gazolinę i płynny gaz rozfrakcjonowaniu i skierowaniu poszczególnych składników, np. butanu, do tych produktów, w których obecność ich jest pożądana.

Skład gazu płynnego może się wahać. W lecie zwykle jest większy udział butanów, w zimie natomiast propanu. Ma to swój wpływ na ciśnienie w zbiornikach i butlach. Zatem badanie składu ilościowego gazu płynnego przy samej produkcji od czasu do czasu jest wielce pożądanym.

W wyżej przytoczonych niewielu przykładach zastosowania metody Podbielniaka widzimy, że mimo nieco już przestarzałej swojej konstrukcji aparat ten oddaje duże usługi naszemu przemysłowi gazowemu i spełnia swoje zadanie. W okresie 5-ciu lat wykonano na nim ogółem 550 analiz gazu, gazoliny i ropy.

Dr Olga Geschwind  
Instytut Naftowy

## Selektywna rafinacja furfurolem i krezolem pozostałości ropnych

(Z prac Instytutu Naftowego)

Większość olejów obecnie rafinuje się selektywnie za pomocą rozpuszczalników. Rozpuszczalnikiem najbardziej używanym jest furfurol, ze względu na jego tanią, wysoki ciężar właściwy i wysokie temperatury krytyczne rozpuszczalności, tak że ekstrakcję można przeprowadzać w temperaturach powyżej 100 C.

Własności furfurołu i teoretyczne dane co do rafinacji furfurolem były dokładnie omówione w artykule inż. Z. Ziolkowskiego, w czasopiśmie „Nafta” Nr 10 i 11 z roku 1946, dlatego ich tutaj nie powtarzamy. W naszym przemyśle stosuje się jako selektywny rozpuszczalnik krezol. Celem tej pracy było porównanie wyników rafinacji obu tymi rozpuszczalnikami, a także zbadanie stopnia rafinacji przy użyciu różnych ilości furfurołu, w większej lub mniejszej ilości porcji.

Do rafinacji użyto pozostałości o następujących własnościach:

Ciężar właściwy 15 C . . . . .	0,927	
Wiskoza 50 C . . . . .	109,2 cSt	14,57 °E
Wiskoza 100 C . . . . .	14,76 „	2,296 „
Indeks wiskozowy . . . . .	62,85	
Temperatura zapłonu C . . . . .	210	
Temperatura krzepnięcia C . . . . .	—21	
Liczba Conradsona % . . . . .	2,6	
Własności oleju po utlenieniu met. ang. . . . .	6+6h, 200C, pow. 15 l/h	
Twardy asfalt % . . . . .	11,28	
Liczba Conradsona % . . . . .	8,07	
Wiskoza oleju filtr. w 50 C . . . . .	1592 cSt	206°E

Rafinację furfurolem przeprowadzano w izolowanych rozdzielaczach żelaznych. Temperatura wlewanych produktów wynosiła 130—135 C, przy końcu rafinacji spadała do 85—90 C. Czas trwania rafinacji wynosił 30 minut, następnie pozostawiano mieszaninę na 2 godziny w temperaturze 130 C do rozdziału warstw. Po tym czasie odpuszczano roztwór ekstraktu w furfurole. Furfurol tak z ekstraktu jak i z rafinatu oddestylowano w próżni 20—30 mm Hg. Do rafinacji używano furfurołu bezwodnego.

Przeprowadzono następujące próby:

- 1) Rafinacja 150% obj. furfurołu w jednej porcji,
- 2) „ 150% „ „ w dwu porcjach,
- 3) „ 150% „ „ w trzech porcjach,
- 4) „ 300% „ „ w jednej porcji,
- 5) „ 300% „ „ w dwu porcjach,
- 6) „ 300% „ „ w trzech porcjach.

Rafinację krezolem przeprowadzano w rozdzielaczach szklanych. Temperatura wlewanych produktów wynosiła 50—60 C, czas rafinacji 30 minut.

Aby otrzymać podobne wydajności rafinatu, jak przy furfurole, dodawano do krezolu wody a mianowicie 5 i 10% wody. Przy krezolu zawierającym 5% wody temperatura odstawiania wynosiła 50 C, przez 24 godziny; po odpuszczeniu ekstraktu i jego oziębieniu do 20 C wydzielał się jeszcze olej drugi. Przy krezolu zawierającym 10% wody odstawianie przeprowadzano w 20 C przez 24 godziny, aby otrzymać jeden rafinat.

Krezol tak z ekstraktu jak i z rafinatu oddestylowano z przegrzaną parą wodną.

Przeprowadzono następujące próby:

- 1) rafinację 300% obj. krezolu o zawartości 5% wody, w 3 porcjach,
- 2) rafinację 300% obj. krezolu o zawartości 10% wody, w 3 porcjach.

Tablica 1 podaje wydajności rafinatów i ekstraktów, tabl. 2 — własności otrzymanych rafinatów, tabl. 3 — własności rafinatów, dorafinowanych 1,5% kwasu siarkowego 66°Bé, tabl. 4 — własności rafinatów, dorafinowanych 3% kwasu siarkowego 66°Bé, a tabl. 5 podaje własności ekstraktów.

### Wnioski

1. Jak widzimy z tabl. 1, aby otrzymać podobne wydajności oleju przy rafinacji furfurolem i krezolem, musimy użyć krezolu rozcieńczonego 10% wody. Otrzymane oleje (tabl. 2) nie różnią się wiele pod względem indeksów wiskozowych, a olej

Wydajność rafinatów i ekstraktów

Tabl. 1

Ilość porcji	150% obj. furfurołu			300% obj. furfurołu			300% obj. krezolu	
	jedna	dwie	trzy	jedna	dwie	trzy	+5% wody	+10% wody
% wagowy oleju rafinatu . . . . .	77,87	72,55	70,66	57,62	56,11	56,17	57,08	57,1
% wagowy ekstraktu I . . . . .	20,13	13,67	10,00	39,74	23,98	17,59	15,70	12,88
% wagowy ekstraktu II . . . . .	—	10,58	8,79	—	19,46	13,58	19,33	9,52
% wagowy ekstraktu III . . . . .	—	—	7,36	—	—	9,58	14,27	14,22
Straty % . . . . .	2,00	3,20	3,19	2,64	0,45	3,08	8,76	6,28
							6,86	6,28

Własności oleju po selektywnej rafinacji

Tabl. 2

Ilość porcji	Olej wyjśc.	Olej po rafin. 150% obj. furfurołu			Olej po rafin. 300% obj. furfurołu			Olej po raf. 300% obj. krezolu		
		jedna	dwie	trzy	jedna	dwie	trzy	+5% wody	+10% wody	
Cieź. wł./15 C . . . . .	0,927	0,914	0,911	0,911	0,908	0,903	0,903	0,898	0,913	0,909
Wisk. 50 C °E . . . . .	14,37	12,29	11,81	11,62	11,91	10,89	11,03	11,90	10,49	11,08
cSt . . . . .	109,2	93,5	89,66	88,21	90,4	82,63	85,7	90,26	79,58	84,09
Wisk. 100 C °E . . . . .	2,29	2,23	2,19	2,18	2,24	2,16	2,18	2,29	2,08	2,20
cSt . . . . .	14,76	14,16	13,75	13,61	14,27	13,44	13,6	14,74	12,66	13,80
Indeks wiskozowy . . . . .	62,85	80,11	79,3	79,46	87,7	87,74	88,55	95,8	78,2	91,45
Temperat. zapłonu C . . . . .	210	212	205	206	203	208	204	208	202	199
Temperat. krzepn. C . . . . .	-21	-20	-16	-9	-18	-21	-19	-18	-21	-7
Liczba Conradsona % . . . . .	2,60	1,93	1,90	1,87	1,94	1,66	1,63	1,44	1,92	1,91
Własności oleju po utlenieniu met. ang. 6 + 6h, 200 C, z powietrzem 15 l/h										
Twardy asfalt % . . . . .	11,28	7,35	7,15	6,96	4,94	4,56	3,97	0,92	—	4,49
Liczba Conradsona % . . . . .	8,07	5,75	5,30	5,00	4,38	3,91	3,69	3,49	—	4,85
Wisk. oleju filtr. 50 C °E . . . . .	206	108,2	112	126	53,5	44,8	35,2	20,66	—	35,0
cSt . . . . .	1592	822,7	853	958	407,4	341,2	267,3	157,1	—	265,8

Własności oleju po selektywnej rafinacji furfurolem, dorafinowanego 1,5% kwasu siarkowego 66°Bè + 3% ziemi odbarwiającej i 1% sody

Tabl. 3

Ilość porcji	Olej po rafinacji 150% furfurołu			Olej po rafinacji 300% furfurołu		
	jedna	dwie	trzy	jedna	dwie	trzy
Wiskoza 50 C °E . . . . .	10,63	10,61	10,74	11,2	10,76	10,97
cSt . . . . .	80,64	80,55	81,56	85,05	81,72	83,26
Wiskoza 100 C °E . . . . .	2,117	2,117	2,116	2,18	2,17	2,198
cSt . . . . .	12,99	12,99	12,98	13,57	13,5	13,8
Indeks wiskozowy . . . . .	82,46	82,6	80,21	85,1	90,8	93,1
Liczba Conradsona % . . . . .	1,74	1,75	1,84	1,67	1,67	1,72
Własności oleju po utlenieniu met. ang. 6 + 6h, 200 C, z powietrzem 15 l/h						
Twardy asfalt % . . . . .	4,49	4,13	3,95	3,82	3,79	3,62
Liczba Conradsona % . . . . .	4,56	4,42	4,15	4,31	3,39	3,99
Wisk. oleju filtr. 50 C °E . . . . .	41,3	30,0	46,9	26,9	39,7	65,4
cSt . . . . .	314	228,2	353,6	205	302,6	497,5

Własności oleju po selektywnej rafinacji furfurolem i krezolem, dorafinowanego 3% kwasu siarkowego 66°Bè + 3% ziemi odbarwiającej i 1% sody

Tabl. 4

Ilość porcji	Olej po rafin. 150% obj. furfurołu			Olej po rafin. 300% obj. furfurołu			Olej po raf. 300% obj. krezolu		
	jedna	dwie	trzy	jedna	dwie	trzy	+5% wody	+10% wody	trzy <sup>1)</sup>
Wiskoza 50 C °E . . . . .	10,04	9,92	10,15	10,94	10,55	9,89	12,02	10,48	11,15
cSt . . . . .	76,16	75,29	77,06	83,0	80,1	75,02	91,28	79,45	84,62
Wiskoza 100 C °E . . . . .	2,05	2,045	2,093	2,17	2,16	2,104	2,33	2,15	2,20
cSt . . . . .	12,32	12,26	12,74	13,52	13,44	12,86	15,11	13,18	13,81
Indeks wiskozowy . . . . .	78,7	79,44	85,95	88,5	93,07	93,17	99,5	89,5	90,6
Liczba Conradsona % . . . . .	1,64	1,43	1,24	1,71	1,54	1,27	1,62	1,31	1,62
Własności oleju po utlenieniu met. ang. 6 + 6h, 200 C, z powietrzem 15 l/h									
Twardy asfalt % . . . . .	3,32	3,09	2,64	3,67	3,62	2,47	2,19	2,87	3,25
Liczba Conradsona % . . . . .	3,88	3,56	3,15	4,11	3,17	2,74	3,68	3,34	4,09
Wisk. oleju filtr. 50 C °E . . . . .	23,8	22,5	22,24	34,2	51,8	18,56	93,4	30,3	21,31
cSt . . . . .	180,7	170,8	168,9	260	394	141,3	710	230	161,8

<sup>1)</sup> Raf. H<sub>2</sub>SO<sub>4</sub> w rozcieńczeniu benzyną 1:1.

Olej rafinowany 300% krezolu (10% wody) w 3 porcjach, a następnie tylko proszkowany 3% ziemi odbarwiającej w rozcieńczeniu benzynowym 1:1 miał następujące własności:

Wiskoza/50 C . . . . .	11,4 °E . . . . .	86,54 cSt
Wiskoza/100 C . . . . .	2,21 „ . . . . .	13,91 „
Indeks wiskozowy . . . . .	88,6	
Liczba Conradsona % . . . . .	1,91	
Olej utleniony met. ang. 6 + 6h, 200 C, 15 l/h powietrza		
Twardy asfalt . . . . .	5,44%	
Liczba Conradsona . . . . .	4,66%	
Wiskoza po filtr./50 C . . . . .	36,3 °E . . . . .	276,4 cSt.

Własności ekstraktów otrzymanych przy selektywnej rafinacji furfurolem i krezolem pozostałości ropnych Tabl. 5

	Ciężar właśc. 15 C	Temp. zapł. °C	Temp. krzepn. °C	Wiskoza 50 C		Wiskoza 100 C		Indeks wiskozo- wy
				°E	cSt	°E	cSt	
Ekstrakt I, po raf. 150% furfurołu, 1 porcja	1,007	175	—8	60,0	455,6	3,59	26,07	—49
Ekstrakt I, po raf. 150% furfurołu, 2 porcje	1,008	202	+7	78,5	596,8	4,02	29,6	—64
Ekstrakt II, po raf. 150% furfuro- łu, 2 porcje	0,974	196	—15	28,2	214,15	2,73	18,81	+3
Ekstrakt I, po raf. 150% furfurołu, 3 porcje	1,012	196	—4	96,9	736,7	4,43	32,87	—73
Ekstrakt II, po raf. 150% furfuro- łu, 3 porcje	0,975	181	—14	46,6	353,7	3,30	23,7	—25
Ekstrakt III, po raf. 150% furfu- rolu, 3 porcje	0,974	183	—15	25,06	190,5	2,61	17,71	+7
Ekstrakt I, po raf. 300% furfurołu, 1 porcja	1,006	193	—13	28,0	213,1	2,69	18,37	—5
Ekstrakt I, po raf. 300% furfurołu, 2 porcje	1,001	181	—12	44,32	336,8	3,183	22,73	—30
Ekstrakt II, po raf. 300% furfuro- łu, 2 porcje	0,963	179	—15	23,12	175,72	2,349	15,29	+30
Ekstrakt I, po raf. 300% furfurołu, 3 porcje	1,004	190	—14	72,7	452,5	3,533	25,63	—55
Ekstrakt II, po raf. 300% furfuro- łu, 3 porcje	0,966	188	—18,5	23,23	176,5	2,574	17,24	+14
Ekstrakt III, po raf. 300% furfu- rolu, 3 porcje	0,947	182	—21	16,71	126,9	2,34	15,21	+42
Ekstrakt I, po raf. 300% krezolu +5% wody, 3 porcje	0,981	188	—7	64,3	489,9	3,77	27,64	—42
Ekstrakt II, po raf. 300% krezolu +5% wody, 3 porcje	0,970	190	—18	31,75	241,5	2,85	19,82	—5
Ekstrakt III, po raf. 300% krezolu +5% wody, 3 porcje	0,941	208	—22	20,34	154,6	2,56	17,26	+43
Ekstrakt I, po raf. 300% krezolu +10% wody, 3 porcje	1,016	208	+8	218	1662	6,39	48,16	—120
Ekstrakt II, po raf. 300% krezolu +10% wody, 3 porcje	1,002	204	—7	62,1	472,0	3,63	26,5	—51
Ekstrakt III, po raf. 300% krezolu +10% wody, 3 porcje	0,942	209	—22	21,32	161,9	2,68	18,31	+52

rafinowany furfurolem wykazuje trochę lepszą liczbę Conradsona i lepsze własności po utlenieniu.

Jeżeli jednak użyjemy krezolu o zawartości wody 5%, to otrzymamy mniejszą wydajność oleju (57%), ale olej będzie miał dużo lepsze własności.

2. Dodatkowa rafinacja 1,5 i 3% kwasu siarkowego, mało wpływa na zmianę indeksu wiskozowego, lecz poprawia w większości wypadków odporność na utlenienie olejów (niższe twarde asfalty i liczby Conradsona).

Oleje te jednak rafinują się kwasem trudno, kwas odpadkowy źle osiada i to może być przyczyną niejednakowego wpływu dorafinowania.

3. Porównując rafinację jednakową ilością furfurołu, tylko różnymi porcjami, widzimy nieznaną poprawę własności przy stosowaniu większej ilości porcji.

4. Ilość stosowanego furfurołu wpływa na zmianę indeksu wiskozowego (nie zbyt wielką) i poprawia znacznie wytrzymałość oleju na sztuczne starzenie.

Władysław Dubis

Instytut Naftowy

## Gospodarka cieplna w przemyśle naftowym

(Z prac Instytutu Naftowego)

Analizując dotychczasowe wyniki prac Instytutu Naftowego, wspomnieć należy o wartości i znaczeniu pomiarów, badań i usprawnień gospodarki cieplnej, która ma ogólnego postępu techniki wciąż jeszcze w przemyśle naftowym nie jest należycie doceniana.

Jak dalece jesteśmy rozrzutni — świadczy o tym fakt, że jeszcze w roku 1949 opał pewnej kopalni wynosił 75% całej produkcji kalorycznej w stosunku do produkcji ropy i gazu. Wydatek ten przy minimalnej inwestycji zredukowaliśmy do  $\frac{1}{5}$  poprzedniej wartości.



Ponieważ w tej dziedzinie Instytut Naftowy pracuje niewiele dłużej od pół roku, nie możemy dać niestety obszerniejszego opisu stanu techniki cieplnej w kopalnictwie naftowym.

Prace tego charakteru rozpoczęliśmy przy bardzo szczupłym sprzęcie do pomiaru maszyn i temperatur. Nabyte — drogą wzajemnych świadczeń w Zjednoczeniu Lniarskim i Hucie Szkła — dwa indykatory mocy wraz z reduktorem i pirometr z galvanometrem, uzupełniliśmy wykonaniem dodatkowych elementów we własnym warsztacie. Dotychczas zbadano i stwierdzono stan gospodarki cieplnej 4-ch większych zakładów, w tym 10 różnej wielkości kotłów parowych, 2 gazoliniarnie, 3 parowe silniki wiertnicze, 1 silnik gazowy, napędzający kierat pomp głębinnych, 1 generator prądu do siły i światła, 1 wyciąg elektryczny, 1 pompę ssąco-tłoczącą, 1 młot parowy oraz parowanie zaparafinowanych rur produkcyjnych i szereg urządzeń ogrzewczych.

Równoległe z powyższymi pracami zainstalowaliśmy bezpośrednio lub pośrednio urządzenia do stałego pomiaru gazu, podawanego do wymienników układów energetycznych. Naświetlając zagadnienie gospodarki cieplnej w przemyśle naftowym, musimy przyznać, że bezpośrednio słabe zainteresowanie rentownością tego rodzaju instalacji wynika głównie z tego powodu, że poszczególne Zakłady rozporządzają nieograniczoną ilością gazu.

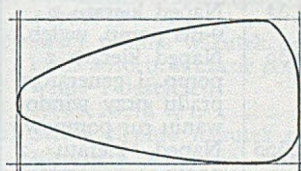
W celu zorientowania szerszego ogółu, jak przedstawiała się technika cieplna poddanych naszym badaniom zakładów oraz wkład naszej pracy, przyczyniający się niezawodnie do usprawnienia tego działu, podajemy kilka charakterystycznych wykresów źle pracujących silników i niedostatecznych bilansów energetycznych.

Tablice 1—5 podają zestawienia wyników i wartości pomiarowych silników parowych i gazowych oraz oddanej przez silnik mocy i zużycia gazu na godzinę.

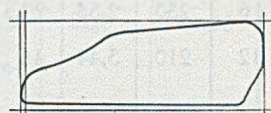
Przedstawione wykresy zdjęto z powszechnie używanych w przemyśle naftowym maszyn wiertniczych o nominalnej mocy 35 KM, a rozwijających chwilową moc do 100 KM.

Jak wynika z rys. 1, kształt wykresu jest zupełnie niepodobny do normalnego wykresu silnika parowego. W takich warunkach praca silnika nie była

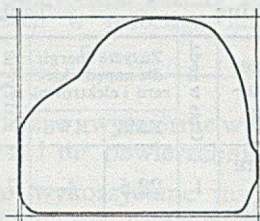
normalna, co objawiało się z jednej strony w zmniejszeniu maksymalnej mocy, jaką silnik mógł rozwijać, z drugiej zaś strony w nadmiernym zużyciu pary, co stwarzało trudne warunki pracy przy wierceniu jednego otworu i równoczesnej obróbce drugiego, mimo że kotłownia dostarczała 800 kg pary na godzinę.



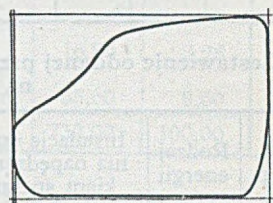
Rys. 1



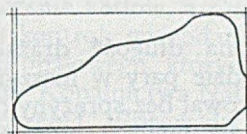
Rys. 4



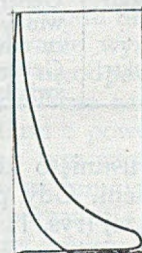
Rys. 2



Rys. 5



Rys. 3



Rys. 6

Z pomiaru tego wynika, że przy rozwijanej przez silnik mocy, średnio 25 KM (tabl. 1), zużycie pary na jednostkę mocy wynosiło około 17 kg/KMi.

Silnik nie był nigdy dotychczas indykowany i zawsze pracował mniej więcej w takim stanie. Rys. 2, 3 i 4 przedstawiają wykresy o mniejszych błędach nastawienia rozrządu pary, jakkolwiek występujące tu opóźnienie wlotu przyczynia się również do wydatnych strat pary, scharakteryzowanych zbyt dużym napełnieniem, dochodzącym do 60%. Zasadniczo łatwe do naprawienia błędy w nastawieniu rozrządu

Zestawienie wyników i wartości pomiarów silników parowych  
D = 320, S = 360, d = 45

Tabl. 1

Nr wykresu	Ilość obr. na min.	Średnie ciśnienie indyk. po stronie		Moc indykowana po stronie		Razem KMh	Zużycie pary kg na KMh	Rodzaj pracy
		denka	korby	denka	korby			
1	120	1,7	1,5	13	11	24	16	Wiercenie w głębokości 600 m . .
2	150	1,56	1,5	13,4	11,3	24,7	8,5	Wiercenie w głębokości 600 m . .
3	210	2,56	2,11	31	28,7	59,7	8,0	Wyciąganie świdra . . . . .
4	150	3,54	3,43	35,8	34,8	70,6	12,0	Łyżkowanie . . . . .
5	160	2,58	2,50	28	26,5	54,5	8,5	Łyżkowanie . . . . .
7	120	3,50	3,00	25	21	46	19	Wyciąganie świdra . . . . .
8	100	0,30	0,26	1,6	1,4	3,0	7,5	Bieg jałowy . . . . .
9	110	3,5	3,00	22	18	40,0	14,0	Wyciąganie rur pomp. z głęb. 650 m.
10	120	2,9	2,5	19	17	36,0	13,5	Wyciąganie rur pomp. z głęb. 400 m.
11	120	11	0,97	7,5	7	14,5	16	Wiercenie w głęb. 650 m . . . . .

Zestawienie wyników i wartości pomiarowych silnika spalinowego  
D = 300, S = 500 Tabl. 2

Nr wykresu	Ilość obr. na min.	Srednie ciśnienie indyk.	Moc indukowana	Zużycie gazu m <sup>3</sup> na KMh	Rodzaj pracy
6	230	2,35	22,5	0,34	Napęd kieratu z 9-ma pomp. wgłęb.
12	210	3,44	44	0,36	Napęd kieratu z pomp. i generatora prądu przy windowaniu rur pompow.
13	220	3,00	35	0,355	Napęd kieratu z pomp. i generatora prądu dla światła

Zestawienie oddanej przez silnik mocy i zużycia gazu na godzinę Tabl. 3

L. p.	Rodzaj energii	Instalacje i urządzenia napędzane silnikiem spalinowym	Czas w godz.	Zużycie energii dla napędu kieratu i elektrowni		Zużycie gazu w m <sup>3</sup>
				KMh	KWh	
1	mechan.	Kierat z 9 czynnymi pompami wgłęb.	1	22,5	—	7,7
2	elektr.	Generator prądu dla windy przy obróbce odwiertu	1	21,5	15,85	8,1
3	elektr.	Generator prądu dla światła	1	12,5	9,14	4,7

pary usunięto działaniem na długość drążków i trzpieni. Gdy przy rozrządzie pary w maszynie pierwszej (rys. 1) suwak pracował bez sprężyny dociskającej, usunięcie błędu na miejscu było niemożliwe. Rys. 5 przedstawia wykres o normalnych kształtach, przy całkowicie usuniętych błędach w rozrządzie pary. Rys. 6 przedstawia zadowolająco pracujący silnik gazowy.

Po wyregulowaniu silników zaszły istotne zmiany w ich pracy zarówno co do wielkości osiągalnej mocy, jak i zużycia pary, co jest widoczne z zestawienia przed i po wyregulowaniu silników. Przeprowadzone próby zwiększenia mocy wykazały (tabl. 1), że w stosunku do poprzednich 46 KMh wzrosła moc o 53,5%, czyli do 70,6 KMh.

Również bardzo wyraźnie występuje zmniejszenie zużycia pary. Z przeprowadzonych pomiarów i rachunków porównawczych, w odniesieniu do jednostki mocy, otrzymujemy zużycie pary na KMh 8—12 kg w stosunku do 16 kg zużywanych poprzednio, zatem zużycie pary na KMh zmniejszyło się o 50—25%.

Omawiane wyniki zaznaczają się w odpowiednim zmniejszeniu obciążenia kotłowni, dzięki czemu możemy zmniejszyć czynną powierzchnię ogrzewalną kotłów, co daje dalszą poważną korzyść.

Opisane powyżej wyniki są przykładem szczególnie jaskrawych korzyści z indykowania i wyregulowania rozrządu silnika. Korzyści te w podobnych wypadkach są zawsze niewspółmierne w porównaniu z nieznacznymi kosztami badań.

