

2505/111 CCH

# NAFTA

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

MARZEC 1950  
Nr 3 ROCZNIK VI

Q. 626/50



### T R E S C:

	Strona
1. Minister Górnictwa R. Nieszporek wśród naftarzy . . . . .	49
2. Mgr Inż. Michał Gawliński: Przyczyny chwywania przewodu wiertniczego oraz rur okładzinowych . . . . .	50
3. Dr Inż. Stanisław Rachfal: Wytwarzanie się emulsji ropnych (ciąg dalszy) . . . . .	55
4. Mgr Inż. Kazimierz Kachlik: Problem smarowania . . . . .	59
5. Lek. Jan Z. Walczyński: Bezpieczeństwo pracy przy czynnościach wewnątrz zbiorników naftowych (dokończenie) . . . . .	63
6. Mgr Inż. Bronisław Fleszar: Stanowisko Europy w światowym przemyśle naftowym (dokończenie) . . . . .	67
7. Ciśnienie, temperatura i zawartość gazu w złożu ropnym . . . . .	71
8. Kronika . . . . .	76
9. Bibliografia naftowa . . . . .	79

„Нефть“ № 3. Март 1950. Нефтяной Институт, Польша, Краков, Лобзовская 49

### O G Ł A W L E N I E:

	Стр.
1. Министр Горной Промышленности Р. Нешпорец у нефтяников . . . . .	49
2. Mgr Инж. М. Гавлински: Причины прихвата бурильных и обсадных труб . . . . .	50
3. Dr Инж. Ст. Рахфал: Возникание нефтяных эмульсий (продолжение) . . . . .	55
4. Mgr Инж. К. Качлик: Вопрос смазки . . . . .	59
5. Врач Я. З. Вальчински: Безопасность труда при работах внутри нефтяных резервуаров (окончание) . . . . .	63
6. Mgr Инж. В. Флешар: Положение Европы в мировой нефтяной промышленности (окончание) . . . . .	67
7. Давление, температура и содержание газа в нефтяных месторождениях . . . . .	71
8. Хроника . . . . .	76
9. Нефтяная библиография . . . . .	79

„Petroleum“ Nr. 3. March 1950. Petroleum Institute, Poland, Kraków, Lobzowska 49

### C O N T E N T S:

	Page
1. Minister of Mines R. Nieszporek among Oil-men . . . . .	49
2. Michał Gawliński, M. sc.: Causes of Frozen Drill Pipe and Casing . . . . .	50
3. Stanisław Rachfal, Dr. sc.: Formation of Crude Oil Emulsions (continued) . . . . .	55
4. Kazimierz Kachlik, M. sc.: Lubricating Problem . . . . .	59
5. Jan Z. Walczyński: Safety in Working inside of Petroleum Tanks (concluded) . . . . .	63
6. Bronisław Fleszar, M. sc.: Europe's Position in World Petroleum Industry (concluded) . . . . .	67
7. Pressure, Temperature and Gas Contents in Oil Reservoir Rocks . . . . .	71
8. Current News . . . . .	76
9. Bibliographie of Petroleum . . . . .	79



# NAFTA

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

REDAGUJE INSTYTUT NAFTOWY

Rok VI

Marzec 1950 r.

Nr 3

## Minister Górnictwa Ryszard Nieszporek wśród nafciarzy

W dniu 13 i 14 marca br. Minister Górnictwa R. Nieszporek w towarzystwie Nacz. Dyr. CZPN i kier. Samodzielnego Wydziału Naftowego w Min. Górnictwa inż. M. Krygowskiego zwiedził zagłębie naftowe.

W czasie dwudniowego objazdu kopalń specjalną uwagę poświęcił Minister zagadnieniu wiertnictwa oraz racjonalnej eksploatacji ropy i metodom ożywiania jej wydobywania.

W swych rozmowach z wiertaczami i kierownictwem technicznym podkreślał jeszcze małe wykorzystanie w naszym przemyśle drogiego sprzętu wiertniczego. Wskazywał na przykłady w ZSRR, gdzie wskaźniki techniczne wykorzystania urządzeń wiertniczych są kilkakrotnie wyższe.