Wskazane byłoby również indykować silniki w warsztatach po każdorazowej ich naprawie —

dawałoby to pewność właściwego nastawienia rozrządu pary, a stąd gwarancję racjonalnej pracy silników wprawdzie mało ekonomicznych, lecz za to najmniej zawodnych, nie skomplikowanych i najchętniej widzianych przez załogi wiertników.

Jak wynika z wyżej podanych wartości pomiarowych 4-ch opisanych w tabl. 4 kotłów, to zarówno one jak i inne następnie przebadane nie były dotychczas wykorzystane w 50% swych potencjalnych możliwości. Wydajność ich bowiem nie przekraczała 9 kg pary z 1 m<sup>2</sup> powierzchni ogrzewalnej w godzinie. Przy pełnej sprawności tego rodzaju kotłów wydajność ich określona przez kalendarze

Zestawienie wartości bilansowych pomiarów termicznych Tabl. 4

I. Kotłownie					
	Jednostka wymiar.	Powierzchnia ogrzewal. kotłów			
		Kotł. 1		Kotłownia Nr 2	
		60 m <sup>2</sup>	60 m <sup>2</sup>	45 m <sup>2</sup>	45 m <sup>2</sup>
1. Paliwo — gaz odgazol., teoret. wartość opałowa . . .	Kcal	10250		10250	
Użyt. wartość opał. . .	kg	9507		9507	
Średn. zanieczyszczenie powietrzem . .	%	35,7		35,7	
Przec. zużycie gazu czystego przy 0°C i 760 mm Hg . . .	m <sup>3</sup> /min.	1,04		2,55	
2. Woda — temperatur. . .	°C	11		15,5	
Odparowano ogółem . . .	kg	2160		7430	
Odparow. na 1 godz. . .	"	540		1172	
Odparowano z 1 m <sup>2</sup> pow. ogrz./godz. . .	"	9		7,85	
3. Para — średnie ciśn. manom. . . .	atm.	8,4		7,33	
Całkowite ciepło na 1 kg pary . . . . .	Kcal	662,4		661	
Ciepło zużyte na wytworzenie 1 kg pary (przy 5% wilgoci) . . .	"	619		613	
4. Odparowalność: 1 m <sup>3</sup> czyst. gazu odparowal. normalnej pary o 640 Kcal . .	kg	8,8		7,75	
5. Gazy spalinowe: Średnia wart. CO <sub>2</sub> . . .	%	4,9	6,9	3,8	4
" " O <sub>2</sub> . . .	"	12,7	8,5	14,8	15,8
" " CO . . .	"	—	1,0	—	—
Nadmiar powietrza . . .	"	2,45	1,7	3,34	3,05
Temperatura spalin w czopuchu . . .	°C	225,0	203	182	186
Temper. w kotłowni . . .	"	16,0	22	22	22
Ciąg kominowy w mm H <sub>2</sub> O . . . . .	mm	4,1	4,3	3,5	3,3
Straty kominowe . . .	%	17,3	12,6	21,3	19,6
Straty scharakteryzowane obec. 1% CO w spalinach . . .	"	—	4,0	—	—
Bilans cieplny kotłów		Kotłownia Nr 1		Kotłownia Nr 2	
	Kcal		%	Kcal	%
a) Ciepło użyteczne z 1 m <sup>3</sup> czyst. gazu	5630	59,3		4950	52
b) Straty:					
kominowe . . .	1650	17,3		1825	19,2
promieniowania . . .	1277	13,4		1292	13,6
palnikowej niezupełnego spalania . . .	950	10,0		1440	15,2
Razem . . . . .	9507	100,0		9507	100,0

II. Gazoliniarnia		
	Jednostka wymiar.	Wartości
1. Masa żelaza adsorbenta . . .	kg	2360
Masa adsorbenta — węgla adsorb.	"	2600
2. Ilość gazu do odgazolinowania	m <sup>3</sup> /min.	14
Ilość zaadsorbowana . . . . .	g/m <sup>3</sup>	150
3. Ilość dest.—gazoliny na 1 szarżę	kg	105
Ilość destyl.—wody na 1 szarżę	"	86
4. Obciążenie węgla . . . . .	%	4
Temperatura mieszaniny par u wylotu z adsorbenta . . . . .	°C	115
Temperatura w gazoliniarni . .	"	22
5. Ciśnienia:		
Manom. pary dolotowej. . .	atm.	7,2
Destylacji . . . . .	"	0,6
W czasie suszenia . . . . .	"	0,3
6. Temperatury:		
W końcu chłodzenia . . . . .	°C	50
" nasycenia . . . . .	"	60
" podgrzewania . . . . .	"	113
" destylacji . . . . .	"	120
" suszenia . . . . .	"	55
Gazu suszącego . . . . .	"	118
7. Czas nasycenia 1 adsorbenta .	min.	50
" podgrzewania i destylacji .	"	30
" suszenia . . . . .	"	60
" chłodzenia . . . . .	"	60
8. Ciepło użyt. podgrzewania i dest.	Kcal	69100
Ciepło adsorbcji. . . . .	"	6600
Straty:		
Ciepło przenikania nieizolowanych powierzchni adsorbenta z przewodami i zaworami w czasie 1/2 godz.	"	6000
Ciepło przenikania powierzchni adsorbenta izolowanej . . . . .	"	1320
Łączne zużycie ciepła — na okres destylacji . . . . .		83020
9. Stąd zużycie pary pozost. w adsorbjerze w post. wody $\frac{83020}{0,9 \times 530,6}$	kg	175,
Ciepło odparowania gazoliny wyliczone z destylatu wody 88 kg, z czego pozostaje wody w adsorbjerze $88 \times (1 - 0,9) =$ . . . . .	"	8,8
W sumie wody w adsorbjerze po okresie destylacji . . . . .	"	183,8
10. Zużycie ciepła dla susz. węgla: Odparow. wody — $183,8 \times 540 =$ Oddał adsorbjer i węgiel ze swego zapasu . . . . .	Kcal	99000
	"	64500
	"	34500
Resztę gaz suszący $\frac{34500}{488,7} =$ kosztem pary	kg	71
11. Straty:		
Ciepło przenik. adsorb./godz.	Kcal	14640
Ciepło przenik. podgrz. gaz./godz.	"	3750
Łączne straty ciepła przenikania w czasie suszenia . . . . .	"	18390
Stąd zużycie pary: $\frac{18390}{535} =$	kg	34,40
12. Straty pary wskutek kondensacji w parociągu od kotłowni do gazoliniarni, w czasie cyklu podgrzewania z destylacją i suszenia węgla	"	95,0
13. Razem zużycie pary na 1 szarżę wynosi: $183,8 + 88 + 71 + 34,4 + 95 =$	"	472,2
14. Stąd og. zuż. pary na 1 kg gazol. o c. g. 0,655 przy 15 C = $\frac{472,2}{105} =$	"	4,5

Dalszy ciąg tablicy ze szpalty poprzedniej

Bilans cieplny gazoliniarni	kg	%
Użyteczne zużycie pary w 1 godz. dla zespołu 4-ch adsorbjerów przy 28 szarżach		
a) do podgrzania i destylacji: $258,2 \times 28:14 =$ . . . . .	517,0	70,00
b) do suszenia zespołu adsorbjerów: $71 \times 28:24 =$ . . . . .	82,8	11,10
c) straty cieplne wskutek przenikania adsorb. w czasie podgrzewania i destylacji: $13,6 \times 28:14 =$ . . . . .	27,00	3,67
d) Straty cieplne wskutek przen. adsorbenta w czasie suszenia: $27,20 \times 28:24 =$ . . . . .	31,8	4,35
e) Straty ciepl. wskutek kondensacji w podgrzewaczu gazu $7 \times 24 =$ . . . . .	16,80	2,28
f) Straty ciepl. wskutek kondensacji w parociągu liniowym	65,60	8,60
Razem . . . . .	739,00	100,00

techniczne i wytwórnie wynosi w godzinie 19—21 kg pary z 1 m<sup>2</sup> powierzchni ogrzewalnej.

Nie wykorzystane instalacje cieplne są często przyczyną zakłócania ruchu (stójki z powodu braku pary), przy czym nie pełne odparowanie wynika przeważnie z winy złego palenia lub nieodpowiednich palników, albo też przez nadmierne zanieczyszczenie kotłów, a przede wszystkim z powodu braku kontroli gospodarki cieplnej, a tym samym i gazu opałowego, którym, jak wyżej wspomniano, zakłady Kopalnictwa Naftowego rozporządzają bez ograniczenia. Wprowadzone tu normy zmuszą nas do racjonalnej, oszczędnej i rentownej gospodarki, a co za tym idzie postawimy wreszcie w przemyśle naftowym technikę cieplną na pewnym poziomie.

Ażeby sprostać temu zadaniu, winniśmy pamiętać, że wszystkiego nie może wykonać jeden zawodowca lub kierownik zakładu, lecz o odpowiednich kwalifikacjach pracownicy, a tych niestety nie posiadamy w dostatecznej ilości. W tym celu należałoby doraźnie przeszkolić odpowiednią ilość pracowników, a przedmiotu techniki cieplnej w szkołach naftowych nie ograniczać jedynie tylko do teorii. Dotychczasowi absolwenci szkoły naftowej nie posiadają zasadniczych wiadomości praktycznych o technice ciepła.

Nie należy bowiem ludzić się, że dzięki elektryfikacji zlikwidujemy wkrótce kotłownie i silniki parowe, gdyż kraje bogatsze od nas w sprzęt jak i doświadczenie, nie wyeliminowały dotychczas siły parowej w kopalnictwie naftowym, mimo że niejednokrotnie narzekają na niedociągnięcia i brak racjonalizacji w siłowni parowej.

Ważnym także zadaniem powinno być znormalizowanie przez Komisję Gazową PKN wartości opałowych ziemnych paliw gazowych i płynnych w Polsce. Dotychczasowy nieuregulowany system oznaczania wartości opałowych różnych, zbliżonych do siebie składem gazów, powoduje często nieporozumienia oraz poddaje pod wątpliwość wiele żmudnych opracowań.

Lek. Jan Z. Walczyński  
Uniwersytet Jagielloński

## Bezpieczeństwo pracy przy czynnościach wewnątrz zbiorników naftowych

(Z Zakładu Medycyny Sądowej U. J.)

Zgodnie z programem naukowo-badawczym, do zadań Instytutu Naftowego należą między innymi badania nad bezpieczeństwem i higieną pracy w przemyśle naftowym oraz opracowanie metod i urządzeń, mających na celu podniesienie bezpieczeństwa i higieny pracy.

Nawiązanie współpracy z Zakładem Medycyny Sądowej U. J. i pozyskanie do współpracy z Inst. Naft. autora niniejszej pracy, posiadającego za sobą szereg prac i długoletnią praktykę przy badaniu zatruc węglowodorami — umożliwi Instytutowi oddanie przemysłowi naftowemu cennych wskazań w tej dziedzinie.

Drukiem niniejszego artykułu rozpoczynamy pierwszy etap badań nad bezpieczeństwem i higieną pracy w przemyśle naftowym.

Redakcja

### 1. Uwagi chemiczne i toksykologiczne

Skład chemiczny naturalnej ropy naftowej i produktów jej przeróbki oraz ich właściwości toksykologiczne zależą od pochodzenia samej ropy oraz od rodzaju i sposobu dalszego z nią postępowania. Głównymi składnikami mieszaniny, zwanej ropą naftową, są trzy grupy węglowodorów, a to: parafiny czyli węglowodory nasycone rzędu metanu, węglowodory aromatyczne oraz nafteny czyli cykloparafiny. Prócz tego w ropie stwierdza się w mniejszych ilościach olefiny czyli węglowodory nienasycone rzędu etylenu, cykloolefiny, terpeny, wreszcie w niektórych rodzajach ropy naftowej związki, w skład których wchodzi siarka, azot lub tlen. Ilości tych składników w ropie wahają się w zależności od jej pochodzenia.

Przy początkowej przeróbce ropy naftowej zostają oddzielone najbardziej lotne gazowe składniki, pozostała frakcja płynna zostaje rozdzielona skomplikowanymi zabiegami rafinacji i frakcjonowanej destylacji — w zależności od punktu wrzenia i ciężaru gatunkowego — na rozmaite rodzaje produktów, jak gazolina, lekka i ciężka benzyna, nafta oświetleniowa, płynne oleje do smarowania, a wreszcie przy dalszej przeróbce pozostają składniki półstałe i stałe, jak wazelina, stała parafina, asfalt i inne.

Ze względu na to, że benzyna otrzymana wprost z ropy naftowej nie pokrywa rosnącego wciąż na nią zapotrzebowania, przerabia się pozostające przy destylacji cięższe węglowodory, na które zapotrzebowanie jest znacznie mniejsze, specjalnym postępowaniem destylacyjno-rozkładowym przy zwiększonej ciepłocie i ciśnieniu, tzw. krakingiem, w czasie którego węglowodory wyższego rzędu rozpadają się na niższe, lżejsze i bardziej lotne, które po oddzieleniu można użyć jako paliwo do motorów. Dodać należy, że benzyna pochodząca z tej przeróbki technicznej zawiera szczególnie dużo węglowodorów nienasyconych.

Benzyna handlowa, w zależności od produkcji

i dalszego zastosowania technicznego, jest mieszanką rozmaitych płynnych węglowodorów naftowych z dodatkiem zmiennych ilości bezwodnego alkoholu etylowego, benzolu oraz mniejszych ilości toluolu i ksylolu. Zawiera ona często dodatek tzw. środków przeciwstukowych, polepszających jej jakość i podwyższających liczbę oktanową, głównie czteroetylku ołowiu, substancji silnie trującej. Dodaje się go zwykle w postaci gotowego, standardowego roztworu, zwanego etylfluidem, zawierającego równe ilości czteroetylku ołowiu i bromku etylenu. Wprowadzona od 1. V. 1949 r. na wszystkich stacjach benzynowych CPN mieszanka trójskładnikowa B. A. B., zawiera 60% benzyny czystszej i po 20% benzolu i spirytusu.

W przemyśle naftowym istnieje bardzo wiele możliwości zatrucia ciałami węglowodorowymi. Będą to przede wszystkim ogólne zatrucia przewlekłe oraz uszkodzenia skóry, wywołane długotrwałym działaniem na nią tych ciał, dalej zatrucia podostre i wreszcie zatrucia ostre. Zatrucia ciałami węglowodorowymi kombinują się w przemyśle naftowym z równoczesnymi zatruciami innymi związkami chemicznymi, wytwarzającymi się przy przeróbce ropy naftowej, np. tlenkiem węgla, dwutlenkiem siarki lub siarkowodorem, co jeszcze więcej komplikuje objawy toksyczne.

Do prac szczególnie niebezpiecznych w przemyśle naftowym należą wszelkie czynności, przy których robotnik musi wchodzić do wnętrza zbiorników, opróżnionych z takich paliw płynnych, jak ropa naftowa, benzyna, nafta itp., jeżeli nie zostały one przedtem należycie wywietrzone lub opróżnione. Do prac takich należy przede wszystkim oczyszczanie cystern, dokonywane periodycznie w pewnych dłuższych odstępach czasu, np. raz do roku, lub okazjnie w razie zmiany rodzaju przechowywanego paliwa, wypełniającego zbiornik, dalej mierzenie łąką poziomą cieczy w cysternach, jeżeli nie ma do tego celu specjalnych urządzeń mechanicznych, wreszcie naprawy zbiorników w wypadku ich uszkodzenia i przeciekania, zwłaszcza jeśli zbiorniki te są obudowane lub wpuszczane w ziemię i napraw tych nie można wykonać od zewnątrz.

Nie tylko wejście do zbiornika zawierającego stężone pary benzyny jest zabójcze dla zdrowia, ale już nawet przebywanie w pomieszczeniach wypełnionych jej parami bywa bardzo szkodliwe, jak również niebezpieczne dla życia mogą być prace na otwartym powietrzu przy rurociągach, z których wydobywają się pary benzyny. Niebezpieczeństwo zatrucia zagraża też robotnikom zajęтым przy kotłach z paliwami płynnymi, pracujących pod zwiększonym ciśnieniem lub przy podwyższonej temperaturze.

W niniejszej publikacji zajmiemy się tylko interesującym nas działem zatruć, jakim ulec mogą robotnicy, pracujący we wnętrzu zbiorników paliw płynnych, a więc ostrymi zatruciami parami produktów naftowych i skutkami bezpośredniego działania tychże produktów przy zwilżeniu powłok skórnych.

Działanie toksyczne odpowiedniej mieszanki węglowodorów jest wypadkową działania trującego pojedynczych składników będzie zatem zależało przede wszystkim od ilości i jakości poszczególnych ciał w tej mieszaninie się znajdujących. Węglowodory nasycone o wzorze  $C_nH_{2n+2}$  są truciznami układu nerwowego, przy czym ich działanie trujące zwiększa się z ciężarem właściwym i wzrostem punktu wrzenia. Ma to miejsce jednak tylko do pewnej granicy, gdyż węglowodory o stanie skupienia gęstej cieczy lub ciała stałego okazują, jako mało lotne, wybitne zmniejszenie właściwości trujących. Węglowodory nienasycone o wzorze  $C_nH_{2n}$  działają podobnie jak węglowodory nasycone tylko znacznie energiczniej, odznaczają się bowiem większą aktywnością farmakodynamiczną w stosunku do ustroju żywego niż poprzednie.

Według *Killiana* ze wzrostem ilości atomów węgla w drobinie węglowodoru wzrasta jego działanie narkotyczne przy równoczesnym obniżeniu się granicy toksycznej; podwójne wiązania między poszczególnymi atomami węgla zwiększają, rozgałęzienia zaś łańcucha węglowego zmniejszają działanie narkotyczne całej drobinie.

Ilości par benzyny, działające trująco na człowieka, ilustruje poniższa tabela, przytoczona według *Lehmann-Hessa*:

Działanie	Ilość trucizny w mg/l
W $\frac{1}{2}$ —1 godz. natychmiast lub później śmiertelne. . . . .	30—40
W $\frac{1}{2}$ —1 godz. niebezpieczne dla życia	25—30
W $\frac{1}{2}$ —1 godz. znoszone bez natychmiastowych lub późniejszych następstw	10—20
Przy wielogodzinnym wdychiwaniu działa już . . . . .	5—10
6 godz. znoszone bez istotnych objawów	10

Dodać należy, że przy omawianych zatruciach przemysłowych zawartość lotnych par węglowodorowych w słabo lub zupełnie nieprzewietrzonych zbiornikach stale obraca się znacznie powyżej podanych granic.

Człowiek wchodzący do zamkniętej przestrzeni, wypełnionej parami węglowodorów, ulega początkowemu działaniu trucizny w postaci ostrego drażnienia spojówek oczu i błon śluzowych górnych dróg oddechowych, co wywołuje uczucie pieczenia w oczach, krtani i nosie i powoduje odruchy obronne w postaci kichania, kaszlu i silnego łzawienia. Sygnałem ostrzegawczym rozpoczynającego się zatrucia jest, jak opowiadają robotnicy naftowi, wyraźnie wyczuwalne tętnienie w skroniach, po zauważeniu którego należy natychmiast przerwać pracę i wyjść na otwartą przestrzeń.

Następne działanie trucizny na ośrodkowy układ nerwowy składa się z dwu kolejno po sobie idących faz zatrucia. Pierwszą z nich będzie przy przyjęciu nieznacznych dawek pobudzenie czyn-

ności ośrodkowego układu nerwowego, charakteryzującego się podnieceniem ruchowym i psychicznym, czasem wesołością, a więc objawami podobnymi do okresu pobudzenia przy użyciu alkoholu, do czego może dołączyć się bicie serca, bóle i zawroty głowy oraz nudności. Objawy te przy wydośtaniu się zatrutego na świeże powietrze szybko przemijają bez śladu. Lekkie stany oszołomienia związane są nieraz z przyjemnymi odczuciami w zakresie wrażeń zmysłowych, głównie słuchu i wzroku, co jest przyczyną obserwowanego w pewnych zakładach pracy umyślnego „upijania się” niektórych robotników przez wdychywanie małych dawek benzyny, dla wywołania tych właśnie miłych wrażeń. Dodać należy, że przy wielokrotnym pobieraniu małych dawek benzyny następuje najczęściej przyzwyczajenie, co obserwowano już w doświadczeniach na zwierzętach.

Przy użyciu większych dawek benzyny lub ciał do niej podobnych występuje drugie stadium, cechujące się narastającymi objawami porażenia ośrodków nerwowych. Występują zaburzenia mowy i połykania, wymioty, oczopląs, utrata przytomności, a wreszcie głęboki narkotyczny sen, czasem towarzyszy drżenie pojedynczych mięśni lub całych kończyn, przechodzące w rozległe skurcze tężcowe i drgawki, tak że cały obraz przypomina czasem napad padaczkowy. Równocześnie zaczynają występować objawy zaburzenia czynności układu krążenia w postaci nieregularnego tętna, sinicy i spadku ciśnienia krwi, do czego dołącza się nieregularny oddech. Ciężota ciała opada, następuje gwałtowne wydzielanie potu, znikają odruchy ścięgniste, pojawiają się zaburzenia czucia, zatruty oddaje bezwiednie mocz i kał wskutek porażenia mięśni odbytnicy i pęcherza moczowego i przy nasilających się objawach uszkodzenia mózgu i rdzenia kręgowego następuje śmierć, będąca następstwem zahamowania czynności serca i ważnych ośrodków nerwowych.

Przy przebywaniu w atmosferze zawierającej duże stężenia trujących par węglowodorowych okres obu stadiów, a zwłaszcza pierwszego, ulega silnemu skróceniu, cały szereg objawów chorobowych wypada i bardzo szybko przychodzi do poważnych objawów porażennych i do śmierci. Jeżeli natomiast w tym okresie nie nastąpi zejście śmiertelne i zatruty przywrócony zostanie do przytomności, ostre objawy zatrucia ulegną osłabieniu, natomiast mogą dołączyć się stany zapalne dróg oddechowych w postaci zapalenia błony śluzowej tchawicy i oskrzeli, zapalenia wysiękowego opłucnej, zapalenia odoskrzelowego i obrzęku płuc itp., jednym słowem stany chorobowe, będące skutkami ostrego uszkodzenia narządu oddechowego w pierwszym i drugim okresie zatrucia. Wystąpić mogą w tym czasie również zaburzenia ze strony przewodu pokarmowego i narządu moczowego, będące późniejszymi skutkami uszkodzenia tych narządów, jak również zwyrodnienia wątroby i stany zapalne nerek. Jako dalsze skutki uszkodzenia układu nerwowego mogą wystąpić utrzymujące się przez dłuższy czas lub nawet pozostające na stałe niepamięć wsteczna, zapalenia wielonerwowe, różnego rodzaju upośledzenia umysłowe itd.

Uszkodzenie powłok skórnych wywołane w formie ostrej przez produkty naftowe cechuje się zmianami podobnymi na ogół do działania podwyższonej ciepłoty, rozległym złuszczeniem i odrywaniem się naskórka, tworzeniem bąbli i pęcherzy oraz zaczerwienieniem i przekrwieniem skóry właściwej, następstwem czego może być czasem martwica. Działanie węglowodorów na powłoki skórne wywołac może również ogólne objawy zatrucia, gdyż ciała te przenikają i wchłaniają się przez skórę.

Cały szereg czynników zwiększa niebezpieczeństwo wspomnianych prac. Są to przede wszystkim czynniki leżące w ustroju samego pracownika, jak ogólnie zmniejszona osobnicza odporność na tego rodzaju trucizny, lub przejściowa, chwilowo zwiększona wrażliwość na wszelkie czynniki szkodliwe, wywołana np. przeziębieniem, zmęczeniem, przepracowaniem, nadużyciem alkoholu itp. U ludzi z już istniejącymi schorzeniami ustroju zatrucia nawet nieznaczne stopnia wywołać mogą znacznie gorsze skutki niż u zdrowych, np. pogorszenie stanu zdrowia przy chorobach układu naczyniowego i nerwowego, krwotoki u chorych na gruźlicę płuc itp.

Dalszym czynnikiem ułatwiającym powstanie zatrucia będzie taki układ warunków zewnętrznych, który zwiększy lotność produktu naftowego, a więc ciepła pora roku, energiczne nasłonecznienie ścian zbiornika, ogrzanie samego produktu itd., co wywoła wystąpienie zatrucia, jakie przy innym zbiegu okoliczności, być może, nie miałyby miejsca.

Trzecią wreszcie ważną grupą czynników będzie skład paliwa oraz domieszki ciał bardziej jeszcze jak ono samo trujących, np. połączeń metalo-organicznych lub benzolu.

Zwróciwszy uwagę na te trzy grupy czynników, a więc właściwości ustroju żywego, zbiornika i wypełniającego go paliwa, można łatwo zrozumieć, że żadne z zatruc ani żadna z wykonywanych prac nie może przebiegać nigdy dokładnie w tych samych warunkach. Fakt, że np. ktoś wchodząc w pewnych określonych okolicznościach do cysterny nie zatruił się, nie wyklucza, czy ktoś inny wchodząc do tej samej cysterny w pozornie podobnych warunkach nie uległby zatruciu. Ochroną może być tylko najściślejsze przestrzeganie zasad użycia uznanych ogólnie zabezpieczeń i to nawet w warunkach, w których zastosowanie ich mogłoby wydawać się przy powierzchownym rozważaniu zbyt konieczne lub niepotrzebne.

## 2. Bezpieczeństwo pracy

Niebezpieczeństwo zatruc ciałami węglowodorowymi nie jest należycie doceniane nie tylko przez samych robotników, zwłaszcza starych i doświadczonych, którzy zbyt ufają we własne siły lub przeceniając je, świadomie lekceważą środki zabezpieczające, ale również przez organa nadrzędne i kontrolujące. do których obowiązku należy właśnie niedopuszczanie do tego rodzaju wypadków. Dowodem tego są ciągle zdarzające się śmiertelne wypadki zatruc przy pracach wewnątrz zbiorników, z jakimi w ostatnich kilku latach zetknęliśmy się wielokrotnie.