Polscy wiertacze i technicy powinni poddać szczegółowej analizie poszczególne procesy pracy wiertniczej i przez należytą jej organizację i wypracowanie lepszych metod poprawić postęp miesięczny na żuraw. Przede wszystkim wiertacze powinni wejść w ślady przodownika Markiewki i przyjmować zobowiązania w kierunku zbliżenia swych wyników do średnich wyników dzielnych towarzyszy radzieckich.

Wiele zainteresowania i uwagi poświęcił Minister sprawie geologii i zagadnieniu służby geologicznej w przemyśle naftowym. Analizując szczegółowo z geologami i wiertaczami stan naszych złóż ropnych, ich zasoby i rozmieszczenia strukturalne, zwrócił uwagę na konieczność forsowania odwiertów głębokich, które winny nam dać nowe, znacznie bogatsze horyzonty ropne.

Wiercenie odwiertu głębokiego w Kopalnictwie Gorlickim założone dla zbadania głębokich struktur podłoża pod nasunięciem magurskim winno być otoczone specjalną opieką geologów i kierownictwa technicznego. Szczegółowe raporty geologiczne i wiertnicze tegoż odwiertu będą przedkładane do wglądu Ministrowi Górnictwa.

Interesując się głęboko zagadnieniami eksploatacji ropy, żywotnością złóż i krzywą ich produkcji, zwrócił Minister uwagę na duży współczynnik spadku produkcji poszczególnych odwiertów i złóż. Złoża ropne eksploatowane w Związku Radzieckim wykazują minimalny spadek produkcji, wyrażający się wielkością kilku procent spadku w stosunku rocznym, a wiele elementów złożowych utrzymuje swoją krzywą produkcji poziomo. W tym celu złoża ropne już od chwili nawiercenia winny być eksploatowane racjonalnie. W złożach już eksploatowanych należy na szeroką skalę stosować zabiegi ożywiania produkcji i metody wtórnej eksploatacji. Jako zadanie kapitalnego znaczenia dla przemysłu naftowego postawił Minister zmniejszenie w bieżącym roku współczynnika spadku wydobywania eksploatowanych odwiertów do 50% wartości spadku z roku poprzedniego.

Zwiększyć stosowanie OCZ, przyspieszyć zakończenie badań nad możliwością stosowania kwasowania złóż, opracować szerszą metodę wygrzewania złóż, zwiększyć plan torpedowań w stosunku do założeń planu tegorocznego przynajmniej o 50% — te wskazania winny stanowić program techniczny dla wykonania i przekroczenia planu wydobywania ropy na rok 1950.

W Centr. Warsztatach Naftowych Minister uczestniczył w naradzie wytwórczej, w której wzięli udział przodownicy pracy, personel inżynieryjno-techniczny, przedstawiciele partii i związków zawodowych całego rejonu gorlickiego. Uczestnicy z całą szczerością przedstawili ministrowi trudności w wykonywaniu planów produkcyjnych, swe troski o zakłady i zamierzenia dla zabezpieczenia wykonania planów produkcyjnych.

Podsumowując dyskusję minister podkreślił znaczenie przemysłu naftowego dla całości gospodarki narodowej i dla zabezpieczenia pokoju w świecie. Rola nafciarzy jest w pierwszej linii frontu w walce o budowę socjalizmu w Polsce. Za przykładem Pstrowskiego, Kulińskiego, Markiewki, nafciarze — robotnicy i technicy — winni stanąć w zwartym szeregu do indywidualnego i zbiorowego współzawodnictwa pracy. Nafciarze wolni od wyzyskiwaczy i kapitalistów naftowych winni ujawnić swe wartości, swe talenty, rozwinąć swe zdolności. I właśnie współzawodnictwo pracy to zdolność i racjonalny wysiłek, to umiejętne i pełne wykorzystanie czasu pracy przez należytą jej organizację i usprawnienia, to pełne wykorzystanie techniki i materiałów. Stare nawyki i przestarzałe, zacofane sposoby pracy, pokutujące często w przemyśle naftowym, muszą być złamane i zastąpione nowymi, śmiałymi metodami racjonalizatorów i przodowników. Tą drogą należy maszerować do podniesienia wydajności pracy, bo podniesienie wydajności pracy jest głównym warunkiem zbudowania fundamentów socjalizmu.

Wzrost wydajności pracy, współzawodnictwo pracy, ułatwi i spowoduje wykonanie i przekroczenie planów produkcyjnych. Każdy dzień skrócenia wykonywania planu rocznego, czy miesięcznego — to przyspieszenie o dzień ostatecznego zwycięstwa socjalizmu.

Przy codziennej realizacji planów produkcyjnych należy pamiętać o konieczności ciągłego wzmocnienia dyscypliny pracy. Walka z absencją i brakiem dyscypliny pracy winna być codziennym zadaniem kierownictwa, rady zakładowej oraz organizacji partyjnej.

„Dlaczego — na zakończenie Minister przytoczył słowa Stalina — socjalizm może, musi zwyciężyć i bezwzględnie zwycięży kapitalistyczny system gospodarki? Dlatego, że może dać wyższe wzory pracy niż kapitalistyczny system gospodarki. Dlatego, że może dać społeczeństwu więcej produktów i może uczynić społeczeństwo bogatszym niż kapitalistyczny system gospodarki“.

Zegnąjąc nacieraczy, Minister Niezpolek wyraził przekonanie, że pracownicy przemysłu naftowego nakreślone im zadania w planie 6-cioletnim wykonają przedterminowo i dadzą Państwu Ludowemu ponad plan wiele tysięcy ton drogocennej ropy.

Inż. M. Borecki

Mgr Inż. Michał Gawliński

Wiercenia Poszukiwawcze

## Przyczyny chwytania przewodu wiertniczego oraz rur okładzinowych

Najpoważniejszym wypadkiem, jaki może się zdarzyć na kopalni, jest przychwycenie przewodu lub rur wiertniczych. Skoro przewód wiertniczy zostanie przychwyciony, zazwyczaj wielokrotnie napina się go i zwalnia z napięcia — z rezultatem przeważnie ujemnym. W niektórych przypadkach stosowana „wanna olejowa“ daje dobre wyniki, jakkolwiek zdania dotyczące najlepszego sposobu postępowania są wśród wiertników podzielone.

Wyłaniają się pytania, czy przewód winien być napięty, względnie czy na przemian napinany i zwalniany z napięcia? Jaki olej jest najlepszy i w jakiej ilości go należy użyć?

Problem ten został rozpatrzony z dwóch stron — w laboratorium na modelu oraz na podstawie analizy rzeczywistych wypadków na kopalniach.

Liczne wypadki chwytania przewodu wzgl. rur okładzinowych dały impuls do podjęcia badań w wymienionych kierunkach. Na jednej z zagranicznych kopalń, podczas zapuszczania rur okładzinowych wraz z sitem u spodu, kiedy rury znajdowały się w odległości 3,30 m od spodu otworu i tłoczono przez nie wodę, celem przepłukania ścian odwiertu oraz zewnętrznych powierzchni sita, w pewnym momencie stwierdzono przyłapanie opłukiwanych rur. Napinanie na przemian ze zwalnianiem rur z napięcia okazało się bezskuteczne. Ponieważ obieg nie został całkowicie przerwany, uruchomiono tłocznie ze sobą sprzężone. Skoro brak już było widoków na oswobodzenie rur, zdecydowano się na odczepienie się od nich — albowiem zawieszono były na rurkach produkcyjnych — wypełnienie otworu płuczką, wycięcie oraz wyinstrumentowanie tkwiących rur w otworze. Ażeby przełączyć pompy na płuczkę, trzeba było zatrzymać je na kilka minut. Zatrzymano je zanim nastąpiło odkręcenie rur produkcyjnych od okładzinowych i kiedy rury były jeszcze napięte. Atoli w 30 sek. po zatrzymaniu pomp, rury okładzinowe samorzutnie się oswobodziły, co się natychmiast uwidoczniło opadnięciem wskazówki drillometru na podziałkę, odpowiadającą ciężarowi zawieszonych rur. Oczywiście rury natychmiast

doprowadzono do spodu i zamierzone prace zakończono bez napotkania jakichkolwiek dalszych trudności.