Powodem tych wypadków jest przede wszystkim

niezdawanie sobie sprawy z warunków pracy i zupełne zaniedbywanie środków ochronnych, bądź też nieodpowiednie i niecelowe ich użycie, co w rezultacie powoduje katastrofę. Wchodzi się do zbiorników niezupełnie opróżnionych lub niedostatecznie przewietrzonych, używa się nieodpowiednich przyrządów zabezpieczających drogi oddechowe lub nie używa się ich w ogóle, zaniedbuje się ustanowienia pogotowia, które by czuwało na zewnątrz zbiornika, celem natychmiastowego niesienia pomocy znajdującemu się wewnątrz w razie jego zaślabnięcia itd., mimo iż na rafineriach powszechnie wiadomo, że zajęci przy takich pracach robotnicy „upijają się benzyną”, co jest przecież początkowym objawem zatrucia, mogącym u osób wrażliwszych zakończyć się śmiertelnie. Lepiej jest jednak poświęcić więcej czasu i środków organizacji pracy i zapobieganiu zatruciom, niż dopuścić do chociażby nielicznych wypadków śmiertelnych tym bardziej, że czyszczenie czy naprawy zbiorników przeprowadzane z zachowaniem zasad bezpieczeństwa i ze zwróceniem uwagi tak na całość postępowania jak i wszystkie jego szczegóły nie przedstawiają żadnego niebezpieczeństwa dla zatrudnionych robotników.

### Odgazowywanie zbiorników

Czynność ta będzie polegała przede wszystkim na jak najdokładniejszym opróżnieniu zbiorników. W tym celu należy zlać przez kurki spustowe znajdujący się w zbiorniku produkt naftowy, potem ewentualnie pozostałą na dnie wodę, wreszcie nalać do cysterny nieco wody, którą razem z pływającymi w niej resztkami poprzedniej zawartości należy wylać przez otwór do spuszczenia wody, odprowadzając ją przez osobną rynnę, ażeby nie rozmywała fundamentów, na których stoi zbiornik.

Celem następnych czynności będzie usunięcie ze zbiornika nagromadzonych w nim lotnych par węglowodorowych. Przeprowadza się to przez wietrzenie lub wypieranie tych par sprężonym powietrzem, parą wodną lub wodą. Wszystkie te sposoby mają swe wady i zalety.

Przez samo wietrzenie cysterny, dokonywane przy otwartych wszystkich kurkach, włazach i otworach wentylacyjnych, po odłączeniu od niej rurociągów, możemy wprawdzie opróżnić ją ze znajdujących się tam par trujących, dla rzeczywiście jednak dokładnego dokonania tej czynności należałoby użyć tyle czasu, że zabieg ten stałby się zupełnie niecelowy i ze względu na to w praktyce należy go uznać w przeważającej ilości przypadków za niewystarczający. Trzeba tu wziąć pod uwagę słabe przenikanie czystego powietrza do wnętrza zbiornika i na odwrót — słabe wydostawanie się par węglowodorowych na zewnątrz jedynie drogą dyfuzyjną bez użycia żadnego czynnika, powodującego poruszanie zalegających par. Tej słabej przewietrzalności sprzyjać może również sama budowa zbiornika, posiadającego np. właz umieszczony bliżej jednego z boków, co ułatwia zaleganie par w ślepej części zbiornika.

Sprężonego powietrza używa się stosunkowo rzadko w praktyce ze względu na to, że tylko niektóre zakłady pracy przemysłu naftowego mają do dyspozycji odpowiednie sprężarki. Przy wypieraniu:

par benzynowych tą metodą należy również otwierać wszelkie otwory zbiornika i przez odpowiednio długi okres czasu poddać go energicznemu przedmuchianiu.

Innym zabiegiem służącym do tego celu jest przedmuchiwanie cysterny gorącą parą wodną, dokonywane nieprzerwanie przez kilka do kilkudziesięciu godzin, w zależności od rodzaju produktu, stopnia zanieczyszczenia, pory roku, wielkości zbiornika i wreszcie od ciśnienia samej pary. Podkreślić należy, że użycie gorącej pary lub wody powoduje — zwłaszcza przy zanieczyszczeniach gęstymi produktami naftowymi — korzystne upłynnienie resztek tychże produktów, które mogły przyłączyć się do wewnętrznej powierzchni ścian zbiornika, wskutek czego spływają one na dno i można je wypuścić na zewnątrz. Ciśnienie użytej pary powinno wynosić przynajmniej dwie atmosfery, temperatura wewnątrz zbiornika w czasie przepuszczania pary od 60 do 70 C. Wpuszczając parę należy przez dolny luk wężem gumowym bez zakończenia metalowego, przy czym koniec tego węża należy ułożyć mniej więcej w odległości  $\frac{1}{4}$  średnicy zbiornika. Rozmieszczenie końca węża należy przeprowadzić od zewnątrz za pomocą długiej żerdzi drewnianej. Drewniane zbiorniki na ropę należy do przedmuchiania po usunięciu ropy zupełnie odkryć.

Należy podkreślić dobitnie, że ze względu na możliwość w czasie ruchu cieczy czy pary wyładowania w formie iskry potencjału elektryczności statycznej i grożącego tym samym wybuchu, należy w czasie parowania czy nalewania wody uziemić dokładnie przed otwarciem kurków doprowadzające części parociągu czy sikawki i połączyć je ze zbiornikiem. Jest rzeczą jasną, że zbiornik powinien być stale dokładnie uziemiony i że stan uziemienia należy przed przepuszczaniem pary kontrolować.

Ostatnim wreszcie sposobem będzie wypieranie par naftowych przez wypełnienie zbiornika wodą, najlepiej gorącą. Postępowanie to należy przeprowadzić kilkakrotnie z każdorazowym pozostawieniem wody we wnętrzu przez pewien okres czasu i dopełniać zbiornik tak, by woda wraz z pływającymi na jej powierzchni resztkami produktów naftowych wylewała się górnym włazem. Konieczność powtarzania przepuszczania wody kilka razy tłumaczy się tym, że ze względu na istniejące wielokrotnie krzywizny górnych powierzchni zbiorników i niezupełnie poziome ich ustawienie, przy jednorazowym wypełnieniu wodą część par może pozostać między jej zwierciadłem a górną ścianą zbiornika i po wylaniu wody powoduje ponowne zatrucie atmosfery wnętrza. Przez kilkakrotne zaś nalewanie i wylewanie wody pary te ulegną znacznemu rozrzedzeniu. Z podobnych sposobów polecano również przeprowadzenie odgazowywania cystern wodą i torfem.

Naszym zdaniem najkorzystniejsze i najpewniejsze jest kolejne kombinowanie kilku sposobów i to każdego przez czas odpowiednio krótszy, a więc parowania, następnie wypierania gazów za pomocą wody i wreszcie wietrzenie ze zmywaniem wodą za pomocą sikawki ścian wnętrza zbiornika. Należy jednak zdać sobie sprawę, że nawet po wszystkich tych

ostrożnościach w zbiorniku zostanie jeszcze pewna ilość par trujących oraz że pary te z pozostałych na ścianach produktów naftowych na nowo mogą się wytworzyć. Dlatego też niedopuszczalne jest zaniedbywanie dalej omawianych środków ochrony osobistej, w przeświadczeniu, że zbiornik został już należycie z trujących par oczyszczony. Dodać należy, że zbiorniki po benzynie etylizowanej należy zawsze uprzednio parować, a dopiero po tym napełniać wodą, ze względu na fakt, że domieszka wody do benzyny etylizowanej zwiększa znacznie korozję ścian zbiornika.

#### Kontrola składu atmosfery wnętrza zbiornika

Rzeczą dość trudną będzie określenie, jak długo należy prowadzić opisane wyżej zabiegi dla uzyskania takiego składu wewnętrznej atmosfery zbiornika, który by pozwolił na bezpieczne przebywanie w nim ludzi i ewentualne wykonywanie czynności z ogniem, jak spawanie, lutowanie, nitowanie itp. Należy więc stale mieć na uwadze dwa niebezpieczeństwa — zatrucie pracownika i wybuch gazów. Dlatego na ogół wszelkie przepisy z uwagi na te właśnie niebezpieczeństwa polecają prowadzić oczyszczanie wnętrza zbiornika z zapalnych par raczej dłużej oraz podają dolną granicę czasu odgazowywania.

Najogólniejszą kontrolą stanu oczyszczenia zbiornika będą dane empiryczne, uzyskane przez porównanie z czasem poprzednio przeprowadzonych czyszczeń oraz wrażenia węchowe, ostrzec jednak należy, że biorąc pod uwagę wiele możliwości zmian układu wszystkich wpływających na stopień toksyczności pary czynników, będą to próby zupełnie niewystarczające.

Używana czasami próba biologiczna polega na opuszczaniu zwierząt do wnętrza cystern przed wejściem do nich ludzi i obserwowanie ich zachowania. Jednak tolerancja zwierząt na trujące pary węglowodorowe jest bardzo różna dla poszczególnych gatunków i odmienna od tolerancji ludzkiej. Szczególnie wrażliwe na benzynę są np. koty.

W jednym wypadku użyto na próbę dla kontroli możliwości wybuchu gazów w zbiorniku, który miał być spawany, zapalnika elektrycznego, takiego jaki stosuje się do materiałów wybuchowych i wybuch faktycznie uzyskano mimo tego, że cysterna była wypełniona przez całą noc wodą. Ilustruje to możliwość wybuchu przy niewystarczającym użyciu środków odgazowujących.

Próbki gazów z wnętrza badanego zbiornika pobrać można pipetą wodną i następnie przebadać laboratoryjnie ich skład. Można również zadsorbować pary benzyny na węglu aktywnym i wyprzeć z tego węgla parą wodną. Można również badane powietrze przepuszczać z szybkością 1 litra na minutę przez magnezowe opitki umieszczone w rurze kształtu litery U, chłodzonej płynnym powietrzem, przy czym zageęszcza się w ten sposób 99,6% znajdujących się w powietrzu par benzynowych (*Fritzmann i Maciulewicz*).

Najodpowiedniejszym ze wszystkich sposobów jest jednak użycie specjalnych przyrządów, wskazujących wprost stężenie gazów zapalnych w atmo-

sferze. Aparaty tego rodzaju, budowane specjalnie do użytku rafinerij nafty, są w przemyśle zagranicznym stosowane na szerszą skalę.

Zastosowanie tych aparatów zmniejszyło ilość wybuchów i pozwoliło na znaczne oszczędności w kosztach odgazowywania cystern (*Bonsib*). W przypadkach tych, które w rozmaitych typach znajdują się na rynku zagranicznym, przepuszcza się badaną próbę powietrza ponad drutem, który ogrzewany jest do temperatury wystarczającej do wywołania zapłonu palnych gazów, znajdujących się w tejże próbie. Równocześnie mierzy się zmianę w oporze elektrycznym drutu, wywołaną przez wzrost temperatury w czasie zapłonu. Mierzenie to oparte jest na zasadzie mostka Wheatstone'a. Wzrost oporu jest proporcjonalny do ilości ciepła wytworzonego w czasie zapłonu. Ponieważ gazy naftowe wydzielają przy wybuchu w przybliżeniu tę samą ilość ciepła dla jednostki objętości, skala przyrządu jest tak skonstruowana, że pozwala odczytywać wprost zawartość gazów w odsetkach dolnej granicy eksplozywnej mieszanki gazu i powietrza. Przyrządami tymi można obliczać głównie ilość gazów palnych poniżej dolnej granicy wybuchowej, inne jednak ich typy pozwalają również na odczytywanie wyników, gdy ilość gazów zawarta jest między dolną a górną granicą eksplozywną, a po rozrządzeniu nawet powyżej tejże granicy.

Należy dodać, że wszelkie badania czystości atmosfery zbiorników powinny odbywać się bezpośrednio przed zejściem do nich pracowników oraz dalej w czasie dłuższej trwających prac. W zbiorniku bowiem, w którym nawet stwierdzono uprzednio nieznaczne stosunkowo ilości par, zawartość ich może wzrosnąć wskutek podwyższenia się zewnętrznej temperatury, nagrzania zbiornika przez słońce, poruszenia osadów na dnie przy ich usuwaniu i wreszcie wskutek wzrostu temperatury przez dokonywanie pewnych prac wewnątrz zbiornika, np. spawania. Wybuch więc lub zatrucie mogą nastąpić już w czasie pracy, chociaż na początku jej stwierdzono dopuszczalne stężenia gazów.

### Ochrona przed pożarem i wybuchem

Zabezpieczenie to będzie polegało przede wszystkim na takim oczyszczeniu atmosfery wnętrza zbiornika przez wyparcie względnie wywietrzenie par węglowodorowych, aby niebezpieczeństwo to nie mogło w ogóle mieć miejsca. Jest rzeczą jasną, że muszą obowiązywać wszelkie ścisłe zabezpieczenia przeciwpożarowe, zakaz palenia itd. Prócz powyższego należy mimo wszystko usunąć wszelkie czynniki mogące wywołać powstanie iskry, a co za tym idzie zapalenie całej mieszanki, zwłaszcza gdy powietrze zbiornika może zawierać jeszcze niebezpieczne stężenia par benzynowych.

Robotników udających się do wnętrza należy skontrolować, czy nie posiadają przy sobie zapalników, zapalniczek lub przedmiotów metalowych, jak sprzączki od pasów, stalowe pierścionki i łańcuszki do zegarków, ćwieki i podkowy przy butach itp., które mogłyby uderzając o siebie lub np. przy upadku o ścianę zbiornika wywołać powstanie iskry. Podobnym warunkom powinno odpowiadać ubranie robocze, pasy ratownicze, aparaty zabez-

pieczające drogi oddechowe itp. Wszelkie potrzebne we wnętrzu zbiornika przybory metalowe powinny być zrobione z metalu nie mogącego dać iskry, jak miedź, mosiądz, ołów lub duraluminium. Łopatki do wyrzucania nieczystości powinny być drewniane lub obite miedzią. Do czyszczenia ścian nie należy w niepewnych okolicznościach używać szczotek lub skrobaczek żelaznych. Zarówno zbiornik, jak i parociągi lub rury wodociągowe do napełniania zbiornika wodą, muszą być, jak już wspomniano, dokładnie uziemione.

Wszystkie te zabezpieczenia okażą się zbyteczne tylko wtedy, jeżeli wewnątrz cysterny ma się wykonać pracę z ogniem i kiedy jedynym zabezpieczeniem przed wybuchem może być wówczas tylko dokładne usunięcie ze zbiornika łatwo zapalnych par i obowiązkowe sprawdzenie składu powietrza wnętrza.

### Oświetlenie zbiorników

W ścisłym związku z omawianą powyżej sprawą wybuchu i pożaru stoi kwestia użycia odpowiedniego środka oświetleniowego do pracy w ciemnych na ogół wnętrzach zbiorników, do których światło dzienne zwykle bardzo słabo dochodzi, co zmusza do zastosowania sztucznego światła. Użycie nieodpowiedniego rodzaju światła wywołać może również wybuch lub pożar. Zupełnie niedopuszczalne są płomieniowe źródła oświetleniowe, lecz nieodpowiednia jest również zwykła niezabezpieczona bateryjna czy przewodowa lampka elektryczna, gdyż może ona na swych stykach wywołać minimalne wyładowanie w postaci iskry, co będzie wystarczające do zapalenia całej wybuchowej mieszanki.

Przyjąć należy za zasadę, że oświetlać wnętrza zbiorników można jedynie dobrze działającymi elektrycznymi lampami bezpieczeństwa. Ze względu na zachowanie swobody ruchów rąk reflektor oświetlający należy umocować na stałe na głowie robotnika. Umocowanie go na piersiach uważamy za niepraktyczne ze względu na krzyżowanie się tam szelk pasa bezpieczeństwa, linek ratowniczych i rury oddechowej aparatu chroniącego narządy oddychania.

### Ochrona narządów oddychania

Ze środków ochrony osobniczej najwięcej uwagi należy poświęcić ochronie narządu oddechowego, gdyż jest on bramą wiodącą do zatrucia całego ustroju. Narząd oddechowy da się zupełnie pewnie zabezpieczyć odpowiednimi środkami ochronnymi przed wtargnięciem do niego trucizny, podkreślić jednak należy, że użycie nieodpowiednich środków zabezpieczających, podobnie jak i zupełne ich nieużycie, nie tylko nie ochroni przed zatruciem, ale jeszcze zwiększy jego niebezpieczeństwo i może pogorszyć skutki.

W przemyśle i wojennej obronie przeciwgazowej mamy cały szereg aparatów rozmaitych typów, zabezpieczających w różnych warunkach przed dostaniem się do dróg oddechowych trujących gazów i par, nie wszystkie one jednak — jak zaraz zobaczymy — będą odpowiednie do naszych celów. Aparaty chroniące drogi oddechowe dzielimy na trzy główne typy — aparaty filtrujące, izolujące



i doprowadzające czyste powietrze z poza zatrutej atmosfery.

Najpospolitsze i najczęściej używane są aparaty pierwszego typu. Działanie ich polega na tym, że przez specjalny pochłaniacz różnej budowy, wypełniony najczęściej głównie węglem aktywnym lub innymi środkami chemicznymi, wciągane jest powietrze wdychiwane do płuc, przy czym trujące gazy i pary zatrzymują się na ciałach wypełniających pochłaniacz i nie dochodzą do osłoniętych szczelną maską dróg oddechowych. Znajomość masek ochronnych tego typu jest dość powszechna dzięki rozpowszechnieniu ich przez służbę wojskową, nie są natomiast znane ogółowi zupełnie lub wiadome tylko częściowo warunki, w jakich maska taka nie chroni w ogóle lub chroni tylko niezupełnie.

W warunkach bojowych maska tego typu przy użyciu znanego gatunku gazu oraz przy zastosowaniu pochłaniacza odpowiedniego rodzaju wypełnia prawie zawsze nałożony na nią obowiązek zabezpieczenia walczącego żołnierza przed zatruciem, umożliwienia mu wydostania się z zatrutej atmosfery oraz wykonania ograniczonych zadań bojowych. Może to mieć miejsce przede wszystkim dlatego, że stężenia gazów trujących, rozchodzących się w otwartym powietrzu są stosunkowo niewielkie i że ilość powietrza po oczyszczeniu go z trujących domieszek jest wystarczająca dla zapewnienia oddychania. Aparaty zabezpieczające tego typu są w stanie oczyścić powietrze zawierające 1—3% gazów trujących, w zależności od rodzaju pochłaniacza i gazu.

W przemyśle natomiast, przy wykluczeniu nawet obecności pewnych gazów, których w ogóle nie adsorbuje węgiel aktywowany, mamy w zamkniętych i wypełnionych trującymi gazami pomieszczeniach zupełnie swoiste warunki. Rozważając te warunki, z jakimi właśnie spotykamy się w cysternach po paliwach płynnych, musimy zauważyć, że cechują się one często dwoma właściwościami, mającymi zasadniczy wpływ na działanie użytej maski z pochłaniaczem, a mianowicie dużym stężeniem trujących par i zmniejszoną ogólną ilością powietrza zdolnego do oddychania.

W krańcowych warunkach mamy czasem nawet do czynienia w zbiornikach z obecnością pary nasyconej, tj. z maksymalną ilością pary wypełniającą w danej temperaturze pewną zamkniętą przestrzeń a pozostającą w łączności z cieczą, która ją wytwarza. Ma to miejsce przede wszystkim w zbiornikach niezupełnie opróżnionych, gdzie na dnie znajduje się jeszcze warstwa cieczy, ale również podobne warunki istnieją w zamkniętych zbiornikach pozornie zupełnie opróżnionych, posiadających jeszcze jednak wilgotne ściany. Stężenie trujących par węglowodorowych jest w takich cysternach bardzo wysokie i przekracza, w zależności od temperatury, znacznie ilości wystarczające do wywołania zatrucia.

Lotne pary węglowodorowe wypierają powietrze ze zbiornika, co zdarza się również po jego otwarciu, dopóki rozrzedzenie tych par i przenikanie powietrza do wnętrza nie postąpią naprzód. Ma tu wpływ również — o czym wspomnieliśmy już poprzednio — budowa zbiornika, powodująca zaleganie par w słabo wietrzących się jego częściach,

zwłaszcza przy bocznie ułożonych włazach. Praktycznie rzecz biorąc, w nieprzewietrzonych zbiornikach z paliw płynnych może nie być prawie zupełnie powietrza nadającego się do oddychania.

Oba rozważane zjawiska, a więc brak odpowiedniej ilości tlenu potrzebnego do podtrzymania oddychania i ogromne stężenia par trujących, wykluczą w większości przypadków niezbyt oczyszczonej atmosfery zbiornika celowość użycia maski przeciwgazowej typu filtrującego, jako wystarczającego środka zabezpieczającego przed zatruciem. W razie zbyt dużego stężenia gazów czy par trujących występuje na pochłaniaczu zjawisko tzw. przeskoku czyli przedostawania się gazów trujących przez pochłaniacz, nawet jeszcze zupełnie sprawny i nieużyty, ponieważ nie nadąży on zatrzymać na węglu tej dużej ilości gazów, jaka zawarta jest w zapotrzebowanym do oddychania powietrzu. Dodać również trzeba, że bardziej lotne składniki węglowodorowe adsorbują się w ogóle słabiej na węglu aktywnym.

Wedle danych radzieckich i amerykańskich nie należy używać filtrujących masek przeciwgazowych w wypadkach, jeżeli ilość tlenu w otaczającej atmosferze jest niższa niż 16—17%. W pewnych okolicznościach pracy w zbiornikach — jak już wspomnieliśmy — praktycznie rzecz biorąc albo nie ma zupełnie powietrza zdolnego do oddychania, albo jest go tylko znikoma ilość. Człowiek wchodzący do takiego pomieszczenia w zwykłej masce z pochłaniaczem oddycha przez chwilę powietrzem zawartym w masce, następnie po wyczerpaniu go rozpoczyna się dusić, ulega skutkom ostrego braku tlenu w tkankach, traci przytomność i następuje u niego nagle zahamowanie ważnych dla życia ośrodków oddychania i krążenia, być może zanim jeszcze nastąpi przeskoczenie trujących gazów przez pochłaniacz.

Powyższe rozważania upoważniają nas do uznania maski gazowej z pochłaniaczem węglowym jako odpowiedniej jedynie w bardzo ograniczonej ilości przypadków, przy znacznych rozrzedzeniach trujących składników, dla wystarczającego zabezpieczenia dróg oddechowych w rozważanym przez nas dziale pracy przemysłu naftowego. Z punktu widzenia praktycznego należy przyjąć za postulat konieczność odrzucenia takiego typu maski jako zabezpieczenia przy pracach we wnętrzu zbiorników z paliw płynnych, ponieważ w ogromnej większości przypadków nie spełni ona w ogóle swego zadania, określenie zaś kiedy można jej użyć a kiedy jej użyć nie wolno jest trudne i niecelowe, a wreszcie, że używanie jej umacnia i tak dość zakorzenione mniemanie, że jest ona wystarczającym środkiem ochronnym we wszystkich przypadkach, co w rzeczywistości mija się z prawdą.

Aparaty zabezpieczające typu izolującego pozwalają na zupełne oddzielenie używającego ich pracownika od otaczającej go atmosfery. Oddycha on własnym zapasem gazów, wytwarzanych we wnętrzu tegoż aparatu i posiada ich ilość, wystarczającą mu na ściśle określony czas w zależności od typu przyrządu. Aparaty te są dobrym i wystarczającym środkiem ochronnym i pozwalają na przebywanie bez niebezpieczeństwa w zatrutej atmosferze zbiorników. Mają one jednak znowu cały szereg innych

niedogodności natury praktycznej, które utrudniają, a czasem w ogóle uniemożliwiają ich zastosowanie.

Aparaty te są kosztowne, a samo utrzymanie ich w pełnej sprawności pociąga również za sobą wydatkowanie dość dużych sum pieniężnych. Dzięki swej skomplikowanej budowie ulegają łatwo zepsuciu, zwłaszcza przy niezbyt fachowym obchodzeniu się z nimi, naprawa zaś ich wymaga dokładnych znajomości ich budowy i działania. Na skutek swego dość znacznego ciężaru utrudniają one poruszanie się i są dużym obciążeniem przy wykonywaniu prac fizycznych. Ostatnią wreszcie wadą, która może w pewnych przypadkach uniemożliwić w ogóle ich użycie, są duże rozmiary, które powodują, że niejednokrotnie robotnik w nie zaopatrzonej nie może zmieścić się w wąskich włazach zbiorników lub nie może w ogóle wejść do wnętrza rurociągu czy innego ciasnego pomieszczenia.

Najodpowiedniejsze do wskazanych celów są aparaty trzeciego typu oddzielające pracownika od szkodliwej atmosfery i pozwalające mu na pobieranie do oddychania czystego powietrza z miejsca znajdującego się poza przestrzenią jego pracy. Aparaty te składają się z ubieranej na twarz szczelnej maski połączonej nie z pochłaniaczem, lecz z odpowiednio długim węzłem, umożliwiającym wciąganie czystego powietrza z zewnątrz. Przy długości węzła nieprzekraczającej 15—18 m człowiek może pobierać powietrze za pomocą siły swych mięśni oddechowych, przy dalszych odległościach natomiast dochodzących nawet do 100—200 m należy mu podawać powietrze za pomocą specjalnej pompy. Rura gumowa, nabzita od zewnątrz materia, jest sporządzona z naprzemian leżących warstw gumy i tkaniny, przy czym bądź wewnątrz, bądź w samej ścianie mieści się spiralna sprężyna, która ma zapobiegać skręcaniu się rury, utrzymywać stale w drożności jej

światło i niedopuszczać do zapadania się ścian. Na końcu rury powinno znajdować się rozszerzenie w formie lejka ułatwiającego dostawanie się powietrza, zakończone sitkiem, chroniącym od wpadania do środka pyłu i innych zanieczyszczeń. W pewnych warunkach w koniec rury można włączyć odpowiedni pochłaniacz, co jednak utrudnia znacznie oddychanie. Rura powinna ewentualnie dla utrzymania drożności być zaopatrzona w zawleczkę. W masce znajdują się dwa wentyle, a to wdechowy, pozwalający na pobieranie powietrza z rury oddechowej i wydechowy zmuszający do wydychiwania zużytego powietrza na zewnątrz nie zaś do wnętrza rury. Badanie sprawności takiej maski polega na tym, że po ubraniu jej na twarz zatykamy otwór końcowy węzła i próbujemy, czy powietrze nie dostaje się innymi drogami, np. przez przedziurawienie węzła, nieszczelności jego obsady, niedopasowanie samej maski do twarzy lub nieszczelność zaworu wydechowego. Przez przytkanie tegoż zaworu ręką od zewnątrz i wydechiwanie powietrza do maski sprawdzamy szczelność zaworu wdechowego.

Przy większej długości rury oddechowej używa się — jak już wspomniano — podawania powietrza za pomocą specjalnej pompy lub z butli ze sprężonym powietrzem. W ZSRR stosuje się szeroko podobny model aparatu typu Awierkiewa z pompą sprężającą, zaopatrzoną w kurek regulujący ciśnienie lub typu Iwanowa ze specjalnym hełmem ubieranym na głowę, we wnętrzu którego przebiega poziomy pierścień z otworami, które przy dochodzi tłoczone powietrze.

Aparaty tego typu powinny być przede wszystkim używane w omawianych pracach. Są one tanie, prostej budowy, łatwe do utrzymywania, czyszczenia i kontrolowania i gwarantują pełne bezpieczeństwo pracy.

*Dokończenie nastąpi*

*Mgr Inż. Bronisław Fleszar*  
*Instytut Naftowy*

## Stanowisko Europy w światowym przemyśle naftowym

Najstarszy na świecie przemysł naftowy Europy zajmuje obecnie skromną lokatę z wydobyciem ropy ok. 7,7% wydobycia światowego. Powodem tego — poza szczupłymi obszarami eksploatacyjnymi — jest również znaczne wyczerpanie się terenów eksploatujących złoża naftowe już od przeszło 80 lat<sup>1)</sup>.

Oprócz Związku Radzieckiego, którego znaczenie w europejskim przemyśle naftowym jest dominujące, zaledwie kilka krajów, jak Rumunia, Węgry, Austria, Niemcy i ewentualnie Holandia — posiada poważniejsze wydobycie ropy naftowej. Możliwości rozwojowe Europy są jednak bardzo wielkie. Stwierdzenie pokładów ropoносnych w warstwach wiekowo

starych (dewon) rozszerza znacznie zasięg terenowy możliwych poszukiwań za ropą naftową w Europie.

W obecnym stadium przemysł eksploatacyjny ropy naftowej w Europie obejmuje właściwie tylko kraje wschodniej i środkowej Europy (tabl. 1 i rys. 1).

Wydobycie ropy naftowej w Europie  
1939—1948  
w tysiącach ton

Tabl. 1

Rok	Kraje demokracji ludowej	Reszta krajów europejskich	R a z e m
1939	36607	729	37336
1940	37237	1135	38372
1941	39905	1004	40909
1942	39129	904	40033
1943	35391	903	36294
1944	23851	946	24797
1945	26435	719	27154
1946	27669	859	28528
1947	31390	946	32336
1948	34465	1291	35756

<sup>1)</sup> Dany statystyczne zaczerpnięto z literatury zagranicznej: „Československe doly“, „Monitorul Petrolului Roman“, „Erdoel-Dienst“, „Bull. de l'Association Franç. des Techniciens du Pétrole“, „Petroleum Times“, „Oil and Gas Journal“, „Petroleum Engineer“, „World Oil“, „World Petroleum“ oraz na podstawie oficjalnych komunikatów radzieckich.



Rys. 1. Eksplloatowane obszary naftowe w Europie

Kraje te należące przeważnie do bloku państw demokracji ludowej są w zakresie wydobycia naftowego samowystarczalne — niedobory jednych są łatwo pokrywane nadwyżką wydobycia drugich krajów tego bloku (ZSRR, Rumunia, Austria, Węgry).

Blok państw zachodnio- i południowo-europejskich, poza nieznacznym w skali zapotrzebowania wydobyciem Niemiec zachodnich i Holandii, jest praktycznie pozbawiony rodzimego surowca naftowego i zdany na łaskę importu, objętego np. planem Marshalla, oraz idącej z tym równolegle zależności gospodarczej od importera. Nie bez wpływu na gospodarkę naftową tych krajów jest również walka konkurencyjna o opanowanie ich rynków zbytu dwóch bloków walutowych — dolarowego i szterlingowego.

### Polska

Przemysł naftowy w Polsce jest jednym z najstarszych na świecie. Przed przeszło 40 laty Polska zajmowała 3-cie miejsce w światowej tabeli wydobycia ropy naftowej. Wobec braku do dzisiaj nowych terenów naftowych, ze względu na szczupły obszar karpacki i naturalne starzenie się znanych dotychczas pól, wydobycie musiało z natury rzeczy ulec obniżeniu. Do tego trzeba dodać dwie wojny, jakie przetoczyły się przez polskie obszary naftowe — zwłaszcza ostatnia. Okupant hitlerowski rozwiercił bez reszty odkryte nowe pola, wyeksploatował je systemem rabunkowym i pozostawił je po swoim odwróceniu niemal zupełnie wyniszczone.

Ale wtedy dopiero okazało się, że o wysokości wydobycia decyduje nie tylko kapitał — ale umiejętna gospodarka złożem ropnym, silna wola i przede wszystkim zespołowy wysiłek pracowników naftowych.

Wyniszczone — zdawało się bezpowrotnie — kopalnie, których wydobycie w r. 1945 wynosiło tylko 71% przedwojennego, zostały uporządkowane, zaprowadzono na nich najbardziej racjonalne metody pracy, zaprowadzono na szeroką

skalę odbudowę ciśnienia złoża przez wtłaczanie do niego medium gazowego, zastosowano w szerszym niż dotychczas zakresie torpedowanie odwiertów.

Skutek nie dał na siebie czekać. Nie tylko został zahamowany naturalny spadek wydobycia, ale konsekwentnie z roku na rok wydobycie zwiększa się, zbliżając się bardzo wydatnie do poziomu przedwojennego.

Dzięki wprowadzeniu instytucji współzawodnictwa pracy, metod racjonalizatorskich itp. określone plany wydobycia ropy są nie tylko osiągnięte, ale zostają wykonane przedterminowo.

Również poważne wyniki osiągnięto na odcinku poszukiwań naftowych. Odkryto jedno wydajne pole gazowe i stwierdzono znaczne zasoby na innym polu gazowym. W ruchu znajdują się wiercenia na Niżu Wielkopolskim, w obrębie Wyżyny Małopolskiej i na Przedgórzu Karpat.

Na podstawie dzisiejszej wiedzy geologicznej, potwierdzonej praktycznymi osiągnięciami, np. w ZSRR (ropa w warstwach dewońskich), możemy mieć uzasadnioną nadzieję na znalezienie bogatych złóż ropy. Potrzeba na to jedynie czasu i wysiłku wiertniczego.

Nie będziemy na tym miejscu roztrząsać dokonanych prac i osiągnięć w okresie ostatnich lat; są one dobrze znane.

### Związek Radziecki

Stanowisko Stanów Zjedn. w przemyśle naftowym w Ameryce obejmuje w Europie Związek Radziecki, zajmujący po Stanach Zjedn. i Wenezueli trzecie miejsce między eksploatatorami nafty na świecie.

Zasoby stwierdzone i możliwe są w Związku Radzieckim olbrzymie, prawdopodobnie największe na świecie. Oceniane są one na olbrzymią liczbę 20 milionów ton, podczas gdy podobne zasoby w Stanach Zjedn. nie mają przekraczać cyfry 14 milionów ton. Nad odkryciem tych zasobów pracuje 2000 geologów i geofizyków. Odpowiednia ilość w stosunku do olbrzymiego terenu ZSRR

wykonanych wierceń poszukiwawczych pozwoły na należyte sprecyzowanie zasobów naftowych Związku Radzieckiego.

Kolebką przemysłu naftowego w ZSRR są pola naftowe na Kaukazie (Baku). Znane są tutaj złoża naftowe na półwyspie Apszerońskim (obwód Baku), następnie na północnym Kaukazie — w Starym i Nowym Groźnym i w obwodzie Kubańskim, gdzie leżą częściowo wyeksploatowane pola naftowe w Majkopie. Przedłużeniem pól naftowych Majkopu w kierunku zachodnim są pola naftowe w obwodzie Kercz-Tamań, gdzie Niemcy w czasie okupacji wydobywali 15—20 ton dziennie ropy z 25 odwiertów. Ropa Kaukazu stanowi do dzisiaj znaczną większość wydobycia ropy w ZSRR.

Na wschodnim wybrzeżu Morza Kaspijskiego znane są złoża ropy naftowej na półwyspie Mangiszlak, w Nieftiedag, Boyadag, na wyspie Czeleken i na pustyni Czikişlian, która pokryta jest wulkanami błotnymi i gazowymi. W Nieftiedag i Boyadag znane są także złoża wosku ziemnego.

W dorzeczu rzeki Emby (północna strona morza Kaspijskiego) leżą pola naftowe Dossoru i Makatu o powierzchni ok. 80000 km<sup>2</sup>.

W roku 1929 przy wierceniach za solą odkryto naftę w warstwach permskich, a później dewońskich, na obszarze tzw. Drugiego Baku między Wołgą a Uralem, w obrębie olbrzymiego czworoboku ograniczonego miastami Kirow, Mołotow, Czałow i Saratow. Dotychczas wydobywa się ropę z warstw dewońskich w kraju baszkirskim i w obwodzie mołotowskim. Szczególnie wydajne są otwory w okręgu Kuibyszewskim. Ropa dewońska zawiera 1—3% siarki i 8—10% benzyny.

Wielką przyszłość mają przed sobą pola naftowe w rejonie Fergany, położone za Uralem na Syberii. Znaczne złoża ropne zostały stwierdzone również w dorzeczu rzeki Peczory na północy oraz w Uzbekistanie i Tadżykistanie w południowej części azjatyckiej ZSRR.

Na zachodzie poza obszarem Karpat znane jest, odkryte krótko przed wojną, pole naftowe Romny na Ukrainie.

Po okresie odbudowy zaniedbanego w czasach caratu i zniszczonego częściowo w czasie rewolucji przemysłu naftowego wszedł tenże od roku 1928 na drogę racjonalnej gospodarki, określonej okresowym planowaniem wydobycia ropy („piątiletki”). Osiągnięcia tych pięcioletnich okresów można streścić następująco:

Pierwsza pięcioletka rozpoczęła się w r. 1928 wydobyciem 11,6 mil. ton ropy i 249000 uwierec. metrów, a zakończyła wydobyciem 21,4 mil. ton ropy i 750000 uwierec. metrami. Wybudowano w tym okresie olbrzymi rurociąg ropny Groźny-Tuapse (618 km) i położono drugi ropociąg na trasie Baku-Batum (840 km).

Druga pięcioletka (1933—1937) charakteryzuje się wzmożeniem eksploatacji złóż pozakaukazkich. Wybudowano 3 rurociągi naftowe o łącznej długości 1110 km.

W trzeciej pięcioletce (1938—1942) planowano ozbudowę terenów Drugiego Baku do wydaj-

ności 4 mil. ton rocznie. Z powodu wybuchu wojny wyniki nie są nam jeszcze znane. Wiadomo tylko, że udział jego w ogólnym wydobyciu ropy w ZSRR wynosił 12% w roku 1940.

W czasie wojny zostało zniszczonych w Krasnodarze, Maikopie i w Groźnym ponad 3000 odwiertów.

Czwarta pięcioletka przewiduje na rok 1950 wydobycie 35,4 mil. ton, czyli o 12% więcej niż w r. 1940.

W r. 1946 wschodnie tereny naftowe ZSRR wykonały 105%, a południowe i zachodnie rejony 103% planu. Notowano w tym roku coraz intensywniejszą działalność poszukiwawczą na całym obszarze ZSRR.

Według oficjalnych wypowiedzi radzieckich wydobycie ropy w r. 1947 wzrosło w ZSRR o 19%, przy czym tempo wzrostu było w tym roku większe niż w r. 1946. W r. 1948 plan globalnego wydobycia dla ropy naftowej został wykonany w 112%.

Wzrosło również tempo wierceń. W r. 1947 ogólny metraż był prawie 1½ razy większy w porównaniu z r. 1946 i dorównywał prawie poziomowi z r. 1940. Szybkość techniczna wierceń otworów eksploatacyjnych wzrosła w roku 1948 o 28% w stosunku do r. 1940.

Szczególnie wielki wzrost nastąpił w ilości odwierconych metrów przy wierceniach poszukiwawczych, tak że np. w r. 1947 odwiercono przeszło 50% więcej aniżeli w r. 1940. Wynikiem tego był znaczny wzrost zbadanych zasobów ropy naftowej w Związku Radzieckim.

W r. 1947 następuje w dalszym ciągu wzrost udziału rejonów wschodnich (Drugie Baku) w ogólnej produkcji, który przeszło 5-krotnie przewyższył udział z r. 1940. Jest to tym bardziej charakterystyczne, że w latach 1940—1947 nastąpił również silny wzrost wydobycia w starych rejonach (Baku, Groźny, Krasnodar, Turkmenia).

W porównaniu z r. 1946 wydobycie ropy w rejonach południowo-zachodnich wzrosło w r. 1947 o 17%, w rejonach wschodnich o 36%; wzrost wierceń poszukiwawczych wynosił dla rejonów południowo-zachodnich 44%, a dla rejonów wschodnich 46,8% w stosunku do tego samego okresu czasu roku poprzedniego.

Brak jest danych oficjalnych o relatywnej ilości odwierconych otworów, o ilości uwierecnych metrów i odwiertów w eksploatacji ropy, ale jest pewne, że liczba dowiecnych otworów eksploatacyjnych przekracza 1/2 tysiąca w stosunku rocznym.

Według codziennej prasy radzieckiej został oddany w r. 1948 do eksploatacji gazociąg Daszawa—Kijów oraz na ukończeniu był gazociąg Kohtła Jarwi—Leningrad, dostarczający gazu z estońskich fabryk przeróbki łupków bitumicznych.

W r. 1946 rozpoczęto dostarczanie gazu do Moskwy z odkrytych olbrzymich pól gazowych w rejonie Saratowa gazociągiem o dług. 800 km i zdolności przelotowej ok. 900 m<sup>3</sup>/min. gazu. Wybudowanie tego gazociągu było jednym z największych osiągnięć w skali światowej w dziedzinie budowy rurociągów.

Wiekowo złoża ropy w ZSRR należą od najmłodszych do najstarszych pokładów geologicz-

nych: Baku i obszary gruzińskie eksploatują głównie pliocen, okręg Groźnego, Kubania — Majkopu, Krymu i Dagestanu — eocen, obszar Emby — jurę, tereny dorzecza Kamy i Drugiego Baku — perm, rejon Peczory — dewon, rejon Romny — mezozoikum a tereny karpackie od miocenu do kredy.

Olbrzymie zastosowanie mają na naftowych terenach ZSRR wtórne metody eksploatacji ropy, jak nagazowanie i zawadnianie złóż; szerokie zastosowanie ma także kwasowanie odwiertów celem zwiększenia wydobywania ropy.

Wspaniałe wyniki osiąga technika radziecka; opracowana i zastosowana została w ZSRR metoda wiercenia turbinowego i przy pomocy umieszczonego na spodzie otworu wiertniczego motoru elektrycznego. Stosuje się wiercenia kierunkowe i nawodne w obrębie Morza Kaspijskiego itd.

Przemysł rafineryjny ZSRR posiada dostateczną zdolność do przeróbki własnej ropy i podlega energicznej rozbudowie. Z końcem 1948 r. zdolność przerobcza rafinerij radzieckich wynosiła około 90000 ton dziennie i ponad 35000 ton na urządzeniach krakingowych.

Przemysł naftowy na Sachalinie został opisany poprzednio w części opisowej Dalekiego Wschodu.

### Rumunia

Przemysł naftowy w Rumunii sięga lat bardzo dawnych. Już w r. 1646 znaleziono w Rumunii kopane rowy za naftą, a ropa naftowa w rejonie Câmpiny, najstarszego pola naftowego w Rumunii, znana była powszechnie od r. 1697. W r. 1840 założona została „destylarnia” w miejscowości Lacăcești (dep. Bacău), w której oddzielano z ropy naftowej stałe smary od węglowodorów płynnych. W r. 1856 zbudowano w Râfov koło Ploesti pierwszą rafinerię nafty, która wytwarzała naftę, tzw. „gaz świetlny”, którym oświetlano od r. 1859 Bukareszt, jako pierwsze miasto w Europie, oświetlone naftą. Również pierwsza na świecie rozpoczęła Rumunia w r. 1857 przemysłową eksploatację ropy naftowej notowanej w statystyce naftowej, co prawda w niewielkiej początkowo ilości ok. 300 ton rocznie.

Po pierwszej wojnie światowej wydobywanie nafty w Rumunii szybko wzrastało, osiągając punkt kulminacyjny w r. 1936, w którym wydobywanie wynosiło 8704 tysiące ton.

Niewłaściwy jednakże system eksploatacyjny kapitału zagranicznego i rabunkowa gospodarka w czasie drugiej wojny światowej doprowadziły przemysł naftowy w Rumunii do upadku, z którego rozpoczyna się dźwigać po znacjonalizowaniu tej gałęzi przemysłu w roku 1948 (tabl. 2). Najlepiej ten stan zilustrują wskaźniki wydobywania w poszczególnych latach:

Rok	1936	1938	1940	1942	1944	1945	1946	1947	1948
Wskaźnik	100	76	67	65	40	54	49	44	45

Ten renesans przemysłu naftowego w roku 1948 zawdzięcza Rumunia głównie Związkowi Radzieckiemu, który za pośrednictwem Tow. „Sovrompetrol” przyszedł jej z wydatną pomocą

Wydobywanie ropy naftowej w Rumunii do końca 1947 r. Tabl. 2

Departament	Práhova	Dâmbovița	Buzău	Bacău	Razem
Tysiące ton	100 851	51 974	3 249	1 457	158 273
%	63,7	32,8	2,1	0,9	100,0

w dostawie urządzeń wiertniczych i eksploatacyjnych, których Rumunia odczuwała dotkliwy brak na skutek zniszczeń spowodowanych działaniami wojennymi.

Według wypowiedzi oficjalnych plan wydobywania ropy na rok 1948 został wykonany w dniu 18. XII. 1948. Również wykonany został plan wiertniczy, w którym np. ilość uwierconych metrów została podwojona w stosunku do uwierconych metrów w r. 1947. Podniosła się również bardzo silnie ilość uwierconych metrów w otworach poszukiwawczych w stosunku do uwierconych metrów eksploatacyjnych.

Większe pola naftowe, w ilości 7, eksploatują ok. 80% wydobywania, 20% eksploatują pozostałe 28 pól naftowych.

Przy obecnej wysokości wydobywania Rumunia zajmuje 9-tą lokatę na liście światowej krajów eksploatujących ropę naftową.

W latach 1956—1947 nie odkryto — poza gazem w formacji miocenijskiej w rejonie Târgu Mures — znaczniejszych pól naftowych z powodów wyłuszczonej na wstępie, tj. polityki kapitału zagranicznego przed wojną i bezpośrednio po zakończeniu wojny. Wystarczy nadmienić, że wr. 1947 wiercono jedynie 3 głębokie otwory poszukiwawcze.

Ropę eksploatuje się głównie z pliocenu i oligocenu, a w mniejszych rozmiarach (w rejonie Dâmbovița) z miocenu. Głębokość horyzontów ropnych jest bardzo rozmaita — od 180 do 2940 m (Eăicoi). Najgłębszy w Rumunii wiercony otwór poszukiwawczy, Chitorant 1, osiągnął głębokość 3583 m.

Oprócz ropy naftowej eksploatuje się również w Rumunii poważne ilości gazu ziemnego. W r. 1936 wydobyto 1350 mil. m<sup>3</sup> gazu, z którego otrzymano przeszło 130 tysięcy ton gazoliny. Poza tym posiada Rumunia w zagłębiu siedmiogrodzkim kopalnie suchego gazu ziemnego (metanowego), które z 8 pól gazowych wydają łącznie ponad 1/2 miliarda m<sup>3</sup> gazu rocznie (tabl. 3). Gazy siedmio-

Wydobywanie gazu ziemnego w Siedmiogrodzie 1943—1946 Tabl. 3

Rok	1943	1944	1945	1946
Tysiące m <sup>3</sup>	607 970	474 259	537 577	653 232

grodzkie zostały odkryte jeszcze w r. 1909 przy poszukiwaniach za solami potasowymi.

Dla transportu ropy posiada Rumunia sieć rurociągów, łączących pola i rafinerie nafty z portami nad Prutem, Dunajem i nad morzem Czarnym (Reni, Giurgiu, Constanta), o zdolności przelotowej ok. 900000 ton rocznie.

Zdolność przerobcza istniejących z końcem 1948 roku rafinerij nafty wynosiła 24000 ton dziennie oraz dodatkowo 7200 ton dziennie na urządzeniach krakingowych.

Z wytworzonych produktów naftowych ok. 40% pozostaje dla konsumpcji krajowej, reszta w ilości ok. 60% jest przeznaczona na eksport.

### Węgry

Pierwsze wiercenia za ropą na Węgrzech doprowadziły w r. 1889 do odkrycia pola w Szelence-Banyavar, na obszarze Mur, niedaleko ujścia rzek Mur i Drawy. W czasie wojny Niemcy odwiercili ok. 25 otworów na tym starym polu. Po roku 1918 odwiercono na Nizinie Węgierskiej 10 otworów, a w r. 1920—1927 odkryto w Lispe ropę trzema odwiertami.

Pierwsze przemysłowe wydobywanie ropy datuje się od roku 1937 z pól naftowych Budafapuszta oraz Bükkszék. Większe rezultaty osiągnięto w czasie wojny w południowo-zachodnich Węgrzech, gdzie obok wymienionego pola Budafapuszta odkryto dalsze ośrodki eksploatacyjne, Lovászi (1940), Ujfalu (1941) o bardzo znikomym wydobywaniu (dziś nieczynne) i Hahót (1942).

Kopalnie węgierskie na skutek nieumiejętnej gospodarki kapitału zagranicznego zostały silnie wyczerpane, co spowodowało w konsekwencji duży spadek wydobywania, zwłaszcza przy braku dalszych odkryć ropy naftowej (tabl. 4).

Wydobywanie ropy na polach naftowych na Węgrzech 1939—1948 Tabl. 4

Rok	Tony	Rok	Tony	Rok	Tony
1939	143 792	1943	838 064	1947	574 632
1940	250 415	1944	810 169	1948	475 186
1941	422 136	1945	655 755	Od pocz.	5 541 703
1942	665 728	1946	660 641		

Z końcem r. 1947 znajdowało się na pld.-zachodnich terenach Węgier 168 odwiertów w eksploatacji ropy (a 237 w r. 1946). Ropa kopalń naftowych Węgier przywiązana jest do warstw pliocenicznych, jedynie w północnych Węgrzech (Bükkszék) eksploatuje się złoża oligoceniczne. Głębokość horyzontów ropnych wynosi 1050—1470 m (w Bükkszék 75—1350 m). Węgierskie pola naftowe wydają również duże ilości gazów ziemnych (maksymalne wydobywanie 363,5 mil. m<sup>3</sup> w r. 1945), przy czym najwydajniejsze jest w tym wypadku także pole Lovászi.

Węgry są krajem, gdzie pierwszy raz (r. 1891) zastosowano w poszukiwaniach metody geofizyczne (waga skręceń Eotvösa). W czasie wojny i po jej zakończeniu prowadzono w dalszym ciągu badania geofizyczne obszarów węgierskich. Prowadzone są — zwłaszcza po wojnie — wiercenia poszukiwawcze w okolicy istniejących na południu pól naftowych. Wiercenie w Korosszegapati i w Totkomlos (na połudn.-wschód od Budapesztu) odkryło mokre gazy ziemne.

Z końcem r. 1948 czynne rafinerie nafty posiadały łączną zdolność przerobczą 3100 ton dziennie i 50 ton dziennie na krakingu.

### Austria

Austria, która przed ostatnią wojną posiadała nieznaczne wydobywanie ropy, zajmuje obecnie pod tym względem 3-cie miejsce w Europie. Wiercenia za ropą rozpoczęto w r. 1932 na obszarze tzw. dyslokacji Steinbergskiej, a w dwa lata później odkryto ropę w zagłębiu Zistersdorf, które do czasów okupacji niemieckiej było największym polem naftowym Austrii. Rabunkowa

Wydobywanie ropy na obszarach naftowych w Austrii 1939—1948 Tabl. 5

Rok	Tysiące ton	Rok	Tys. ton	Rok	Tysiące ton
1939	185	1943	1102	1947	986
1940	414	1944	1211	1948	843
1941	625	1945	454	Od pocz.	7813
1942	871	1946	845		

gospodarka Niemców doprowadziła do częściowego odgazowania i zawodnienia złóż naftowych w tym rejonie, który ostatnio wydaje niecałe 15% wydobywania Austrii (tabl. 5).

W r. 1938 odkryto dwa wielkie pola St. Ulrich-Hauskirchen i Gaiselberg, wydające razem w r. 1948 ponad 45% całego wydobywania ropy w Austrii. Czwarte wreszcie duże pole naftowe Mühlberg, odkryte w r. 1942 wydaje obecnie niecałe 32% austriackiego wydobywania ropy. Indywidualnie było to jednak z końcem r. 1948 najlepsze pole naftowe w Austrii.