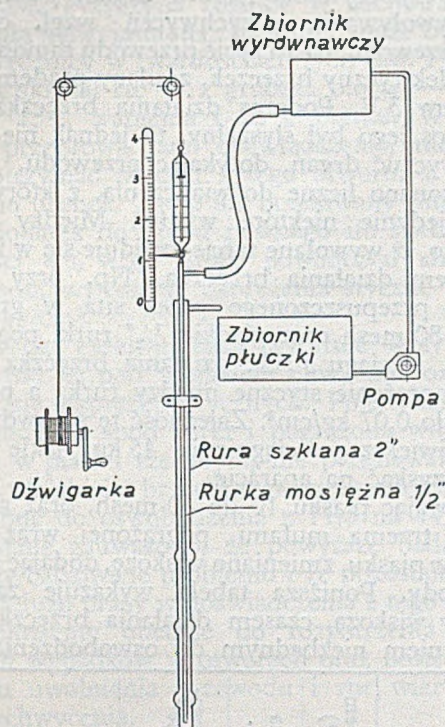
Wówczas wyłoniło się pytanie — czy oswobodzenie się tych rur wynikało na skutek przypadkowych okoliczności, czy też na skutek zamknięcia obiegu oraz spuszczenia ciśnienia. Zaczęto przeto w tym względzie zasięgać opinii w sferach wiertniczych i okazało się, że znane są podobne przypadki uwolnienia przewodu wiertniczego również gdzie indziej. Znany był wypadek, gdy przewód o długości ok. 2100 m, przychwyciony podczas przygotowań do cementowania otworu, przez zwykle napinanie go nie został oswobodzony. Obieg stawał się coraz trudniejszy do utrzymania, aż wreszcie pękł wąż płuczkowy, po czym w ciągu 1 do 2 minut przewód samorzutnie uwolnił się z przychwycenia. Znany był również przypadek przychwycenia przewodu, pomyślnie zlikwidowany po wstrzymaniu dość łatwo odbywającego się obiegu płuczki oraz spuszczenia ciśnienia.

Również zdarzały się wypadki, w których po zapuszczeniu świdra do spodu obieg płuczki dawał się z trudnością rozpoczynać, a po uzyskaniu go, przewód był przychwyciony. W pewnych okolicznościach przekonano się, że w tych warunkach po zatrzymaniu obiegu przewód stawał się ruchomy. Niemniej jednak ze względu na ryzyko utraty obiegu nie szcędzono wysiłków do utrzymania go za wszelką cenę, ponieważ skutkiem zatrzymania obiegu, mogąca zaistnieć całkowita jego utrata bez uwolnienia świdra, budziła obawy przed prawdopodobnymi trudnościami podczas instrumentacji.

Sprawa powyższa podziałała zachęcająco w kierunku podjęcia doświadczeń w małej skali, w przekonaniu, iż naśladując rzeczywiste warunki, odkryje się przyczynę przychwycenia. Skonstruowano przeto w tym celu i zmontowano urządzenie przedstawione schematycznie na rysunku.

Rura szklana o średnicy 2" i długości 6 stóp reprezentowała otwór wiertniczy; wydęte banie na rurze przedstawiały rozwały w otworze. Przewód wiertniczy naśladowała rurka 1/2" (średn. zewn. 7/8")

o długości 7 stóp. Przewód ten dawał się podnosić i opuszczać za pomocą małej dźwigarki ręcznej. Siłę ciągnącą odczytywano na wadze sprężynowej, zaś ruch wzgl. przesunięcia mierzono przy pomocy podziałki, wskazywanej przez strzałkę, przyczepioną do przewodu. Jak przedstawiono na rysunku, zmontowano również urządzenie do wywoływania i utrzymywania obiegu cieczy.