Wiercenie poszukiwawcze w rejonie Matzen (między Wiedniem a zagłębiem Zistersdorfu) dawalo z końcem 1948 r. oznaki, które kazały przypuszczać występowanie w tym rejonie bardzo wydajnych złóż ropnych. Poza tym w r. 1948 odkryto w rejonie Zisterdorfu dwa mniejsze pola naftowe, Gänsendorf i Gross-Schweinbarth.

Ropa „Steinbergska“ pochodzi z warstw mioceńskich, w rzadkich wypadkach z oligocenu wzgl. kredy. Głębokość horyzontów ropnych jest bardzo różna, od 120 m (Leoprechting) do 2550 m (Aderklaa). Najwydajniejszy obecnie jest okręg St. Ulrich-Hauskirchen — R. K. van Sickle, gdzie wydobyto w r. 1948 jedną trzecią całego wydobywania Austrii (w r. 1947 prawie 53%). Z końcem r. 1948 było w eksploatacji ropy 647 odwiertów (546 w r. 1947).

Poza złożami naftowymi w Zistersdorfie o małej wydajności gazu, wszystkie niemal pola wydają znaczne ilości gazu ziemnego już to samoistnie (Alt-Lichtenwarth), już to w towarzystwie ropy. Jeszcze w r. 1891 odkryto gaz w Wels (Austria Górna), następnie znacznie większe ilości gazu nawiercono na polach Oberlaa (1934), St. Marx (1944), Mühlberg (1941), Neusiedl, Aderklaa, Hohenrappersdorf, Matzen i Gänsendorf. W r. 1947 wydajność gazu w Austrii wynosiła prawie 82 miliony m<sup>3</sup>, z czego pola St. Ulrich-Hauskirchen, Aderklaa i Mühlberg wydawały ponad 87%.

Działalność poszukiwawcza poza obszarem eksploatawanego wiedeńskiego zagłębia rozwinęła się również w południowo-wschodniej Austrii (Burgenland), w sąsiedztwie węgierskich pól naftowych, następnie wzdłuż północnego przedgórzia Alp

w dolnej Austrii, w miocenijskim basenie Gratzu, gdzie przeprowadzone przez Niemców badania geofizyczne dały bardzo obiecujące rezultaty.

Istniejące w Austrii rafinerie ropy posiadają zdolność przerobczą w ilości (z końcem 1948 r.) 2800 ton ropy dziennie.

### Czechosłowacja

Naftę odkryto na obszarze Gbely w r. 1913, w pokładach miocenijskich, w głęb. 150—240 m. Wydobycie przemysłowe rozpoczęło się w r. 1919 po odkryciu ropy w rejonie Hodonina w warunkach geologicznych podobnych jak w Gbely, jedynie w większej głębokości (do 915 m).

W roku 1947 poszukiwania naftowe zostały

Wydobycie ropy naftowej w Czechosłowacji  
1939—1948 Tabl. 7

Rok	Tony	Rok	Tony	Rok	Tony
1939	2110	1943	3 600	1947	36 189
1940	2930	1944	3 200	1948	27 622
1941	3 570	1945	1 370	Od pocz.	633 680
1942	3 620	1946	2 880		

uwieńczone odkryciem ropy na granicy Moraw i Austrii. Teren ten jest przedłużeniem terenów roponośnych Zistersdorfu w Austrii. Ropa znajduje się tutaj w głęb. 1070 m w warstwach miocenu o wydajności ok. 7 ton dziennie (tabl. 6).

### Albania

Wydobycie ropy w Albanii pochodzi głównie z pola naftowego położonego na północ od Beratu i w bardzo nieznacznym stopniu z innego pola, leżącego na południe od poprzedniego. Zasługę odkrycia pola Devoli posiada Polak, prof. St. Zuber, który ten obszar zbadał pod względem geologicznym i wyznaczył 2 otwory poszukiwawcze—oba wydajne.

Cały obszar o powierzchni 1300 ha posiada obecnie 820 odwiertów. Ropa pochodzi z warstw

Wydobycie ropy naftowej w Albanii  
1939—1948 Tabl. 7

Rok	Tony	Rok	Tony	Rok	Tony
1939	140 000	1943	150 030	1947	54 706
1940	224 371	1944	50 060	1948	53 672
1941	200 000	1945	40 020	Od pocz.	1 753 303
1942	239 957	1946	149 760		

miocenijskich, z głębokości 500—800 m. Pole połączone jest rurociągiem z portem Valona. Maksymalne wydobycie notowano w r. 1942 (tabl. 7). Na polu znajduje się mała rafineria ropy o zdolności przerobczej ok. 100 ton dziennie.

### Jugosławia

Nieznaczne wydobycie ropy naftowej w Jugosławii pochodzi głównie ze starych pól rejonu Peklenica-Selenica oraz częściowo z innych pól obszaru Goilo.

W r. 1939 znane były 2 małe, silnie wyczerpane pola naftowe i 2 pola gazowe. Niemcy w czasie wojny prowadzili badania geologiczne i geofizyczne i odwiercili w latach 1940—1942 — 17 otworów.

Otrzymano wtedy ropę przy pogłębianiu otworu na polu gazowym Goilo. Do czasu wyzwolenia Jugosławii przez Armię Radziecką odwiercono tu 36 otworów, w tym 25 wydajnych (23 000 ton w r. 1944). Rezultatem było odkrycie w r. 1940 pola naftowego Goilo i gazowego Janjalipa (1942). Wiercenia na obszarze Mur (pola Selenica i Peklenica) podwyższyły również wydobyte ropy w Jugosławii, które osiągnęły swój maksymalny poziom w r. 1944 (tabl. 8).

Wydobycie ropy naftowej w Jugosławii  
1939—1948 Tabl. 8

Rok	Tony	Rok	Tony	Rok	Tony
1939	1 350	1943	1 350	1947	49 320
1940	1 350	1944	67 570	1948	49 450
1941	1 350	1945	60 810	Od pocz.	290 140
1942	1 350	1946	54 050		290 140

W czasie 1-szej wojny światowej Węgrzy odkryli gaz ziemny w Bujavicy-Kutinie z wydajnością 13 m<sup>3</sup>/min.

W r. 1947 prowadzono wiercenie w Medjumurje w północno-zachodniej części kraju i w Bośni.

Ropa z Peklenicy jest typu asfaltowego.

### Włochy

Energiczniejsze poszukiwania za naftą w północnych Włoszech, zwłaszcza w prow. Ferrara, rozpoczęły się w r. 1927, nie dały one jednak wówczas większych rezultatów. W ciągu 23 lat odwiercono ok. 2000 otworów (najgłębszy do 2400 m). Uzyskano jednak tylko bardzo nieznaczne wydobyte ropy (tabl. 9), które w dodatku roz-

Wydobycie ropy naftowej we Włoszech  
1939—1948 Tabl. 9

Rok	Tony	Rok	Tony	Rok	Tony
1939	11 890	1943	9 800	1947	10 470
1940	11 110	1944	9 800	1948	8 449
1941	12 420	1945	9 800	Od pocz.	440 000
1942	13 200	1946	11 409		

klada się na 15 pól naftowych, a niektóre odkryte zostały jeszcze poprzednio przed r. 1890. Od r. 1934 nie odkryto nowych pól naftowych i obecne nieznaczne wydobyte ropy jest na wyczerpaniu.

Znacznie lepsze rezultaty dały gazy ziemne wydobywane w dolinie rzeki Padu. Wydajność otworów gazowych z 22 mil. m<sup>3</sup> w r. 1939 wzrosła na 130 mil. m<sup>3</sup> w r. 1948.

Poniżej horyzontów gazowych spodziewane są w północnych Włoszech wydajne złoża ropne, jednakże poszukiwania ich są trudne i kosztowne, ze względu na przypuszczalnie znaczną głębokość zalegania (ok. 4000 m).

Ropę wydobywa się na polach naftowych znajdujących się w prowincjach Piacenzy i Parmy (Włochy północne), Florencji i Bolonii (Włochy centralne) oraz w prowincjach Frosinore i Pescara (Włochy południowe). Z końcem roku 1946 było w eksploatacji ropy 303 odwiertów.

Horyzonty ropne należą do formacji miocenijskiej, rzadziej do oligocenu, eocenu wzgl. kredy i zalegają w głęb. 150—720 m.

Prace poszukiwawcze na półwyspie apenińskim są prowadzone w 4 strefach — rejon Lombardii (gazy w Lodi, Piacenza, San Giorgio), obwód Ferrary (gazy w Rovigo, Ferrara), rejon Toskanii (Pietramala, Forli) i tereny Sycylii, gdzie znane są pokłady asfaltu. Z końcem r. 1948 było czynnych we Włoszech 7 żurawi rotacyjnych.

Największe pola gazowe znajdują się w dolnym

biegu Padu, w obwodzie Ferrary (Ca'Capello i Consandolo). Mniejsze pola gazowe znajdują również w rejonie Parmy, Toskanii i dalej ku południowi. Gazy wydobywane należą do typu gazów metanowych (95% CH<sub>4</sub>).

W r. 1948 odkryto w dolinie Padu w Corte Maggiore ropę i gaz w głęb. ponad 1500 m.

Rafinerie włoskie w liczbie 7 z końcem 1948 r. posiadały zdolność przerobczą 7100 ton dziennie i 2300 ton dz. na krakingu.

*Dokończenie nastąpi*

## Odwadnianie gazu jako środek przeciwdziałający tworzeniu się hydratów w rurociągach gazowych

(I. E. Chodanowicz, „Niertianoje Choziajstwo“, nr 5, 1946 r.)

Źródłem wilgoci w gazie ziemnym jest woda z warstw głębszych, nasycająca gaz i porywana przez niego w postaci par i kropielek mgły. W separatorach następuje częściowe wydzielanie wody lecz większa jej część jako para i mgła unosi się dalej wraz z gazem, powodując trudności i przeszkody przy pomiarach i transporcie gazu.

Według danych badaczy amerykańskich gaz ziemny nasycony wilgocią zawiera znacznie więcej wody niż wynika z wyliczeń na podstawie prężności pary wodnej. Tę okoliczność należy brać pod uwagę przy obliczaniu urządzeń dla odwadniania gazu. Zawartość wilgoci w gazie nasyconym jest zależna od trzech czynników: składu gazu, jego temperatury i ciśnienia.

Według badań Russela i innych (Petr. Eng. 1945) zawartość wilgoci w badanym gazie jest o 5—10% wyższa od wyliczonej teoretycznie. Ta rozbieżność wzrasta wraz ze zwiększeniem ciśnienia gazu i z obniżeniem jego temperatury.

Pod ciśnieniem 27 atm. i przy temperaturze 10°C rzeczywista zawartość wilgoci jest np. 1,25 razy wyższa od teoretycznej. Przy tej samej temperaturze lecz pod ciśnieniem 110 atm. zawartość wilgoci rzeczywista jest dwukrotnie wyższa od teoretycznej.

W technice współczesnej przemysłu gazu ziemnego stosowanie wysokiego ciśnienia jest używane powszechnie. Na przykład przy tłoczeniu gazu do złoża lub też na stacjach pełnienia gaz spręża się do ciśnienia 200—350 atm. Przy transporcie gazociągami na dalsze odległości gaz spręża się do 50 atm., a nawet wyżej. Przy tych warunkach pracy napotkano szereg trudności, wynikających z powodu obecności w gazie pary wodnej a także innych szkodliwych domieszek, jak siarkowodor i dwutlenek węgla.

Szkodliwa діяłanie wilgoci w gazie ujawnia się w trzech kierunkach:

- wilgoć przyspiesza korozję wewnętrzną rur, szczególnie przy stosowaniu wysokiego ciśnienia i przy obecności CO<sub>2</sub> i H<sub>2</sub>S w gazie;
- namożdzenie wilgoci w rurociągach zmniejsza przeprośność rur, a więc obniża ich zdolność przepustową;
- wskutek nasycenia gazu wodą w określonych warunkach ciśnienia i temperatury powstają w rurociągach hydraty gazu, które osiadają na ścianach rur, gromadzą się dokoła przeszkód i w ostatecznym wyniku zatykają rurociąg.

Zagadnienie powstawania hydratów i sposobów jego zwalczania jest tematem niniejszego artykułu.

Hydraty gazu składają się z cząsteczek gazu połączonych z 6 do 7 cząsteczkami wody. Zbadano, że hydraty metanu zawierają 6 cząsteczek wody, etanu, propanu i izobutanu po 7 cząsteczek. Niektórzy badacze utrzymują, że hydrat metanu również zawiera 7 cząsteczek wody (Robert i inni, The Petrol. Eng., mirze 1941).

Najbardziej szczegółowo zbadali naturę hydratów węglowodorów i warunki ich powstawania prof. Frost, Hammerschmidt i Deaton.

Butan normalny tworzy hydraty nietrwałe. Istnienie hydratów izopentanu i pentanu dotychczas nie zostało stwierdzone. Siarkowodor i dwutlenek węgla, występujące jako domieszki w gazie ziemnym, również tworzą hydraty. Hydraty gazowe mają postać krystalicznej masy śnieżnej, wypadającej z gazu nasyconego wilgocią przy niewysokich temperaturach i pod zwiększonym ciśnieniem. Hydraty każdego składnika gazu posiadają specyficzne warunki powstawania, w których rola zasadnicza przypada temperaturze i ciśnieniu. Gazy ziemne różniące się pod względem składu tworzą hydraty w różnych warunkach. Hammerschmidt stosuje następujący wzór, określający temperaturę powstawania hydratów w zależności od ciśnienia gazu:

$$t = 10,653 \cdot P^{0,285} - 7,78$$

gdzie

$t$  — temperatura gazu w °C.

$P$  — ciśnienie absolutne w atm.

Gaz „mokry“ w obecności wilgoci tworzy hydraty w wyższej temperaturze niż „suchy“. Tworzeniu się hydratów w gazociągach sprzyja szereg innych czynników, jak turbulencja strumienia gazu, pulsacja gazu, obecność ostrych zwrotów w rurociągu, obecność zasuw, regulatorów ciśnienia itp. Najbardziej sprzyjające warunki dla tworzenia się hydratów istnieją w zimie i w początkach wiosny, czyli w okresie najniższej temperatury ziemi. Im niższa jest temperatura gazu, tym mniejsze ciśnienie jego sprzyja tworzeniu się hydratów. Hydraty gazu tworzą się i mogą istnieć w gazie jedynie przy nadmiarze wilgoci, czyli wtedy, kiedy ciśnienie parcjalne pary wodnej w gazie jest wyższe niż prężność par hydratu.

Celem przeciwdziałania możliwości tworzenia się hydratów w rurociągu należy wydzielić z gazu część zawartości wilgoci, czyli uczynić gaz nienasyconym. Wydalanie całej zawartości wilgoci z gazu jest zbędne i nieekonomiczne.

Wystarczy osuszyć go do takiego stopnia, żeby temperatura punktu rosy gazu była niższa od minimalnej temperatury dowolnej części gazociągu i sieci rozdzielczej gazu, czyli żeby prężność pary wodnej w gazie była niższa od prężności par hydratów w temperaturze pracy gazociągu.

Ta minimalna temperatura zmienia się zależnie od miejscowych warunków klimatycznych i od pory roku i dla każdego wypadku winna być osobno oznaczona.

Na podstawie wskazań praktyki temperaturę punktu rosy gazu osuszanego obiera się o 3°C poniżej najniższej temperatury możliwej na linii gazociągu.

Zapobiega to kondensacji wilgoci, lecz teraz zachodzi pytanie, czy taki stopień obniżenia wilgotności zapobiegnie również powstawaniu hydratów gazu.

Dotychczas nie ma opublikowanych wyników badań tego problemu ani w literaturze ZSRR ani w amerykańskiej. Dalsze badania w dziedzinie kinetyki powstawania hydratów węglowodorów są w toku. Hammerschmidt w jednej z pierwszych prac nad tym problemem podaje, że w tej samej temperaturze „fugacity“ wody przewyższa 1,75 razy „fugacity“ hydratów gazu, a więc dla osiągnięcia fazy równowagi dla „fugacity“ wody w gazie i „fugacity“ hydratów należy



powiększyć stopień osuszania gazu w porównaniu do obliczeń punktu rosy. Dla zabezpieczenia przeciwpowstawania hydratów w gazie przyjmujemy orientacyjnie, że odwadnianie gazu należy doprowadzić do wilgotności względnej poniżej 60% przy najniższej temperaturze każdej dowolnej części gazociągu.

Istnieje kilka sposobów odwadniania gazu, opartych na prawach fizykalnych:

1. sprężanie połączone z chłodzeniem,
2. głębokie chłodzenie,
3. działanie płynów i roztworów hygroskopijnych,
4. adsorbpcja przez pochłaniacze stałe.

Pierwsze dwa sposoby są nieekonomiczne i nie dają wystarczających wyników. Dla osuszania gazów płynami hygroskopijnymi stosuje się te płyny pojedynczo lub ich mieszaniny. Dobrymi pochłaniaczami są roztwory chlorku wapnia, chlorku litu, dwuetylenoglikolu, gliceryny i innych. Na podstawie obliczeń obniżenia punktu rosy dla tych pochłaniaczy przy różnych temperaturach kontaktu wnioskujemy, że najlepszy jest roztwór chlorku litu.

W praktyce odwadniania gazu ziemnego początkowo stosowano powszechnie roztwór chlorku wapnia. Od roku 1937 sposób ten musiał ustąpić miejsca osuszaniu przy użyciu dwuetylenoglikolu.

Temperatura kontaktu roztworu dwuetylenoglikolu z gazem ma nieznaczny wpływ na względne obniżenie punktu rosy. Na tym polega zaleta jego stosowania w porównaniu do stosowania roztworu chlorku wapnia, ponieważ możliwe jest osuszanie gazu bez specjalnego chłodzenia zarówno gazu, jak roztworu pochłaniacza. Stosuje się tylko zwykłe chłodzenie wodą.

Oprócz tej zalety roztwór dwuetylenoglikolu w przeciwieństwie do roztworu chlorku wapnia ma jeszcze jedną, mianowicie nie działa on korodująco na metale.

Przy stosowaniu mieszaniny dwuetylenoglikolu z etanoloaminami na tym samym urządzeniu można jednocześnie osuszać gaz i oczyszczać go od siarkowodoru i dwutlenku węgla. W Stanach Zjednoczonych stosuje się w praktyce oztwór składający się z 19% objętościowych monoetanoloaminy, 76% dwuetylenoglikolu i 5% wody.

Przy samym obniżeniu punktu rosy stosuje się 85—96%-owy roztwór dwuetylenoglikolu.

Odwadnianie gazu przy użyciu płynnego pochłaniacza odbywa się w kontaktorze w przeciwnym kierunku z płynnym pochłaniaczem. Gaz wchodzi od dołu kontaktora i wychodzi górą. Roztwór pochłaniacza — w kierunku przeciwnym, a następnie przez wymienniki ciepła do desorbera, w którym odbywa się wyparowanie wody pochłoniętej z gazu. Roztwór skoncentrowany kieruje się do zbiornika również przez wymienniki ciepła. Ze zbiornika pompa odtłacza go z powrotem do kontaktora. Odbywa się w ten sposób zamknięty cykl pracy.

Do odwadniania gazu jako pochłaniacze stałych używa się: silikagel, aktywowany tlenek glinu i jego odmiana floryt, chlorek wapnia i inne.

Substancje te posiadają dzięki swej porowatości niezmiernie wielką powierzchnię, na której kondensuje się wilgoć z gazu. Odwadnianie gazu przy stosowaniu tych adsorbentów jest prawie całkowite za wyjątkiem stosowania chlorku wapnia. Ponieważ całkowite osuszanie gazu nie jest dla celów praktycznych potrzebne, żądany stopień osuszania reguluje się przez przepuszczanie części gazu z pominięciem urządzenia odwadniającego. Najczęściej stosowanymi w praktyce pochłaniaczami są tlenek glinu i jego odmiana floryt.

Urządzenie do osuszania przy pomocy stałych adsorbentów składa się z kilku adsorberów, do których od dołu wchodzi gaz, a wychodzi górą. Nasycanie adsorbenta trwa 4—12 godzin, po czym następuje jego regeneracja przez przedmuchiwanie gorącym gazem. Chociaż dla każdego poszczególnego adsorbenta proces jest periodyczny, całość urządzenia nastawia się na pracę ciągłą przez odpowiedni dobór ilości adsorberów. Wybór pochłaniacza i sposobu osuszania jest zwykle zależny od przyczyn miejscowych i ogólnych.

Z punktu widzenia stopnia osuszania najwięcej zalet mają pochłaniacze stałe. Natomiast z punktu widzenia prostoty i automatyzacji ruchu urządzenia lepsze są pochłaniacze płynne.

Podajemy dla orientacji różne drogi osiągnięcia najniższego punktu rosy. Osuszanie przez zwyczajne chłodzenie jest ekonomiczne wtedy, kiedy wymagany jest punkt rosy nie niższy od 15°C. Osuszanie roztworem chlorku wapnia jest racjonalne do temperatury nie niższej od +5°C, roztworem dwuetylenoglikolu do —10°C. Osuszanie przy użyciu aktywowanego tlenku glinu można stosować nawet przy obniżeniu punktu rosy do —100°C.

Powstawaniu hydratów w gazociągach można zapobiec przez ogrzewanie poszczególnych części rurociągu, reduktorów i zasuw na rurociągu, czyli tych miejsc, gdzie możliwe jest maksymalne obniżenie temperatury jako skutek rozprężania się gazu lub zewnętrznego oziębienia. Powstawaniu hydratów można zapobiec także przez wprowadzenie do rurociągów pewnych inhibitorów, jak amoniak, metanol i inne w ilości 30—40 g na 1000 m<sup>3</sup> gazu.

Jednak najlepszym sposobem przeciwdziałającym powstawaniu hydratów jest odwadnianie gazu. Praktyka eksploatacji rurociągów dalekosieżnych wykazuje, że problem poruszany w niniejszym artykule jest bardzo aktualny i należałoby przeprowadzić szereg prac doświadczalnych, polegających na zbadaniu zawartości wilgoci w gazie ziemnym w zmiennych warunkach ciśnienia, określeniu warunków powstawania i rozpadu hydratów węglowodorów gazowych, wynalezieniu najbardziej ekonomicznych pochłaniaczy i racjonalnych sposobów osuszania i rafinacji gazu.

#### LITERATURA

1. Prof. A. S. Smirnow — *Technologia węglowodornych gazów*, 1946.
2. Prof. I. N. Stryżow, J. K. Chodanowicz — *Dobycza gazu*, 1946.
3. Petr Eng., Petr. Refiner i inne, 1939—1945.

Streściła mgr I. Niementowska

## Wynalazczość i usprawnienia w przemyśle naftowym

### Racjonalna i oszczędna gospodarka w rafineriach

Najważniejsze postulaty racjonalnej przeróbki ropy w rafineriach można ująć w następujące trzy punkty:

- 1) aby wydajność produktów była jak największa,
- 2) przy najwyższej ich jakości i

3) przy możliwie jak najmniejszym zużyciu energii, opału, materiałów pomocniczych, robocizny itd.

Dla każdego zakładu, zależnie od jego urządzeń, istnieje pewne optimum warunków pracy, jednakże

najlepsze wyniki poszczególnych elementów nie pokrywają się z sobą; np. jeżeli główny nacisk kładzie się na możliwie daleko idące usprawnienie gospodarki energetycznej, to takie nastawienie pracy może się ujemnie odbić na jakości produktów. Najtaniej pracują zakłady, przerabiające masowo ropę na kilka prostych, sztandartowych produktów — im większa rozpiętość skali produktów tym wyższe koszty własne. Ze względu na brak surowca krajowego, trudności jego importu i wysoką cenę gotowych produktów, rafinerie powinny dążyć do wytwarzania produktów jak najbardziej uszlachetnionych, zatem najdroższych, co należy postawić jako pierwszą zasadę racjonalnej pracy w rafineriach, wyznaczającą też kierunek ich rozwoju i rozbudowy.

W ostatnim 20-leciu w metodach przeróbki ropy zaszły zmiany rewolucyjne przez wprowadzenie następujących procesów:

1. Destylacji wieżowych, które stanowią szczytowe osiągnięcie techniki destylacyjnej, tak pod względem zużycia robocizny, energii, dokładnego rozfrakcjonowania, jako też i doskonałości procesu, zachodzącego prawie bez rozkładu produktów.
2. Metody rafinacji selektywnej umożliwiają otrzymywanie wysokowartościowych olejów smarowych, drogą procesów fizykalnych (ekstrakcji).
3. Destylacje rozkładowe pozwalają otrzymać z ropy do 80% benzyny, czyli uniezależniają nas od zawartości tego paliwa w ropie i dają produkt wyższej jakości niż benzyna naturalna.
4. Wreszcie dzięki metodom syntezy chemicznej można otrzymywać paliwa bardzo szlachetne, jak np. izooktan, oleje smarowe, przewyższające oleje otrzymywane z ropy itd.

Wszystkie te zasadnicze zmiany techniki naftowej w bardzo słabym stopniu wpłynęły na nasz przemysł, za drugie więc zasadnicze zadanie racjonalizacji należy uznać duży i śmiały plan inwestycyjny, który w okresie 6 lat musi nadrobić zaniebdania okresu 20-kilkuletniego i doprowadzić nasze rafinerie do takiego poziomu aparatury przerobczej i pomocniczej, by pozwoliła na stosowanie wszystkich metod nowoczesnych. Zadania racjonalnej i oszczędnej gospodarki w rafineriach można ująć w następujące punkty:

I. W kosztach przerobczych ropy udział poszczególnych elementów na podstawie średnich dat z roku 1948 przedstawia się następująco:

surowce i tworzywa	88,10%
koszty przeróbki	11,90%

stąd więc oszczędności np. w wysokości tylko 0,1% na surowcu wzgl. — co na jedno wychodzi — zwiększenie o ten procent wytwórczości produktów przez zmniejszenie strat przerobczych, daje wynik gospodarczy, który odpowiada 40-krotnej oszczędności na opale lub 25-krotnej na materiałach technicznych. Oszczędności tego rodzaju zyskuje się przez takie inwestycje, jak szczególne ujęcie zbiorników, uchwycenie odgazowań destylacji ropnej i rektyfikacji dla zmniejszenia strat lekkich węglowodorów, zmniejszenie strat rafinacyjnych, magazynowych itd.

II. W drugą grupę usprawnień można ująć wszelkie procesy kontrolne — odpowiednie raportowanie, wbudowywanie aparatury pomiarowej dla mierzenia zużycia energii, pary, prądu, wody, kontrola procesu spalania przez analizatory spalin i dokładne prowadzenie raportów zużycia materiałów opałowych i materiałów technicznych. Tu można też zaliczyć usprawnienia gospodarki energetycznej, a cieplnej w szczególności, polegające na regeneracji ciepła odpadkowego, wyzyskiwania ciepłej i odstajej wody z chłodnic, wydmuchów pomp, aparatów i cały szereg dalszych podobnych zagadnień. Do tej grupy należy też zaliczyć duży dział usprawnień, zyskanych przez automatyzację procesów dzięki zastosowaniu aparatury sterującej.

III. W przemyśle chemicznym, do którego należy zaliczyć i przemysł rafineryjny, najwyższe wyniki dają zawsze ulepszenia procesu technologicznego. Do tego rodzaju usprawnień należy zaliczyć cały 6-letni plan inwestycyjny, a w mniejszym zakresie takie zmiany, jak przejście z destylacji periodycznej na ciągłą, stopniowe wprowadzanie rafinacji selektywnej, stosowanie propanu do odasfaltowania i odparafinowania pozostałości, zmiana receptury, np. przy fabrykacji smarów stałych, wreszcie bardzo obszerny dział procesów przeróbki produktów ubocznych i odpadkowych.

W ścisłym związku ze zmianą metody pracy stoi dokładna kontrola procesów technologicznych i własności otrzymywanych produktów; np. dobrze prowadzona destylacja daje łatwo rafinujące się destylaty, co zmniejsza koszty rafinacji, dobrze odbierany olej parafinowy przerabia się łatwo w fabryce parafiny, dzięki czemu zmniejszają się ilości oleju idącego do powtórnej destylacji, a w dalszym ciągu koszty przeróbki parafiniarni i destylacji.

IV. Bardzo obszerny dział zagadnień racjonalizacji i usprawnień obejmują zmiany organizacyjne, rozumiane w sensie jak najogólniejszym. Należy tu zaliczyć wszelkie zmiany dotyczące etatyacji, ilości pracowników potrzebnych do poszczególnego działu pracy, ustalenie wzajemnego stosunku pracowników fizycznych, technicznych i administracyjnych, rewizja schematów organizacyjnych, ustalania zakresu działalności poszczególnych stanowisk, wogóle wszelkie prace wchodzące w zakres kontroli i usprawnień administracji. Do usprawnień organizacyjnych można zaliczyć także wszelkie prace mające za zadanie poprawienia gospodarki materiałowej tak w dziedzinie zaopatrzenia, kontroli zużycia materiałów i magazynów, jak też i gospodarki inwentarzowej, ustalania norm zużycia materiałów technicznych, paliw, smarów, materiałów pędnych itp.

V. Wreszcie rozpatrzyć należy rolę najważniejszego elementu racjonalnej gospodarki, tj. pracującego człowieka, od którego nastawienia i zainteresowania zależą wyniki wszystkich czynności. Zadaniem pracy Partii i Zw. Zaw. jest przez odpowiednie oddziaływanie na psy-

chikę wywołanie u każdego pracownika pełnej świadomości jego znaczenia i obowiązków przez akcje tego rodzaju, jak współzawodnicтво pracy, akcję oszczędnościową, dyskusowanie zagadnień technicznych, planowania i administracji fabrycznej na naradach wytwórczych, podnoszenie kwalifikacji zawodowych przez szkolenie itd. Każdy pracownik musi jasno rozumieć swoje zadanie w nowym społeczeństwie socjalistycznym, co stworzy także zupełnie nowy sposób myślenia technicznego w porównaniu z ujęciem zagadnień w systemie kapitalistycznym. To przestawienie psychiczne i nowe zrozumienie zagadnień gospodarczych i technicznych przejawia się na każdym polu działalności pracownika i nada zdecydowany kierunek jego pracy.

W przemyśle opartym na planowaniu socjalistycznym główne zainteresowania koncentrują się na kosztach własnych. Najważniejszym zagadnieniem jest dobre i rzetelne planowanie, a następnie konsekwentne i nieustępliwe realizowanie postawionego planu, dalej zagadnienie wydajności pracy, racjonalne jej kierowanie i kontrola przez możliwie dokładne znormalizowanie wszelkich jej przejawów, począwszy od norm wydajności do norm zużycia surowca, energii, materiałów technicznych itd.

Na zakończenie należy podkreślić istotną cechę

pracy każdego pracownika, a zwłaszcza technika, mianowicie stały jej postęp i stałą dążność do poprawiania, usprawniania i udoskonalania swoich czynności. Ten niepokój twórczy powinien promieniować z każdego technika na coraz szersze koła, powinien wyrażać się krytyką i wnikliwą kontrolą istniejących procesów, rzucaniem nowych zadań. Cały zespół fabryczny powinien twórczo jakby jeden organizm, nastawiony na ciągłe udoskonalanie i podwyższanie poziomu swej pracy, począwszy od najdrobniejszych codziennych usprawnień, aż do rozpracowania nowych metod przerobczych i nowych urządzeń. Takie nastawienie załogi, wciągnięcie do zagadnień usprawniających jak największej ilości pracowników jest miarą żywotności i ambicji technicznego kierownictwa zakładu.

Zakreślone w powyżej ujętych 5 punktach zagadnienia racjonalnej i oszczędnej gospodarki w rafineriach stanowią pewną próbę rozklasyfikowania i syntezy tych problemów z punktu widzenia wyników gospodarczych i sposobu ich realizacji. W każdej rafinerii można opracować długofalowy plan usprawnień i oszczędności, którego odcinki byłyby realizowane w poszczególnych latach. Plan taki da się podzielić na prace, które niedużym wkładem szybko dadzą rezultaty i na duże inwestycje stanowiące treść planu 6-tniego.

Dr Stefan Suknarowski

### Kronika wynalazczości i usprawnień

W miesiącach października, listopadzie i grudniu 1949 r. zostały przyznane premie następującym racjonalizatorom:

	Wysokość premii	Oszczędność roczna	Wysokość premii	Oszczędność roczna
1. Beczała Jan Zmiana konstrukcji komór potnych i zmiana sposobu ich chłodzenia.	90 500	380 000	40 000	—
2. Matlak Józef Zmiana konstrukcji pras parafin. przez wstawienie wkładki . . . . .	90 000	230 000	18 900	133 840
3. Stryczek Antoni Usprawnienie fabrykacji asfaltów wysokotopliwych przez wyeliminowanie zbiornika . . . . .	27 800	208 400	23 000	114 000
4. Inż. Waligórski Edward Urządzenie usprawniające rozprzestrzenienie i przerzut węgla . . . . .	25 500	225 900	44 520	626 260
5. Inż. Waligórski Edward Przebudowa młynka do mielenia talku . . . . .	13 600	76 825	6 700	26 700
6. Weron H. Usprawnienie napełniania beczek wazeliną . . . . .	11 100	26 000	24 000	40 800
7. Inż. Reutt Stanisław Ekstrakcja parafiny z proszku przy pomocy węgla sodowego . . . . .	39 300	290 000	6 700	13 760
8. Inż. Bäck Feliks Przerobienie wyciągu ręcznego na mechaniczny. . . . .	44 240	268 200	22 500	36 505
9. Smasna Bolesław Sposób uszczelnienia rurek podgrzewacza olejowego dla propanu	18 112	76 400	42 500	577 500
10. Wiśniewski Jan Wykonanie i zmontowanie kompensatorów dławikowych . . . . .	16 700	50 000	44 500	138 000
11. Sarnecki Józef Zastosowanie wiertarki elektr. jako napędu . . . . .	9 120	9 120	15 000	13 320
12. Machnik Franciszek Aparat do czyszczenia rurek chłodniczych . . . . .	28 500	112 000	10 000	—
13. Bania Aleksander Sposób zabezpieczenia przy pomocy specjalnych stopów . . . . .			18 900	133 840
14. Inż. Szczepański Alfred Zmiana sposobu i miejsca umieszczenia siatek ochronnych w gazolin.			23 000	114 000
15. Arondarczyk Bronisław Sposób zamknięcia syfonowego separatora. . . . .			44 520	626 260
16. Niedermayer P. Zastąpienie zniszczonego kotła kompresorem, wykonanym ze starego złomu . . . . .			6 700	26 700
17. Galanty Franciszek Matryca do wykuwania kołnierzy			24 000	40 800
18. Jakubowski i Przybycień Uchwyt do pionowego cięcia palnikiem . . . . .			6 700	13 760
19. Gleń Franciszek Przyrząd do obcinania wiór w rurach na żerdzie KAM . . . . .			22 500	36 505
20. Wantuch Tadeusz Wzmocnienie dźwigu śrubow. przez przyspojenie specjalnych wkładek			42 500	577 500
21. Goździeniewicz Jan i Oskory Adam Zastępczy skład brzozy na panewki łożyskowe . . . . .			44 500	138 000
22. Janocha Franciszek Zmniejszenie strat propanowych na instalacji propanowej . . . . .			15 000	13 320
23. Lula Aleksan., Radoniewicz R. Wprowadzenie filtrów do pomp . . . . .			16 800	17 950
24. Gajdak Tad., Dudek Franc. Sporządzenie masy uszczelniającej do kurków wodowskazów kotłowych . . . . .			10 000	—
25. Stryczek Antoni Otwieranie i zamykanie okien w parafiniarni . . . . .				

	Wysokość premii	Oszczędność roczna		Wysokość premii	Oszczędność roczna																														
26. Bugno Franciszek Zastąpienie szczeliwa azbestowego szczeliwem z blachy miedzianej	11 700	60 000	54. Haluch, Kozik Przyrząd do cięcia kłapek w aparatach rdzeniowych . . . . .	9 770	9 770																														
27. Puk Jan, Faży Józef Wyeeliminowanie z ruchu pompy parowej zasilającej kotły parowe	15 540	26 000	55. Kobierski Michał Przyrząd do wiercenia otworów w kołach kieratowych . . . . .	9 015	9 015																														
28. Sadło Adam Zabezpieczenie zbiornika na gazolinę przed wyciekami . . . . .	7 000	—	56. Wilczek Witold Suport do wiercenia kilku otworów w jednym przedmiocie . . . . .	9 850	46 575																														
29. Kostecki Stan., Frydrych Stan. Umożliwienie zachowania ciągłości ruchu w gazowni i gazoliniarni . . . . .	35 800	248 000	Ruch racjonalizatorski w okresie sprawozdawczym ilustruje następujące zestawienie porównawcze:																																
30. Dziedzic Władysław Maszynka do nawijania cewek indukcyjnych do magnetów . . . . .	28 100	80 738	<table border="1"> <thead> <tr> <th>L. p.</th> <th>T r e ś ć</th> <th>X, XI i XII 1949</th> <th>w roku 1949</th> <th>w roku 1948</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1</td> <td>Ilość usprawnień zgłoszonych . . . . .</td> <td>123</td> <td>239</td> <td>72</td> </tr> <tr> <td>2</td> <td>Ilość usprawnień zatwierdzonych . . . . .</td> <td>56</td> <td>143</td> <td>43</td> </tr> <tr> <td>3</td> <td>Ilość usprawnień w badaniu . . . . .</td> <td>45</td> <td>104</td> <td>12</td> </tr> <tr> <td>4</td> <td>Ilość usprawnień odrzuconych . . . . .</td> <td>22</td> <td>42</td> <td>17</td> </tr> <tr> <td colspan="2">Suma wypłaconych premii w złotych . . . . .</td> <td>1 500 757</td> <td>4 913 744</td> <td>2 215 400</td> </tr> </tbody> </table>			L. p.	T r e ś ć	X, XI i XII 1949	w roku 1949	w roku 1948	1	Ilość usprawnień zgłoszonych . . . . .	123	239	72	2	Ilość usprawnień zatwierdzonych . . . . .	56	143	43	3	Ilość usprawnień w badaniu . . . . .	45	104	12	4	Ilość usprawnień odrzuconych . . . . .	22	42	17	Suma wypłaconych premii w złotych . . . . .		1 500 757	4 913 744	2 215 400
L. p.	T r e ś ć	X, XI i XII 1949	w roku 1949	w roku 1948																															
1	Ilość usprawnień zgłoszonych . . . . .	123	239	72																															
2	Ilość usprawnień zatwierdzonych . . . . .	56	143	43																															
3	Ilość usprawnień w badaniu . . . . .	45	104	12																															
4	Ilość usprawnień odrzuconych . . . . .	22	42	17																															
Suma wypłaconych premii w złotych . . . . .		1 500 757	4 913 744	2 215 400																															
31. Gęsiak Franciszek Wykonanie płytek i gniazd wentylowych . . . . .	15 000	—	Uzyskane w r. 1949 oszczędności wynosiły ok. 99 milionów złotych.																																
32. Strzelbicki Jan Maszt „Potok” . . . . .	25 000	—	Z kolei zajmiemy się odpowiedzią na pytanie, które sobi stawia niejedyn z naszych pracowników — jak uzyska zaszczytne miano racjonalizatora oraz premię z tym związana? Aby na to pytanie odpowiedzieć — trzeba sobie przede wszystkim zdać sprawę z pojęcia usprawnienia. Wielu mniemam, że tylko pomysły oryginalne, mające charakter nowości mogą być uznane za usprawnienia i jako takie premiovane. Pogląd ten jest tylko częściowo słuszny. Tego rodzaju bowiem pomysły są w inny sposób nagradzane. Tą wysoką klasą usprawnień zajmujemy się później. Ale oprócz usprawnień wynalazczych są i takie, nie mające cech nowości, które jednak przez ich urzeczywistnienie przynoszą przemysłowi korzyści w postaci uzyskiwanych oszczędności.																																
33. Kenar Franciszek Sposób bezpiecznego wyładowania rur . . . . .	25 000	—	Które zatem usprawnienia mogą być premiovane? Określa to wyraźnie odnośne zarządzenie władz w sposób następujący:																																
34. Kotlarz Jan Przeróbka pompki wodnej obiegowej . . . . .	20 000	—	1. Premiowaniu podlegają zgłoszone przez pracowników fizycznych lub umysłowych pomysły, które po wprowadzeniu ich w życie przyniosą przemysłowi korzyść przez to, że:																																
35. Wałęga Kaz., Lutecki Józef, Rączkowski, Brusik Piotr Rozrusznik plynowy . . . . .	154 000	1 476 000	a) podniosą jakość produkowanego towaru,																																
36. Ginalski Jan, Dźwiągła Teodor Przyrząd do rozwiercania ścian sitowych . . . . .	10 000	—	b) obniżą koszty produkcji za jednostkę,																																
37. Bączar Franciszek . . . . .	31 200	96 000	c) wprowadzą oszczędności na zużyciu surowców, materiałów pomocniczych, narzędzi i urządzeń lub obniżą koszty robocizny,																																
38. Borek Kazimierz Ulepszenie pieca kuziennego . . . . .	25 000	69 720	d) zwiększą wydajność pracy,																																
39. Janocha Mieczysław Nadspawki w chomątach rolkowych uniemożliwiających wypadnięcie liny . . . . .	5 000	—	e) usprawnią organizację pracy,																																
40. Zawisza Antoni Usprawnienie w stabilizacji ropy . . . . .	20 000	—	f) zwiększą bezpieczeństwo pracy lub jej warunki higieniczne.																																
41. Sawicz Edward Ulepszenie wziernika na ropociągu . . . . .	10 000	—	Pomysły nie podpadające pod powyższe punkty premiovane być nie mogą.																																
42. Lenik Roman Strugarka do klinów na nawijanie silników elektrycznych . . . . .	20 000	—	Z tego wynika, że każdy pomysł, który odpowiada chociażby jednemu z wymienionych warunków — jest usprawnieniem premiovanym.																																
43. Marmura Stefan Prasa śrubowa do wygniatania korytek do manometrów różnicowych . . . . .	9 141	9 141	Koniecznym warunkiem, by pomysł mógł zostać premiovany, jest jego praktyczne znaczenie dla przemysłu, mogące mu przynieść korzyści, o czym już poprzednio wspomnieliśmy.																																
44. Marmura Stefan Uchwyt do strugania głowic z manometrów różnicowych . . . . .	11 300	20 600	Następnie zachodzi pytanie, jakie dalsze kroki ma poczynić racjonalizator, który posiada już pomysł, odpowiadający wyżej podanym wytycznym. Musi on przede wszystkim należeć opracować dokumentację swojego pomysłu. W listopadowym zeszycie „Nafty”, w ust. pt. „Kronika wynalazczości i usprawnień” jest jasno określone pojęcie dokumentacji i dlatego obecnie roztrząsać tej sprawy już nie będziemy.																																
45. Marmura Stefan Urządzenie do zwijania resorów samochodowych . . . . .	4 013	4 013	Opracowanie takiej dokumentacji — zwłaszcza jeśli chodzi o usprawnienia nadające się do upowszechnienia — nie jest łatwym zadaniem z uwagi na fakt, że odnośne przepisy																																
46. Totus Tadeusz Ulepszenie wielokrążków ciężkiego typu . . . . .	33 200	352 500																																	
47. Safiak Stanisław Usprawnienie w produkcji obciążników . . . . .	10 000	—																																	
48. Stachnik Czesław Przyrząd do wyglądania cylindrów za pomocą rolek . . . . .	15 600	32 200																																	
49. Sikora Władysław Wyłącznik trójfazowy sterowany na odległość . . . . .	10 000	—																																	
50. Wójtowicz Tadeusz Sposób ustawienia noży na tokarce . . . . .	19 100	82 000																																	
51. Lisowski Władysław Matryca do kucia kłapek do aparatów rdzeniowych . . . . .	19 600	86 400																																	
52. Wójtowicz Tadeusz Matryca do wykrawiania krążków do wzierników ropnych . . . . .	5 236	5 236																																	
53. Styś Józef, Kotlarz Paweł Żeliwne wieńce hamulcze . . . . .	32 200	347 520																																	

regulujące wykonanie takiej dokumentacji są rygorystyczne, a samo wykonanie dokumentacji bez żadnego „ale” również jest rygorystycznie przestrzegane.

To też autor pomysłu — pracownik fizyczny — o ile sam nie może temu zadaniu podołać, może zwrócić się do referenta wynalazczości robotniczej. Referent w tym wypadku ma 3 drogi do wyboru. Jeżeli korzyści z przedstawionego mu pomysłu są oczywiste, może on od razu przystąpić do opracowania dokumentacji. Pierwszą jego czynnością powinno być zebranie wszystkich podkładów do kalkulacji finansowej tak, aby roczna oszczędność, czy też zysk, co na jedno w efekcie końcowym wychodzi, była bez żadnej wątpliwości, najzupełniej dokładnie sprecyzowana. Albowiem tak wyprowadzona kwota oszczędności rocznej — jest podstawą do obliczenia premii przez Komisję Usprawnień.

W myśl obowiązujących przepisów członkowie komisji za nienależytą ocenę mogą być pociągani do odpowiedzialności.

Jest w interesie autora usprawnienia, aby dokumentacja była opracowana bez zarzutu tak, aby Komisje Usprawnień nie potrzebowały zwracać się o żadne dodatkowe wyjaśnienia. Odnosi się to oczywiście do wszystkich zgłaszanych wniosków, ale przede wszystkim do tych, które przez wyższe premiovane będą rozpatrywane i zatwierdzane przez hierarchicznie wyższe Komisje.

Jeżeli pomysł przedstawiony referentowi budzi pewne wątpliwości, wówczas wstrzymuje się on z opracowaniem dokumentacji aż do zakwalifikowania wniosku przez Komisję, która w przypadku pozytywnej oceny wstępnej poleca referentowi opracowanie też dokumentacji.

Jeżeli wreszcie pomysł — wg uznania referenta jest oczywiście nierealny — wówczas może on odmówić pomocy zgłaszającemu się. Wnioskodawcy przysługuje jednak prawo odwołania się do komisji w tym wypadku.

Może się zdarzyć, że w „Skrzynce pomysłów” znajdą się równocześnie dwa zupełnie identyczne co do swej treści wnioski pochodzące od różnych autorów. Prawo pierwszeństwa będzie miał wniosek, który ma wcześniejszą datę i ten wniosek będzie ewent. premiovany.

To też otwieranie „Skrzynki pomysłów” powinno odbywać się zawsze komisyjnie, a wpływy winny być należycie protokolowane. Ten sposób załatwienia zapewnia od samego początku najzupełniej bezstronną ocenę rozpatrywanych wniosków przez Komisję Usprawnień.

Zdarzyć się również może, że dany pomysł wymaga jeszcze dodatkowego opracowania, np. w laboratorium lub w warsztacie. Wówczas autor może sobie zapewnić prawo pierwszeństwa, zgłaszając na piśmie treść pomysłu do Komisji Usprawnień w zakładzie lub w przedsiębiorstwie. Jeżeli pomysł ma charakter ogólny, nadający się do upowszechnienia w przemyśle jako całość, wówczas należy zgłosić go dla uzyskania prawa pierwszeństwa do Głównej Komisji Wynalazczości Robotniczej w Krakowie.

W następnym numerze zajmiemy się dalszym biegiem wniosków, przychodzących pod obrady Komisji dla ich oceny i ustalenia wysokości premii.

### Wyniki konkursu na tematy dla racjonalizatorów

Dnia 11 stycznia br. odbyło się posiedzenie Głównej Komisji Wynalazczości Robotniczej, która spełniając funkcję sądu konkursowego zakwalifikowała do konkursu nadesłane tematy, a następnie dokonała rozdziału nagród.

Naczelnym dyrektorem CZPN, doceniając należyście znaczenie tej akcji, jako czynnika wychowawczego dla racjonalizatorów oraz z uwagi na fakt, że cała praca na odcinku wynalazczo-racjonalizatorskim jest jednym z podstawowych elementów do przedterminowego urealnienia planu 6-letniego, ustalił 3 nagrody za najlepsze tematy z każdej specjalności naszego przemysłu. Wysokość nagród jest następująca: I-sza nagroda — 5000 zł, II-ga 3500 zł, III-cia 2000 zł.

Wpłynęły ogółem 62 tematy. Największą ilość, gdyż z górą 60% tematów nadesłały kluby racjonalizatorów przy rafineriach.

Całość podzielono na 3 grupy tj.: A) kopalnictwo (wiertnictwo i eksploatacja), B) rafinerie (przeróbka ropy i jej pochodnych oraz urządzenia rafineryjne), C) maszyny i urządzenia wiertnicze. Zakwalifikowano do konkursu z grupy A) — 13 tematów, z grupy B) — 30 tematów i z grupy C) — 8 tematów — zatem razem — 51 tematów. Zdyskwalifikowano, jako nieodpowiadające warunkom — 11 tematów z tym zastrzeżeniem, że niektóre z nich po odpo-

wiednim przerobieniu będą mogły być przedmiotem następnego konkursu, który odbędzie się z końcem marca br.

I-szą nagrodę z grupy A) Dział wiertnictwo — otrzymał Bania Aleksander za temat: „Wykonać zespół do przesuwania, który można by przeciągać w całości z szybu na szyb nie dłużej niż 8 godzin. Ponieważ szyby dowiercane są przeważnie końcową dymensją 6—7”, zespół miałby mieć następujące wymogi: możliwość podwiercania warsztatem dla rur 7”, zasięg do 600 m, możliwość manipulacji rurami od 7”. Maszt minimum 14,5 m. Całość, a więc maszt motor i ryg na jednej ramie i jednych sanicach, możliwy w całości do przeciągania bez rozbiórek. Na nowym miejscu miałby być gotów do pracy jedynie po zaciągnięciu szparnierów do masztu”.

II-gą nagrodę otrzymał Machnik Stanisław za temat: „Przeprowadzenie zmian konstrukcyjnych w elementach zapinających i odpinających przy rakach do podbijania rur w otworach wiertniczych. Dotychczasowe elementy stosowane w rakach są zawodne i stwarzają trudności przy instrumentacji otworów”.

III-cią nagrodę otrzymał Wilk Stanisław za temat: „Wykonanie konstrukcji perforatora mechanicznego, zapuszczanego do otworów zarurowanych na linie (warsztat), pasterka, nożyce, instrum. obciążnik perforator — celem łatwego przebijania promieniowego jednej dymensji rur na określonej długości w dowolnym miejscu i dowolnej ilości otworów. Perforator powinien przy jednym zapuszczaniu wybijać otwory 10 × 40 mm, tak przy podbijaniu, jak i zbijaniu z wahacza”.

I-szą nagrodę z grupy A) Dział eksploatacji ropy — otrzymał Bania Aleksander za temat: „Należałoby wykonać przyrząd do łatwego pobierania próbek ze ściany otworu w dowolnym miejscu pod rurami, bez specjalnych urządzeń pomocniczych, a jedynie tymi urządzeniami, jakie są na starej kopalni do dyspozycji. A więc z trójnoga lub masztu, przy użyciu wyciągu mechanicznego lub ręcznego, mając do dyspozycji linę łyżkową, druty pompowe oraz rurki pompowe”.

II-gą nagrodę otrzymał inż. Sobon Władysław za temat: „Zaprojektować proste i niezawodne urządzenie dla automatycznej eksploatacji ropy pompami waporowymi. Ciśnienie agitacyjne do 20 atm.”

III-cią nagrodę otrzymał Horszowski Adam za temat: „Zaprojektowanie urządzenia do pompowania ropy ze spodu odwiertów za pomocą otworów umieszczonych na dnie bez użycia dotychczasowych przewodów pompowych, tj. żerdzi lub lin”.