Skoro przewód zostaje chwycony, siłą przytrzymałą go możemy uważać za napięcie styczne, działające między powierzchnią rury a materiałem ją zaciskającym. Znając długość zaciśniętej rury, możemy obliczyć natężenie przypadające na jednostkę powierzchni rury wg wzoru:

$$\tau = \frac{P}{\pi \cdot d \cdot l} \text{ kg/cm}^2$$

w którym oznaczają:

$\tau$  — naprężenie styczne w  $\text{kg/cm}^2$ ,

$P$  — siłę ciągnącą w  $\text{kg}$ ,

$d$  — zewnętrzną średnicę rury wzgl. przewodu w  $\text{cm}$ ,

$l$  — zaciśniętą długość rury wzgl. przewodu w  $\text{cm}$ .

Przy pomocy opisanego urządzenia, naśladując warunki w otworze — opisane w poprzednim ustępie — rychło przekonano się, że oswobodzenie się rur okładzinowych po zatrzymaniu obiegu nie było dziełem przypadku.

Rurę szklaną wypełniono do wysokości 1,2 m piaskiem rzecznym, w który wprowadzono podczas płukania gładką rurkę, opuszczając ją na odległość 15  $\text{cm}$  od spodu. Zmniejszwszy natężenie obiegu, wywoływano chwytnie przewodu, a stałe napięcie wywierane przez długie okresy czasu, ani też napinanie na przemian z popuszczaniem nie zdołały go uruchomić. W tych warunkach, w 75% wykonanych prób, zamknięcie obiegu doprowadzało

do uwolnienia przewodu w okresie od 30 sek. do 30 min., w pozostałych zaś 25% wywoływanie obiegu na przeciąg kilku chwil oraz przerywanie go prowadziło do uwolnienia przewodu.

Rura szklana umożliwiała śledzenie przebiegów wewnątrz niej się odbywających. Nie trudno było przeto stwierdzić, iż podczas zmniejszonych natężeń obiegu w miejscach, w których zachodziła zmiana przekroju rury — jak w dolnym wyrzuczeniu, które odpowiadałoby rozwałowi w rzeczywistym otworze — natężenie obiegu ku górze tak dalece maleje, iż nie jest już zdolne do podnoszenia większych ziarn piasku, które poczynają się skupiać w miejscu rozszerzonym oraz tworzyć powalę luźno się utrzymującą. Powalę ta, działając na podobieństwo sita, zatrzymuje na sobie dalsze unoszone ziarna, które dołączają się do niej od spodu. Grubość powały rośnie zatem w kierunku ku dołowi. Obieg utrzymuje się w dalszym ciągu poprzez drobne kanaliki w powale i w miarę przyrostu jej grubości, nabiera coraz lepszych własności filtrowania. Świeży materiał stale jest dodawany i podtrzymywany u dolnej powierzchni ciśnieniem płynu, działającym ku górze. Po zamknięciu obiegu, spód powały ulega powolnemu rozpadowi i cząstki uprzednio podtrzymywane ciśnieniem, opadają przez słup płynu. Rozpad powały trwa aż do zupełnego rozsypania się jej, wskutek czego przewód staje się wolny.

W niewielu przypadkach, po zatrzymaniu obiegu, nie następuje zupełny rozpad powały, ponieważ jej dolna powierzchnia jest do tego stopnia zbita, iż może się nadal utrzymywać. Ale i w tych przypadkach udaje się wywołać rozpadnięcie się powały, wskutek kilkakrotnie powtarzanego krótkotrwałego uruchomienia i zatrzymywania obiegu.

Z powyższego wynika, iż w przypadku przychwycenia przewodu podczas trwania obiegu pierwszym odruchem zmierzającym ku oswobodzeniu przewodu winno być zamknięcie pomp oraz spuszczenie ciśnienia „z węża”. Jeśli w przeciągu 5 do 10 minut zabieg ten nie daje rezultatów, należy zarządzić krótkotrwałe wznawianie na przemian z zamykaniem obiegu.

Liczne dalsze doświadczenia przeprowadzono na omawianym urządzeniu.

Rurę szklaną wypełniono na wysokość 1,2 m piaskiem rzecznym, przesianym przez sito o 10-mesh a zatrzymanym na 40-mesh, a zatem w granicach od 10 do 40 mesh<sup>1)</sup>.