I-szą nagrodę z grupy B) Dział przeróbki ropy — otrzymał Czerwiński Edward za temat: „Zastosowanie urządzenia, które by umożliwiło zmniejszenie strat destylacyjnych na rektyfikacji, jak i na destylacji rurowo-wieżowej” (komisja ustalając I-szą nagrodę za pow. temat wychodziła z założenia aktualności zagadnienia poruszanego w tym temacie, tj. zmniejszenie strat przerobczych oraz racjonalna i oszczędna gospodarka surowcem, zwłaszcza krajowym).

II-gą nagrodę otrzymał Stryczek Antoni za temat: „Regeneracja stałych smarów używanych”.

III-cią nagrodę otrzymał inż. Setkiewicz Władysław za temat: „Opracowanie taniego i prostego sposobu produkcji demulgatora do rozbijania emulsji ropnych celem zastąpienia nim dotychczas stosowanych przez Kopalnictwo Naftowe kwasów naftenowych. Materiał wyjściowy: smoła odpadkowa, porafinacyjna”.

I-szą nagrodę z grupy B) Dział urządzeń rafineryjnych — otrzymał Płaza A. za temat: „Opracowanie przyrządu do łatwiejszego przesuwania płyt prasowych w parafiniarni”.

II-gą nagrodę otrzymał inż. Jaworski Włodzimierz za temat: „Opracowanie elastycznego połączenia rurowego z rur gładkich (nie węzłów elastycznych) dla połączenia cystern z rurociągami spustowym i pełniącym dla gazoliny i płynnego gazu, celem wyeliminowania łatwo psujących się i nieszczelnych węzłów elastycznych”.

III-cią nagrodę otrzymał Sajdak Tadeusz za temat: „Konstrukcja przyrządu umożliwiającego wymianę rur wodnych w komorach ogniowych kotłów parowych bez potrzeby wycinania rur, otaczających uszkodzoną rurę, dla umożliwienia dostępu do rury uszkodzonej”.

I-szą nagrodę z grupy C) otrzymał Jasiczek Zdzisław za temat: „Z jakiego materiału wykonać rolki linowe, aby zapewnić najmniejsze zużycie liny i samej rolki”.

II-gą nagrodę otrzymał Stys Józef za temat: „Jak rozwiązać zespół złożony z rolek wielokrążka, rolki świdrowej i łyżkowej na maszcie wiertniczym, aby uniknąć: a) mimoosiowości kolumny rur i masztu wiertniczego wzgl. łyżki, b) pochylenia masztu wiertniczego, c) przesuwania masztu wiertniczego dołem“.

III-cią nagrodę otrzymał Zastępa Tadeusz za temat: „Opracować typ sprzęgła głównego dla lekkiego żurawia wiertniczego, który działać ma łagodniej od sprzęgła SM3, musi odpowiadać jednak ciężkim warunkom pracy żurawia“.

Pozostałe tematy zostały opublikowane we wszystkich zakładach pracy.

#### Drugi konkurs na opracowanie tematów dla racjonalizatorów

Klubom racjonalizatorów zostało powierzone zadanie zebrania drugiej serii po 8 (najmniej) tematów z każdej specjalności przemysłu naftowego.

Podobnie jak poprzednio i tym razem tematy te powinny obejmować wszystkie działy naszego przemysłu, a więc: wiertnictwo, wydobywanie, magazynowanie, transport, przeróbka ropy i jej pochodnych, urządzenia rafineryjne, odgazolinowanie, gazownictwo, maszyny i urządzenia wiertnicze, gospodarka energetyczna, gospodarka materiałowa, higiena i bezpieczeństwo pracy, urządzenia przeciwpożarowe.

Ponadto zostały dopuszczone również tematy z działy organizacji, planowania, administracji i finansów.

Termin nadsyłania tematów do — 15 marca br.

Aby uniknąć dyskwalifikacji tematów przez sąd konkursowy — należy przy ich opracowaniu przestrzegać następujących wytycznych:

- 1) tematy winny być opracowane w sposób jasny, przystępny i zrozumiały,
- 2) mają one obejmować stosunkowo wąski odcinek zagadnienia,
- 3) mają się mieścić w skali trudności od łatwych do średnio-trudnych (najwyżej).

Z każdej wymienionej specjalności będą przyznane po 3 nagrody za najlepsze tematy. Wysokość nagród ta sama co poprzednio.

Dyrekcja Techniczna CZPN liczy się z faktem, że tym razem wszystkie bez wyjątku kluby racjonalizatorów wezmą czynny udział w opracowaniu tematów.

#### Listy i odpowiedzi

Korzystając z uprzejmości Redakcji „Nafty“, wprowadzamy w dziale „Wynalazczość i usprawnienia w przemyśle naftowym“ kącik poświęcony korespondencji z czytelnikami. W tym miejscu udzielać będziemy rad i wskazówek racjonalizatorom, którzy do nas o to zwrócą się. Postaramy się odpowiedzieć na każdy list wyczerpująco, o ile tylko szczerłość miejsca na to pozwoli. Pisma prosimy kierować pod adresem: Centralny Zarząd Przemysłu Naftowego, Dyrekcja Techniczna, Kraków, ul. Rakowicka 29.

*Inż. Marian Kozłowski*

## Kronika

#### Zmiana na stanowisku naczelnego dyrektora CZPN

Z dniem 1 lutego 1950 r. mgr T. Trawiński został odwołany ze stanowiska naczelnego dyrektora CZPN, przechodząc na stanowisko dyr. adm. Rybnickiego Przem. Węgl. Na stanowisko nacz. dyr. CZPN został powołany Inż. Marcin Borecki, dotychczasowy dyrektor techniczny Bytomskiego Zjedn. Przem. Węgl.

Inż. M. Borecki, wychowanek Akademii Górniczej, pracował w przemyśle naftowym i w Instytucie Naftowym w latach 1943, 1944 i 1945.

#### Reorganizacja Ministerstwa Górnictwa i Energetyki

Uchwałą sejmową z dnia 16 lutego 1950 r. zostały zreorganizowane Ministerstwo Górnictwa i Energetyki. Energetyka została wyłączona z tego ministerstwa i przeniesiona do Ministerstwa Ciężkiego Przemysłu, zaś do Ministerstwa Górnictwa zostały włączone kopalnie rud. W ten sposób powstało Ministerstwo Górnictwa.

W nowej organizacji Ministerstwa Górnictwa powstał Samodzielny Wydział Produkcji i Techniki Przemysłu Naftowego oraz Samodzielny Wydział Koksowniczo-Gazowy, któremu podlega organizacyjnie przedsiębiorstwo „Gaz Ziemi“. Obydwa wydziały podlegają resortowemu ministrowi dr inż. J. Salcewiczowi.

Wiceministrem Górnictwa został mianowany dotychczasowy dyrektor Dep. Techniki Państw. Komisji Planowania Gospodarczego, inż. M. Lesz. Wiceministrem Górnictwa został również inż. B. Krupiński, były naczelnym dyrektorem technicznym CZPW (przewodniczący Rady Naukowej Głównego Instytutu Paliw Naturalnych).

Na stanowisko 3-go wiceministra powołano inż. F. Szczeńskiego.

Do zorganizowanego Wydziału Produkcji i Techniki Przemysłu Naftowego powołano inż. Krygowskiego, dotychczasowego doradcę Ministerstwa Górnictwa i Energetyki dla Spraw Nafty.

Ministerstwo Górnictwa zostało częściowo przeniesione z ul. Poznańskiej 15 do odremontowanego gmachu w Warszawie przy ul. Długiej 7, gdzie został przeniesiony Wydział Nafty i Koksowniczo-Gazowy.

#### Z Akademii Górniczo-Hutniczej

Dnia 12 grudnia 1949 r. zdali egzamin dyplomowy na Wydziale Górniczym Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie:

1. Jacek Osiecki,
2. Karol Wojnar.

Wyżej wymienieni wykonali prace dyplomowe z zakresu wiertnictwa naftowego.

#### Uroczystość jubileuszowa w Instytucie Naftowym

W dniu 7 stycznia 1950 r. odbyła się w Instytucie Naftowym w Krakowie przy ul. Łobzowskiej 49 uroczystość jubileuszowa z okazji 5-cioletniej działalności Instytutu Naftowego.

Pomieszczenia Instytutu zostały ozdobione krajobrazami naftowymi i karykaturami znanych naftarzy. W pięknie udekorowanej sali zebrań Instytutu Naftowego zajęli miejsca przedstawiciele Min. Górn. i Energ., dyr. Dep. Inż. J. Borowski i Inż. Z. Onyszkiewicz, przedstawiciele Głównego Instytutu Paliw Naturalnych z nacz. dyr. Dr Inż. T. Laskowskim na czele, profesorowie wyższych uczelni — rektor Akademii Górniczo-Hutniczej Dr W. Goetel, Prof. Inż. J. Cząstka, Prof. Inż. M. Mięsiowicz, Prof. Inż. St. Kurzawa, Prof. U. J. Dr A. Gawel, przedstawiciele przemysłu naftowego z Dyr. Inż. W. Kulczyckim i Dyr. Dr S. Suknarowskim na czele, nacz. dyr. Głównego Instytutu Metalurgii i Odlewnictwa Prof. Gierdziejewski, przedstawiciel Zjednoczenia Przedsiębiorstw Wiertniczo-Górnich Dr Stepek, przedstawiciel Stowarzyszenia Inż. i Techn. Naftowych Inż. J. Cieśliski, przedstawiciele partii, przodownicy pracy, przedstawiciele prasy oraz liczni zebrani pracownicy Instytutu Naftowego.

Po powitaniu gości przez nacz. dyr. Głównego Instytutu Paliw Naturalnych, dr inż. T. Laskowskiego, dyr. Instytutu Naftowego inż. J. Wojnar wygłosił referat o 5-cioletniej działalności Instytutu Naftowego.

Następnie zostały wygłoszone przemówienia okolicznościowe, po czym pracownicy Instytutu Naftowego wygłosili następujące referaty: „Jod w solankach węglanych“ i „Badania geochemiczne w Polsce“.

W przerwie odbyło się zwiędzanie pracowni i urzędów Instytutu Naftowego.

Po zakończeniu referatów uczestnicy uroczystości udali się na ul. Garnarską 9, gdzie w świetlicy Związku Zawodowego Naftowców zostały wyświetlone filmy naukowe: „Z przeszłości ziemi“, „Symbol C“ i „Nafta“.

Wspólny posiłek zakończył uroczystość, która pozostawiła w pamięci uczestników miłe wspomnienia.

### Zebranie Rady Naukowej Głównego Instytutu Paliw Naturalnych

W dniu 3 lutego 1950 r. odbyło się w sali posiedzeń Głównego Instytutu Paliw Naturalnych w Katowicach zebranie Rady Naukowej Głównego Instytutu Paliw Naturalnych.

Zebraniu przewodniczył Wicemin. Inż. B. Krupiński. W zebraniu wzięli udział Wicemin. Górnictwa Inż. F. Szczeptański, członkowie Rady Naukowej oraz przedstawiciele poszczególnych Zakładów Instytutu Węglowego, Naftowego i Torfowego.

Tematem zebrania było sprawozdanie z prac naukowo-badawczych poszczególnych instytutów wykonanych w roku 1949 oraz program prac na rok 1950.

Sprawozdanie składali przewodniczący poszczególnych komitetów naukowych oraz dyrektorzy zakładów, którzy równocześnie referowali program prac na rok 1950.

Po przeprowadzonej dyskusji tak sprawozdanie z prac za r. 1949 jak i program prac na r. 1950 zostały przyjęte do zatwierdzającej wiadomości.

### Zebranie Komitetu Naukowego Instytutu Naftowego

W dniu 17 stycznia 1950 r. odbyło się w Instytucie Naftowym w Krakowie zebranie Komitetu Naukowego Instytutu Naftowego.

W zebraniu wzięli udział członkowie komitetu z przewodniczącym Mgr T. Trawińskim na czele oraz przedstawiciele poszczególnych zakładów i działów Instytutu Naftowego.

Tematem zebrania było sprawozdanie z działalności za r. 1949, program prac na r. 1950 oraz projekt organizacji Instytutu Naftowego jako Głównego.

Komitet Naukowy odbył w okresie sprawozdawczym 3 zebrania, a wchodzące w skład tego komitetu:

- Komisja Geologiczna odbyła 2 zebrania,
  - Komisja Kopalniana odbyła 1 zebranie,
  - Komisja Rafineryjna odbyła 1 zebranie,
  - Podkomisja Gazowa odbyła 6 zebrań,
  - Podkomisja Produkcyjna odbyła 1 zebranie,
  - Podkomisja Mechaniczna odbyła 4 zebrania.
- Ogółem odbyło się 18 zebrań.

Na zebraniu Komitetu Naukowego przedyskutowano szczegółowo sprawozdanie z prac Instytutu Naftowego za r. 1949, które zostało przyjęte do zatwierdzającej wiadomości, przy czym wyrażono poszczególnym zakładom Instytutu uznanie za wykonane prace. Ponadto komitet uchwalił niektóre wnioski, między innymi dokooptowanie Dra M. Mięśowicza, prof. fizyki w Akademii Górniczo-Hutniczej, do Komisji Geologicznej; Komitet zalecił Instytutowi taką formę sprawozdań z działalności naukowej, aby było widoczne, w jakim stopniu wykonano program prac, zatwierdził wnioski o przesunięcie niektórych prac z r. 1950 na r. 1951 oraz zalecił Zakładowi Technologii Nafty nawiązanie ściślejszego kontaktu z odpowiednimi katedrami wyższych uczelni.

Następnie Komitet Naukowy po przeprowadzonej dyskusji zatwierdził program prac Instytutu Naftowego na rok 1950.

W końcu po zaznajomieniu się z projektem zmiany organizacji Instytutu Naftowego, zatwierdzony został z zaleceniem drobnych zmian — projekt opracowany przez Instytut Naftowy.

### Konferencja geologiczna

W dniach 7—9 lutego 1950 r. odbyła się w CZPN w Krakowie okresowa konferencja geologiczna z udziałem wszystkich geologów naftowych, zatrudnionych zarówno w przemyśle naftowym jak i w Państwowym Instytucie Geologicznym oraz w Instytucie Naftowym.

Tematem konferencji był techniczny i geologiczny stan wierceń eksploatacyjnych i poszukiwawczych oraz plany rozbudowy istniejących pól naftowych w kierunku zbadania roponośności warstw starszych, jakoteż planowanie nowych wierceń poszukiwawczych, celem odkrycia nowych złóż naftowych na terenach pozakarpaccich.

Zwrócono uwagę na celowość rozszerzenia badań geofizycznych, celem dokładnego zinterpretowania wykonanych dotychczas zdjęć.

Po raz pierwszy na takiej konferencji została szeroko omówiona nowa dziedzina badań geologicznych, tj. metody geoanalityczne.

W wyniku dyskusji została uchwalona następująca rezolucja:

1. Metody badań geoanalitycznych, a w szczególności geochemiczne profilowanie odwiertów, wykonywanie powierzchniowych zdjęć gazowych, oraz profilowanie elektroanalityczne, mają duże znaczenie dla prac poszukiwawczych oraz należyte odbudowy złóż naftowych i należy dążyć do jak najszybszego ich zastosowania w praktyce.

2. Konferencja przyjmuje do wiadomości oświadczenie delegata Instytutu Naftowego o przygotowaniu do realizacji dwóch metod, geochemicznej i elektronicznej, o ile będą do dyspozycji techniczne siły pomocnicze dla profilowania geochemicznego odwiertów oraz do pobierania próbek gazowych dla przeprowadzenia próbnych badań w terenie.

3. Wobec istniejącego braku personelu technicznego do wykonywania geochemicznych pomiarów polowych oraz odpowiedniego pobierania próbek dla profilowania odwiertów, konferencja stwierdza konieczność wydelegowania odpowiedniego personelu technicznego na przeszkolenie w Zakładzie Geoanalityki Instytutu Naftowego, celem możliwie rychłego zorganizowania kadr dla stałej pomocniczej służby geologicznej w pracach wiertniczych i poszukiwawczych.

4. Konferencja stwierdza równocześnie konieczność wydawania odpowiednich funduszy na zakup aparatów i urządzeń, związanych z praktycznym stosowaniem geochemicznych i elektronicznych metod poszukiwawczych.

### Instytut Dokumentacji Naukowo-Technicznej

Komitet Ekonomiczny Rady Ministrów powziął uchwałę o utworzeniu Instytutu Dokumentacji Naukowo-Technicznej.

Zadaniem instytutu będzie gromadzenie, rejestrowanie i rozpowszechnianie informacji, prac naukowych itp. z zakresu techniki, nauki i zagadnień gospodarczych, związanych z techniką oraz udostępnianie zdobytych naukowo-technicznych, tak krajowych jak i zagranicznych — urzędom, instytucjom, przedsiębiorstwom, wyższym uczelniom, placówkom naukowo-badawczym itp.

Instytut Dokumentacji Naukowo-Technicznej będzie również udzielał informacji i udostępniał materiały naukowo-techniczne racjonalizatorom i wynalazcom.

Instytut będzie utrzymywał łączność i współpracował z podobnymi instytutami zagranicznymi, a w szczególności ZSRR i krajów demokracji ludowej.

### Komitet dla Spraw Postępu Technicznego

Wykonanie zadań planu 6-letniego wymaga unowocześnienia procesów produkcji i stosowania w jak najszybszym zakresie osiągnięć postępu technicznego w przemyśle, budownictwie, transporcie, rolnictwie itp.

W związku z tym Komitet Ekonomiczny Rady Ministrów powołał Komitet dla Spraw Postępu Technicznego, którego zadaniem będzie m. in. wprowadzenie do gospodarki narodowej nowych metod wytwórczych, mechanizacji, automatyzacji, przyspieszenie procesów produkcyjnych itp.

Komitet dla Spraw Postępu Technicznego czuwać będzie nad realizacją w naszym życiu gospodarczym wyników prac instytutów naukowo-badawczych i innych placówek naukowych, nad właściwym zastosowaniem usprawnień i wynalazków pracowniczych, posiadających szersze znaczenie oraz nad rozszerzeniem doświadczeń produkcyjnych przodujących zakładów na inne zakłady o podobnej produkcji.

Przewodnictwo komitetu obejmie zastępcą przewodniczącego Państwową Komisję Planowania Gospodarczego min. E. Szyr. W skład komitetu wejdą m. in. przedstawiciele świata naukowego i technicznego z różnych resortów gospodarczych.

### Zmiana organizacyjna Zakładów Górniczo-Wiertniczych

Na podstawie zarządzenia Ministra Górnictwa i Energetyki z dnia 24 grudnia 1949 r., wydanego w porozumieniu z Przewodniczącym Państwową Komisją Planowania Gospodarczego i Ministerem Skarbu, została zmieniona organizacja dotychczasowych Zakładów Górniczo-Wiertniczych Przemysłu Węglowego. Zakłady te zostały nazwane „Przedsiębiorstwem Budowy Zakładów Przemysłu Węglowego — Wschód”, z siedzibą w Bytomiu.

Równocześnie utworzono przedsiębiorstwa państwowe wydodrębnione, tj. „Przedsiębiorstwo Budowy Zakładów Przemysłu Węglowego — Zachód” z siedzibą w Mikołowie

oraz „Dolnośląskie Zakłady Budowlano-Montażowe Przemysłu Węglowego” z siedzibą we Wrocławiu. Przedsiębiorstwa te zostały organizacyjnie podporządkowane nowo powołanemu państwowemu przedsiębiorstwu pod nazwą „Centralny Zarząd Budownictwa Węglowego” z siedzibą w Katowicach.

Przedmiotem działalności tych przedsiębiorstw jest wykonywanie robót górniczych i budowlanych związanych z budową nowych oraz rozbudową i rekonstrukcją istniejących zakładów i urządzeń przemysłu węglowego oraz związanych z nimi zakładów przetwórczych i pomocniczych.

Równocześnie oddzielnym zarządzeniem Ministerstwa Górnictwa i Energetyki z tej samej daty zlikwidowano dotychczasowe „Zakłady Projektowo-Montażowe, Biuro Budowlane Przemysłu Węglowego” oraz „Przedsiębiorstwo Budowy Zakładów Górniczych”.

### II Zjazd Naukowy Górników i Hutników

W sobotę dnia 3 czerwca 1950 r. Zarząd Stowarzyszenia Wychowanków Akademii Górniczo-Hutniczej zwołuje Zjazd Naukowy. Na zjeździe będą wygłaszane referaty z dziedziny górnictwa, hutnictwa, geologii, miernictwa i nauk pokrewnych.

Prelegenci są proszeni o składanie do dnia 15 marca 1950 tytułu referatów, które chcą wygłosić na zjeździe. Przygotowane do druku w publikacji przedzjazdowej streszczenia referatu w objętości ok. 3 stron maszynopisu należy złożyć do dnia 15 kwietnia br. Streszczenia nadesłane po powyższym terminie nie będą mogły być wydrukowane.

Adres: Stowarzyszenie Wychowanków Akademii Górniczo-Hutniczej, Kraków, Al. Mickiewicza 50 — Akademia Górniczo-Hutnicza.

### Umowa handlowa polsko-rumuńska

W Bukareszcie podpisani zostali polsko-rumuńska umowa handlowa na r. 1950, rozszerzająca wzajemne obroty o ok. 40% w stosunku do r. 1949.

Umowa przewiduje między innymi dostawy z Rumunii produktów naftowych.

### Ze współpracy naukowców z robotnikami

W ramach współpracy naukowców z robotnikami, prof. inż. Jan Czastka wygłosił w dniu 10 lutego br. w Krośnie odczyt pt. „Współczesne kierunki w wiertnictwie naftowym z uwzględnieniem osiągnięć z tej dziedziny w Związku Radzieckim”. Odczytu wysłuchało około 200 robotników kopalnictwa naftowego w Krośnie.

### Sprawa podręczników dla szkolnictwa zawodowego

Głębokie przeobrażenia ustrojowe naszego życia gospodarczego oraz szybki rozwój techniki w ostatnich latach, stawiają nasze szkolnictwo zawodowe wobec zagadnienia gruntownej rewizji obowiązujących programów nauczania, ich modernizacji i przystosowania do nowych potrzeb przemysłu, handlu, administracji.

Wraz ze zmianami programów nauczania i pogłębianiem się specjalizacji szkolnictwa, wylania się zagadnienie zaopatrzenia szkół w odpowiednie podręczniki naukowe i wydawnictwa pomocnicze, uwzględniające najnowsze zdobycze nauki i techniki oraz osiągnięcia nowoczesnej pedagogiki.

Obecna sytuacja szkolnictwa zawodowego na tym odcinku nie przedstawia się świetnie. Wydane dotychczas prace nie zawsze odpowiadają potrzebom, a niewystarczająca ich ilość zmusza nauczycieli do korzystania z przestarzałych i trudno dostępnych książek przedwojennych. W wielu gałęziach szkolnictwa, zwłaszcza w tych, które nie istniały przed rokiem 1959, podręczników nie ma w ogóle.

W związku z tym, Biuro Głównej Komisji Programowej Centralnego Urzędu Szkolenia Zawodowego, które w ciągu najbliższych kilku lat zamierza wydać około tysiąca podręczników, apeluje do wydawców przedmiotów zawodowych i wybitnych fachowców z rozmaitych dziedzin życia gospodarczego o współdziałanie w szeroko zakrojonej akcji wydawniczej i opracowywanie nowych podręczników, kompilacji i tłumaczeń z języków obcych, w ramach ustalonych programów nauczania, z uwzględnieniem najnowszych osiągnięć naukowych i aktualnych zagadnień.

Z przedmiotów, dla których nowy program nie został jeszcze określony, autorzy mogą opracowywać podręczniki zastępcze, kierując się istotnymi potrzebami szkoły i zawodu, do którego uczniowie mają być przygotowani, z tym zastrzeżeniem, że drugie wydanie zostanie przystosowane do nowego programu, lub że autor będzie miał pierwszeństwo w opracowaniu nowego podręcznika.

Honoraria autorskie będą w pełni odpowiadały włożonym w pracę wysiłkom, przy czym przy ocenie podręczników wzięta będzie pod uwagę zarówno ich wartość naukowa, jak również językowa i opracowanie graficzne (rysunki, zdjęcia, dyspozycje autora).

Zainteresowani mogą kierować zgłoszenia do Dyrekcji Okręgowych Szkolenia Zawodowego (we wszystkich miastach wojewódzkich) lub bezpośrednio do Biura Głównej Komisji Programowej CUSZ w Warszawie, Al. I. Armii W.P. Nr 25.

### Do autorów i tłumaczy książek technicznych

Departament Techniki Państwowej Komisji Planowania Gospodarczego, pragnąc skoordynować działalność autorów i tłumaczy pracujących nad książkami technicznymi dla potrzeb gospodarki narodowej i podręcznikami dla wyższych i średnich szkół technicznych oraz zapewnić ewentualne wydanie ich prac w ramach planów państwowych przedsiębiorstw wydawniczych, prosi autorów i tłumaczy posiadających prace w toku o zgłoszenie ich do Departamentu Techniki Państwowej Komisji Planowania Gospodarczego.

Zgłoszenia winny zawierać: tytuł, krótkie omówienie treści (w wypadku tłumaczenia, również nazwisko autora, nazwę wydawnictwa, rok wydania), stan pracy, przypuszczalny termin jej ukończenia, objętość pracy, ilość rysunków oraz przeznaczenie książki (dla robotników, techników, inżynierów, naukowa, podręcznik dla szkół wyższych lub średnich).

Książki, na które zostały zawarte umowy z instytucjami wydawniczymi, zgłoszeniu nie podlegają.

Równocześnie Departament Techniki prosi autorów i tłumaczy zamierzających przystąpić do prac nad książkami technicznymi, by swe zamierzenia wstępnie zgłaszali do Dep. Techniki PKPG. Zgłoszenia winny zawierać wszystkie dane, wymienione powyżej.

Zgłoszenia należy kierować pod adresem: Departament Techniki Państwowej Komisji Planowania Gospodarczego, Warszawa, Pl. 3 Krzyży 5.

## Bibliografia naftowa

### Geologia i geofizyka

Deegan C. J.: Nowe metody strzelania dla zdjęć sejsmicznych zademonstrowane w San Antonio. „New Seismic Shooting Method Demonstrated at San Antonio”. *Oil and Gas Journal*, t. 47, nr 28, 11 listopada 48, s. 214, 1,4 str., 1 rys. — Przy zdjęciach koszt wiercenia otworów strzałowych wynosi przeciętnie 20% kosztów ogólnych. Strzał musi być oddany z punktu znajdującego się poniżej strefy zwierzalej, gdyż inaczej nie można uzyskać dobrych refleksów. Doświadczenia wykazują, że ponad 95% energii wybuchowej rozprasa się przy takim odstrzale wskutek:

- 1) absorpcji w strefie zdruzgotanej wokół odwiertu,
- 2) absorpcji fal wysokiej częstotliwości w strefie przyległej,
- 3) strat wskutek prawa odwrotności kwadratu do sferycznego frontu fali.

W nowej technice strzelania powierzchniowego straty pierwszego rodzaju są wyeliminowane przez odstrzelenie ładunku w powietrzu. Straty drugiego rodzaju są zmniejszone do minimum przez rozproszenie energii tak, że jej gęstość jest niska na jednostkę powierzchni, zaś straty trzeciego rodzaju są prawie w zupełności usunięte przez wytwor-



rzenie płaskiego czoła fali. Ładunki odstrzelone 5—8 stóp pod powierzchnią gruntu dają największą częstotliwość fal tłumiona przez powietrze. Im większy jest ładunek, tym lepsze są rezultaty. Płaskie czoło fal uzyskuje się przez zastosowanie kilku małych ładunków zamiast jednego dużego. W tym celu stosuje się rozłożenie ładunków na siatce w formie gwiazdy lub sześcioboku. Ilość ładunków na takiej siatce wynosi 7 lub 13. Dla gruntu twardego z cieką zwietrzałą strefą odległość pomiędzy poszczególnymi ładunkami wynosi 20 stóp. Dla gruntu miękkiego z grubą strefą zwietrzania — odległość ta dochodzi do 85 stóp. Ładunków kombinowanych może być 25% więcej aniżeli ładunków pojedynczych.

H. G.

Kezeler J. L.: Technika dla poprawek błędów szybkości. „Technique for Velocity Error Corrections“. *World Oil*, t. 128, nr 5, wrzesień 48, s. 112, 3 str., 2 rys., 2 wykr. — Autor podaje metodę dla określenia względnie poprawek danych co do szybkości rozchodzenia się fal. Obserwacje tego zjawiska uskuteczono w otworach wierconych. Metoda ta polega na tym, że geofony umieszcza się w odwiercie, po czym mierzy się szybkość rozchodzenia się fal wzbudzonych od strzału oddanego w znanej odległości od tego odwiertu. Obserwacje tego rodzaju pozwalają na reinterpretację dawnych zdjęć oraz bardziej dokładne określenie struktur geologicznych, aniżeli przy metodzie dawnej.

H. G.

### Wiertnictwo

Jewisienko M. A., red.: Podręcznik wiertnictwa naftowego. „Sprawocznik po bureniu nieftianych skważyn“, Moskwa—Leningrad 1947, *Gostoptechizdat*, Cena 50 rb., D — 21×15 cm, 730 str., 27 fot., 449 rys., 62 wykr., 215 tab., 60 poz. bibl. — Dzieło zawiera dokładną analizę wiercenia naftowego metodą obrotową, jako powszechnie stosowaną w ZSRR. Stosowanie różnej konstrukcji świrdów zależne jest w głównej mierze od charakteru przewiercanych skał. Popuszczanie świrda i nacisk jego na dno odwiertu reguluje się automatycznie. Opracowano charakterystykę płuczki ilowej, stosowanej przy wierceniu, metody badania jej właściwości, jej przygotowanie i normowanie własności, odpowiednio do jej zadań przy danych pokładach.

Opisano wiercenie pod ciśnieniem i urządzenia przeciwybuchowe (prewentory). Uwzględniona została walka ze skrzywieniem odwiertu, jego powody, pomiary wielkości skrzywienia i potrzebna do tego celu aparatura; walka z awariami w odwiercie — metody instrumentacji; rurowanie odwiertów — typy rur i obliczanie ich na ciśnienie skał; technika cementowania odwiertów.

Następują opisy naziemnych urządzeń wiertniczych — wieże wiertnicze, ich budowa, wyciągi 2—6 biegowe, uzbrojenie korony wieży, krążki i wielokrążki, haki, liny, hamulce, stoły rotacyjne różnych typów, pompy płuczkowe — parowe i transmisyjne, dobór pomp do odpowiednich wyciągów, głowice płuczkowe. Urządzenia energetyczne — silniki parowe, spalinowe i elektryczne i ekonomia ich stosowania. Żurawie wiertnicze przewożne — radzieckie i importowane. Uwzględniono oddzielnie nowsze urządzenia wiertnicze (do r. 1946) stosowane w Związku Radzieckim. Krótki opis wierceń nawodnych w ZSRR i USA oraz stosowane przy tym urządzenia. Organizacja pracy przy różnego rodzaju czynnościach stosowanych w wiertnictwie.

Nowe specjalne rodzaje wiercenia — wiercenie turbinowe, elektrowiertem, wiercenie kierunkowe (ukośne). Opisy urządzeń, analiza zalet i wad tego typu wierceń. Opisy wiercenia otworów o dużej średnicy. Krótki opis metody udarowej w wiertnictwie, głównie systemu linowego.

Na zakończenie podano techniczno-ekonomiczne wskaźniki wiercenia z uwzględnieniem czynnika geologicznego, efektu wiercenia, technicznej normalizacji pracy wiertniczej, planowania wiercenia i jego kosztów.

Książka stanowi pracę zbiorową kilku autorów. B. F.

Szacow N. I.: Wiercenie otworów naftowych. „Burenije nieftianych skważyn“, Moskwa—Leningrad 1947, *Gostoptechizdat*, Cena 40 rb., D — 21×15 cm, 708 str., 51 fot., 205 rys., 50 wykr., 79 tab., 125 poz. bibl. — Książka jest podręcznikiem dla uczniów szkół typu Technicum w ZSRR i zawiera opisy wiercenia i urządzeń wiertniczych głównie typu obrotowego, jako powszechnie stosowanego. Tematem książki są techniczne opisy świrdów

i żerdzi (rur) wiertniczych, kinematyka pracy świrda, automatyzacja urządzeń do popuszczania świrda w czasie wiercenia; badania i pomiary płuczki wiertniczej i walka z utratą jej obiegu; rurowanie i cementowanie odwiertów; dowiercanie otworu i oddawanie go do stałej eksploatacji; walka ze skrzywieniem otworu i awariami — urządzenia pomiarowe i instrumentacyjne.

Systematyczny przegląd urządzeń wiertniczych — wieże wiertnicze, wyciągi i inne elementy, jak stoły rotacyjne, pompy płuczkowe, krążki, haki, głowice płuczkowe itp. Uwzględniona została dynamika rozwoju szczególnie konstrukcji stołów rotacyjnych.

W dalszym ciągu opisano urządzenia energetyczne — silownie i silniki — parowe, spalinowe i elektryczne. Ocena silników ze stanowiska techniki i ekonomii. Smarowanie urządzeń wiertniczych.

Żurawie wiertnicze przewożne i półprzewożne — radzieckie i niektóre amerykańskie.

Nowe typy wierceń — turbinowe, elektrowiertem (elektroburem), kierunkowe czyli ukośne — opis techniki wiercenia i urządzeń do nich przystosowanych. Wiercenia rdzeniowe, wiercenia otworów o dużej średnicy, wiercenie poziome.

Ze starych typów wierceń podano krótki opis udarowego wiercenia linowego, zwłaszcza przy pomocy szarpaka oraz warunki tego rodzaju wiercenia.

Zestawiono czynności w czasie prac wiertniczych i techniczne ich normowanie.

Kończy książkę krótki opis rozwoju techniki wiertniczej i jego perspektywy na przyszłość w ZSRR. B. F.

### Wydobywanie ropy

I. M. Murawiew i A. P. Kryłow: Eksploatacja złóż naftowych. „Eksploatacja nieftianych miestorożdienij“, Moskwa—Leningrad, 1949, *Gostoptechizdat*. Cena 26 rb., 776 str., 9 fot., 239 rys., 136 wykr., 72 tab., 32 poz. bibl.

Przypływ ropy do odwiertu, a tym samym wielkość jej wydobywania zależy od szeregu właściwości fizyko-chemicznych tak samych skał roponośnych jak i zawartych w nich mediów. Książka podaje nowoczesny stan znajomości mechaniki złóż naftowych i kierunki dalszego rozwoju prawideł eksploatacyjnej dziedziny przemysłu naftowego. Autorzy uzasadniają ze strony teoretycznej zjawiska i procesy zachodzące w złożu naftowym jakoteż w eksploatującym go odwiercie i podają metody wyciągania wniosków i niezbędnych obliczeń technologicznego „reżimu“ dla odwiertów przy różnych metodach eksploatacji.

Opisana została szczegółowa charakterystyka złoża naftowego — porowatość i przepuszczalność, ciśnienie złożowe, temperatura, zawartość gazu w czapie gazowej i w stanie rozpuszczonym w ropie, ciężar właściwy płynu, woda adhezyjna itp.; procesy wypychania ropy do odwiertu przy pomocy sprężonego gazu wzgl. ciśnienia wody, jako źródła energii złożowej; rola sił kapilarnych oraz wpływ czapy gazowej dla określenia współczynnika wydajności odwiertu; teoretyczne uzasadnienie radialnego charakteru przypływu płynu do odwiertu oraz określenie optymalnych warunków eksploatacji złoża, ich kontrola i regulowanie; utrzymanie ciśnienia złożowego przez wtłaczanie do złoża gazu wzgl. wody oraz teoretyczne podstawy wtórnych metod eksploatacji (nagazowanie, zawadnianie, vacuum).

Następuje opis przygotowania odwiertu do eksploatacji — określenie potencjalnej wielkości wydobycia i ustalenie jego praktycznej normy. Najekonomiczniejszą metodą wydobywania jest samoczynna eksploatacja złoża ropnego; opisane zostały warunki teoretyczne i urządzenia tego rodzaju eksploatacji. Przejściową formą między samoczynną eksploatacją a pompowaniem jest eksploatacja głębokich otworów może odbywać się za pośrednictwem drutów (żerdzi) lub jako pompowanie bezprzewodowe (turbopompa, elektryczne odśrodkowe pompy Reda). Stosuje się również kombinację pompowania i eksploatacji kompresorowej. W książce znajdują się liczne przykłady praktycznych obliczeń na poruszane tematy. Podane zostały tego rodzaju metody zwiększania wydajności odwiertu, jak kwasowanie, obróbka termochemiczna, torpedowanie. W końcu opisana została rekonstrukcja odwiertu (walka z zapiaszczeniem i osadami parafiny i soli). Książka zatwierdzona została jako podręcznik dla wyższych uczelni naftowych w ZSRR. B. F.

Pfister R. J. i Evans D. L.: Stratygraficzny układ wody w odwiertach zasilających. „Stratigraphic Rearrangement of Water in Input Wells“. *Producers Monthly*, 11, 12, 14, X. 1947. Artykuł omawia stratygraficzny układ wody w odwiertach zasilających przy przemiany piaskowców, pęknięcia i szczeliny oraz zwiększenia ilości wody w piaskowcach zbitych o dużym nasyceniu. Opisuje on również metody połowe tych zabiegów i ich wyniki na niektórych otworach w Pensylwanii.

Z zauważonych zjawisk autorzy wyciągają następujące wnioski:

1) Chłonność otworu zasilającego może być zwiększona przez przytkanie strefy o dużej chłonności wody i małej zawartości ropy, przez kwasowanie mało przepuszczalnych piaskowców o dużym nasyceniu pozostałym.

2) Przekrój doprowadzający wodę należy dobrze obliczyć.

3) „Dvenisol 236“ (materiał przytykający) jest najlepszym środkiem zatykającym dla piaskowców przepuszczalnych, nie zatyka zaś piaskowców zbitych. Nie jest on jednak odpowiedni dla zatykania szczelin i pęknięć.

4) Został wynaleziony materiał zatykający (oparty na bazie ropnej) także szczeliny i pęknięcia, który nie działa na resztę otworu.

5) W niektórych wypadkach do tego celu może być użyty również silikażel. Posiada on tę zaletę, że nie rozpuszcza się ani nie staje się przepuszczalny pod wpływem późniejszego kwasowania. H. G.

### Różne

Kauffmann A. J. Jr.: Różniczkowa analiza termiczna. „Differential Thermal Analysis“. *World Oil*, lipiec 48, t. 128, nr 5, s. 118, 5 wykr., 34 poz. bibl. — Badanie iltów przy pomocy promieni X może doprowadzić do wykrycia minerałów występujących w przeważających ilościach, lecz nie zezwala na wykrycie śladów minerałów innych. Mała średnica ziarn nie pozwala również na ozna-

czenia mikroskopowe. W technice analizy różniczkowej termalnej uzyskano żądane rezultaty na podstawie pomiarów strat wody, oksydacji oraz zmian w strukturze wskutek podgrzewania. Próbkę iltu wraz z termicznie obojętną substancją (alundum lub wapnisty glin) podgrzewa się w specjalnym zbiorniku oraz notuje się przy pomocy termoelementu różnice temperatur między tymi dwoma ciałami. Szybkość przebiegu reakcji oraz temperatura, przy której te reakcje zachodzą, są inne dla każdego minerału wchodzącego w skład iltu. Na podstawie tego zjawiska można zidentyfikować poszczególne minerały.

Zbiornikiem dla próbki jest niklowy blok z dwoma 1/4-calowymi otworami dla samej próbki i ciała obojętnego. Blok ten umieszcza się w piecu elektrycznym. Podgrzewanie przeprowadza się zwykle z szybkością 10—12 C na jedną minutę. Przeciętne odchylenie od temperatury pieca wskutek reakcji endotermicznych wynosi 8—10 C.

Minerały ilaste rozpadają się na trzy grupy: kaolin, montmorillomit i illit. Poszczególne cząsteczki są krystaliczne i posiadają wymiary 2—5. Najbardziej stała jest grupa kaolinu. Grupa montmorillomitu, wskutek swej struktury, jest zdolna do pochłaniania wody. Grupa illitu posiada własności tak montmorillomitu jak i kaolinu.

Zwięźłość materiału, średnicę ziarn oraz przebieg podgrzewania nanosi się na wykres.

Przy 450 C kaolin zaczyna tracić wodę i ta reakcja endotermiczna osiąga swój punkt szczytowy przy temperaturze ok. 580 C. Wówczas cały materiał staje się mieszaniną bezpostaciowego glinu i krzemu. Ostry punkt egzotermiczny występuje przy temperaturze ok. 980 C. Stoi to w związku z krystalizowaniem się glinu.

Montmorillomit wykazuje endotermiczny punkt szczytowy przy temperaturze 100—250 C, tworząc wtedy wodę adhezyjną. Wodę krystalizacyjną traci on przy temp. 600—700 C. Swą strukturę traci on przy temperaturze ok. 900 C. Punkty szczytowe dla illitu są zwykle podobne do powyżej podanych. H. G.

### Omyłki druku z nru 12, 1949 „Nafty“

Str. 342, łam lewy, cyfry pod rysunkiem, podające długości fal poszczególnych prążków widma helu (w jednostkach Å), zamiast 5047, 5015, 4921, 4715 — ma być 5015, 4921, 4713, 4471.

Str. 357, rubryka pionowa Br' — mylnie podano dla wszystkich numerów analiz (z wyjątkiem nr 60) znak —. Znak — powinien znajdować się przy analizach nr 11 i 30, znak + przy analizach nr 2, 17, 21, 24, 25, 28, 31, 36, 41, 43, 49, 51, 54, 56, 58, 62. Przy analizach nr 3, 4, 7, 9, 14, 19, 22, 34, 39 i 47 powinny pozostać puste pola (nie badano).

Str. 369, łam prawy, wiersz 15 od góry po słowie „wykresie“ dodać „wg Krejci Graafa“.

Str. 369, łam prawy, wiersz 23 od dołu po słowie „wykres“ dodać „wg Rogersa“.

Str. 370, łam prawy, wiersz 7 od góry skreślić słowo „jedn“.

### Do Czytelników „Nafty“

Od 1 stycznia 1950 r. wszelkie wpłaty z tytułu bieżącej i zaległej prenumeraty „Nafty“ oraz należności za inne wydawnictwa Instytutu Naftowego należy przekazywać na konto Izby Skarbowej w Krakowie PKO IV—2651 z zaznaczeniem na odwrocie blankietu „do dyspozycji Instytutu Naftowego“.

Uprasza się również zaznaczać na blankiecie cel wpłaty z ewent. powołaniem się na numer i datę rachunku.

Administracja

Nakładem Instytutu Naftowego w Krakowie

Kolegium Redakcyjne:

CZPN: Mgr Inż. Wiktor Kulczycki

Instytut Naftowy: Mgr Inż. J. Wojnar, Mgr Inż. Br. Fleszar, Mgr Inż. H. Górka, Mgr Inż. A. Waliduda  
Stowarzyszenie Inżynierów i Techników Przemysłu Naftowego: Mgr Inż. Jan Cieśliski

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

Redakcja i Administracja, Kraków, Łobzowska 49

Rachunek bieżący: Izba Skarbowa w Krakowie PKO IV—2651 do dyspozycji Instytutu Naftowego

Nakład 1350 egz., Format A4, Objętość 3 ark., Papier drukowy, bezdrzewny, satynowany

Prenumerata: Półrocznie 1000 zł, kwartalnie 550 zł. Numer pojedynczy 200 zł.

Cena ogłoszeń: Cała strona 20 000 zł, pół strony 10 000 zł, ćwierć strony 5 000 zł.

## Wydawnictwa Instytutu Naftowego

	Cena zł
Statystyka Naftowa za lata 1930—1939 i 1939—1944. Rejony naftowe: Gorlice, Jasło, Krosno i Sanok, 1945 . . . . .	100
Instrukcja dla przeprowadzenia pomiarów i oddawania do stałej eksploatacji otworów nowodwierconych, 1945 . . . . .	50
Inż. W. Chyliński: Zagadnienia paliw przeciwstukowych w silnikach, 1945 . . . . .	100
Dr Inż. E. Neyman-Pilat: Rozpuszczalność cieczy w gazach jako podstawa dla zwiększenia produkcji lekkich frakcji ropy naftowej, 1946 . . . . .	150
Inż. J. Wojnar: Słownik naftowy, część I rosyjsko-polska i część II polskorosyjska, 1946 . . . . .	300
Płynny gaz, wskazówki dla kierowców pojazdów mechanicznych, 1946 . . . . .	50
Inż. Z. Ziolkowski: Gaz płynny, jego własności i zastosowanie, 1946 . . . . .	200
A. Mikucki: Wskazówki dla obsługujących urządzenia dla nagazowania złoża, 1946 . . . . .	200
Eksploatacja złóż ropy i gazu, podręcznik dla majstrów i techników produkcyjnych, pod red. Inż. H. Górki, 1946 . . . . .	800
Inż. Z. Obuchowicz: Kopalnie Nafty i Gazów Ziemnych. Roztoki—Sądkowa, 1946, (wyczerpane)	
Inż. H. Górka: Kopalnie Nafty i Gazów Ziemnych. Potok, 1946, (wyczerpane)	
Inż. B. Fleszar: Polski Przemysł Naftowy 1926—1945, 1946 . . . . .	300
T. A. Kisielew: Współczesne metody przeróbki ropy naftowej, 1947 . . . . .	600
Dr Inż. U. Nehse: Zwalczanie osadów parafiny w odwiertach naftowych, 1947 . . . . .	300
Podstawowe zagadnienia eksploatacji złóż ropnych, 1948 . . . . .	1000
Silniki odrzutowe. 1. Inż. K. Kamieńniobrodzki: Lotnicze silniki odrzutowe. 2. N. F. Siedych: Silniki łopatkowe, 1948 . . . . .	200
M. F. Mirczink: Obliczanie podziemnych zapasów ropy i gazu, 1948 . . . . .	250
Inż. J. Wojnar: Sprawozdanie z działalności Instytutu Naft. w r. 1948, 1949 . . . . .	220
Instrukcja dla obróbki odwiertów naftowych przy pomocy kwasu solnego, 1949 . . . . .	150
Inż. R. Glaser i inż. J. Kuropieska: Metody usuwania korodujących związków siarkowych z lekkich destylatów ropnych, 1949 . . . . .	280



## Odbitki z miesięcznika „Nafta”

- Inż. H. Górka: Możliwości wydobywania ropy metodą górniczą w Polsce, 1945  
Konferencja Techniczna Przemysłu Naftowego w Krośnie w dniu 15 i 16 października 1945 r. Referaty i dyskusje
- Dr H. Świdziński: Gazy ziemne w Bieśniku, 1946, (wyczerpane)
- Inż. T. Reguła: Odbudowa górnicza złóż ropnych, 1946
- Inż. Z. Ziółkowski: Selektywna ekstrakcja furfurolem destylatów z rop parafinowych, 1946
- Dr A. Tokarski: Zachodnia część fałdu Mrukowej oraz możliwości ropne Pielgrzymki i Folasza, 1946, (wyczerpane)
- G. I. Kelly: Tajemnica niemieckiej produkcji smarów syntetycznych, 1947
- Inż. J. Wojnar: Sprawozdania z działalności Instytutu Naftowego 1945—1946
- Inż. A. Jellonek: Możliwości poszukiwań złóż ropy przy pomocy prądów dużej częstotliwości, 1947
- Dr H. Teisseyre: Budowa geologiczna okolic Węglówki, 1947
- Mgr H. Kozikowski: Zarys budowy geologicznej płaszczowiny magurskiej w okolicy Męciny Wielkiej koło Gorlic i jej stosunek do przedpola, 1947
- Inż. M. Konecki: Geochemiczne metody poszukiwań naftowych, 1948
- Inż. W. Kulczycki: Analityczne podstawy pewnego zagadnienia podziemnej naftowej hydrauliczności, 1948
- Inż. B. Kasiński: Nowoczesny olej samochodowy, 1948 .
- Mgr J. Hempel: Nowy obszar gazowy w Szalowej-Bieśniku k. Gorlic, 1948, (wyczerpane)
- Inż. W. Kulczycki: Marietta i Water-Flooding, 1948
- Inż. K. Kachlik: Kraking katalityczny, 1948
- Inż. J. Wojnar: Plan techniczny
- Inż. H. Górka: Sprawozdanie z działalności Instytutu Naftowego w 1947 r., 1948
- Inż. A. Kisłowski: Przybliżona metoda obliczeń refrakcyjnych, 1948
- Inż. J. Wójcik: Płuczka do wiercenia rotary, 1948
- St. Krimmer: Urządzenia do uruchamiania i zatrzymywania pomp wglębnych, 1948
- Inż. R. Glaser: Analizy typowych rop polskich ze szczególnym uwzględnieniem zawartych w nich części olejowych, 1948
- Dr Inż. A. Sałustowicz: Wytrzymałość skał na ścianach otworów wiertniczych, 1948
- Inż. Z. Ziółkowski: Racjonalizacja urządzeń kompresyjnych, 1948
- Dr J. Wdowiarz: Wyniki wierceń poszuk. w Folaszu k. Gorlic, 1948, (wyczerp.)
- Inż. J. Ostaszewski i Inż. A. Waliduda: Palniki na gaz ziemny w gospodarstwie domowym, 1948
- Inż. S. Niementowski: Stosowanie propanu do odasfaltowania i odparafinowania w polskim przemyśle naftowym, 1948
- Dr Inż. St. Wyrobek: Telluryczne metody poszukiwawcze, 1948
- Inż. R. Glaser: Proces krakingu katalitycznego „Suspensoid”, 1948
- Inż. M. Gawliński: Z dynamicznych zagadnień wirującego sprężystego przewodu wiertniczego, 1948
- Inż. T. Reguła: Racjonalna kontrola gospodarki złożem gazowym, 1948
- Inż. R. Glaser: Zapobieganie korozji urządzeń rafineryjnych przy przeróbce rop siarkowych, 1948
- Inż. H. Górka: Nowoczesne przyrządy do pomiarów krzywizny odwiertów, 1948
- Inż. B. Fleszar: Kierunkowe torpedowanie odwiertów naftowych, 1948
- Inż. H. Górka: Wpływ gęstości zwiercenia złoża na ogólne wydobycie ropy, 1948
- Inż. J. Michałowski: Nowe metody uszlachetniania olejów smarowych, 1949
- Inż. S. Niementowski: Nowoczesna aparatura laboratoryjna i półtechniczna dla przemysłu naftowego, 1949
- Inż. J. Ostaszewski: Pompa wglębna KOW, 1949 .
- Mgr T. Trawiński: Przemysł naftowy w 1948 r., 1949
- Inż. M. Konecki: Praca geologa kopalnianego przy wierceniu poszuk., 1949
- Wł. Chajec: Badania promieniotwórczości i ich znaczenie dla przemysłu naftowego, 1949
- Mgr T. Trawiński: Przemysł naftowy wobec zadań planu 6-letniego, 1949
- Dr J. Wdowiarz: Wiercenia Poszukiwawcze w r. 1948, 1949, (wyczerpane)
- Inż. Z. Wilk: Z mikromechaniki złóż roponośnych, 1949
- Dr Inż. St. Rachwał: Podgrzewanie cystern kolejowych, 1949
- Mgr T. Trawiński: Przemysł naftowy w latach 1945—1949, 1949