Przewód doprowadzono przez piasek, podczas obiegu cieczy, na parę cali od spodu. Wtenczas obieg wstrzymywano i przewód pozostawiano w spokoju na przeciąg od 10 minut aż do 24 godzin, stwierdzając każdorazowo, iż znajduje się on w stanie zupełnie swobodnym. Przekonano się jednak, że przewód, który pozostawiono w spokoju nie zostanie przychwycony, to jednak zostaje natychmiast chwycony, skoro udzieli się mu kilka lekkich uderzeń ołówkiem. Przewód w ten sposób chwy-

<sup>1)</sup> Sifo 10-mesh oznacza, iż na długości 1 cala przypada w nim 10 otworów. W rzeczywistości średnica poszczególnych otworów jest mniejsza aniżeli 0,1 cala, zależnie od grubości drutu z którego sporządzono sito.

cony nie mógł być uruchomiony najwyższym, zdolnym do wywarcia przez urządzenie ciągnięciem, o wartości 45 kg. Należy tu z naciskiem podkreślić, że wstrząs potrzebny do przychwycenia przewodu był niesłychanie słaby, wywołany jedynie kilku lekkimi uderzeniami, wymierzonymi w górny koniec przewodu.

Ilość piasku w rurze zmniejszono tak dalece, że przewód pogrążony pozostawał w piasku na długości 0,3 m. Po uderzeniu, przewód zaciśnięty nawet na tak małej długości nie dawał się uwolnić ciągnięciem o wartości 45 kg. Naprężenie styczne w tym przypadku będzie:

$$\tau > \frac{45}{\pi \cdot 2,22 \cdot 50,48} = 0,21 \text{ kg/cm}^2$$

Stosując wyżej obliczone naprężenie w przypadku przewodu 6<sup>5</sup>/<sub>8</sub>" (średn. zewn. 168,3 mm), otrzymamy tarcie przypadające na dług. 1 m przychwyczonego przewodu

$$T > 0,21 (\pi \cdot 16,83 \cdot 100) = 1111 \text{ kg}$$

i jak widać jest ono wcale znaczne.

Zawdzięczając przypadkowi przekonano się, że o ile lekki wstrząs powodował przychwycenie przewodu, to również lekki wstrząs przyczyniał się do jego uwolnienia. Przewód chwycony w sposób wyżej opisany, którego nie można było uwolnić przy pomocy stałego naciągania, wywieranego przez dłuższy okres czasu, stawał się bezzwłocznie swobodny pod wpływem słabego wstrząsu, przy stanie lekkiego napięcia. I tutaj należy też podkreślić, że wymagany wstrząs do oswobodzenia przewodu był niezwykle słaby.

Na pierwszy rzut oka może się wydawać nadzwyczaj dziwne, iż wstrząs udzielony przewodowi może powodować tak chwytnie jak i jego oswobodzenie. Działanie tutaj występujące przypomina bardzo znane działanie klinów w elewatorze lub w stole. Jeśli przewód lub rury uderzymy młotem, kiedy cały ich ciężar spoczywa na klinach, wówczas kliny silniej wokół nich zacisną się. Jeśli natomiast uderzymy w rury lub przewód, kiedy znajdują się one w stanie napiętym, wtenczas wysuną się one z klinów, stając się swobodne.

Powyższe doświadczenia przeprowadzano wielokrotnie, używając różnego piasku, jednak z podobnym jak powyżej wynikiem.

Często się zdarza, że uderzenie wodne, wywołane na skutek uszkodzonego wentyla albo braku odpowiedniego zbiornika powietrznego, powoduje drgania przewodu lub rur w otworze. W świetle omówionych doświadczeń wydaje się, że takie uderzenia wodne zdolne są zagaścić powały utworzone z piasku lub urobku i dlatego winno się ich unikać we wszelki możliwy sposób. Z drugiej strony, skoro już przewód został przychwyciony a obieg płuczki może być jeszcze utrzymany, wydaje się, iż uderzenie wodne, celowo wywołane w przewodzie napiętym, winno być jednym z postępowań przedsięwziętych w usiłowaniu uwolnienia przewodu. Gwałtowne uderzenie wodne można wywołać, dławiąc ssanie pompy.

Nożyce i stępor są narzędziami stosowanymi z pomyślnym często skutkiem do wywołania wstrzą-

sów w przewodzie oraz do jego oswobodzenia. Stępor przedstawia się w postaci długiego masywnego stalowego wału, zapuszczanego na linie łyżkowej. Krótki stalowy trzpień, zaopatrzony w przeloty na płuczkę wrzuca się na wierzch świdra oraz pobija się go stępor, opuszczanym z wysokości 12 do 15 m powyżej trzpienia.

W celu dysponowania zawsze jednakowym sposobem wywoływania lekkich drgań, potrzebnych do wywoływania przychwycenia wzgl. oswobodzenia przewodu, na szczycie przewodu zamontowano mały elektryczny brzęczek, zasilany prądem z akumulatora 3 V. Podczas działania brzęczka, chociaż głos jego był słyszalny, to jednak nie można było wyczuć drgań, dotykając przewodu.

Wykonano liczne doświadczenia, z których podano jedynie niektóre wyniki. Między innymi wykryto, iż wywołane tarcie znajduje się w związku z czasem działania brzęczka. Np. przy użyciu piasku przepuszczonego przez sita w granicach 60 do 80 mesh oraz gładkiej 1/2" rurki pogrążonej 75 cm, w ciągu 5 sek. działania brzęczka wywołane naprężenie styczne między rurką a piaskiem wynosiło 0,07 kg/cm<sup>2</sup>. Zależność tę sprawdzono aż do największego ciągnięcia 45 kg, jakie można było uzyskać na aparacie.

Używając piasku 10 do 40 mesh, oraz rurki łączącej trzema mufami, pogrążonej wraz z nimi 75 cm w piasku, zmieniano wiskozę, dodając akważel do wody. Poniższa tabela wykazuje zależność między wiskożą, czasem działania brzęczka, oraz ciągnięciem niezbędnym do oswobodzenia rurki.

Ilość dodanego akważelu do wody w % wag.	Wiskoza centipoisów	Wiskoza lejką Marsha, sek. <sup>1)</sup>	Czas działania brzęczka, sek.	Ciągnięcie oswa- badzające przewód, kg	U w a g i
—	—	—	5	> 30,8	rurka chwycona
2	2	30	12	> 30,8	" "
2	2	30	15	> 30,8	" "
4	4	33	7	20	" "
4	4	33	12	> 30,8	rurka chwycona
4	4	33	15	> 30,8	" "
5	8	37	15	3,6	" "
5	8	37	20	3,6	" "
5	8	37	40	5,4	" "
5	8	37	90	9,1	" "
6	14	43	15	swobodny	" "
6	14	43	40	"	" "
6	14	45	90	"	" "

<sup>1)</sup> sek/1500 cm<sup>2</sup>/1000 cm<sup>2</sup>.

Wiskoza między 8 a 10 centipoisów okazała się krytyczna. W obecności cieczy o takiej wiskozie, w żadnym wypadku przy użyciu próbowanych piasków nie mogło nastąpić przychwycenie przewodu wzgl. wywołać jakiegoś tarcia dającego się zmierzyć.

Również wykonano serię doświadczeń, stosując urobek z pewnego innego otworu. Przy użyciu urobku, pochodzącego z głęb. między 600 a 1680 m nie ujawniła się żadna tendencja w kierunku chwytności przewodu. Urobek wzięty z głęb. 1680 do 1860 m powodował już wyższe tarcie,

lecz mierzone naprężenia styczne nie przekraczały  $0,0175 \text{ kg/cm}^2$ , które przedstawiały oczywiście niezmiernie małą wartość w porównaniu z piaskiem. Urobek ten następnie poddano przesiewaniu, tak że wymiary ziarn odpowiadały ziarnom używanego piasku, lecz i w tym przypadku nie zachodziło chwytnie rurki. Pod mikroskopem nieregularności ziarn tak urobku jak i piasku przedstawiały się podobnie, a ciężary właściwe były takie same, tzn. 2,64. Przyczyna różnicy w zachowaniu się pozostała niewyjaśniona, niemniej może być przypisana różnicy w twardościach tych ciał. Przesiany urobek składał się — z grubsza biorąc — z 60% łupku, 15% wapienia i 25% piasku. W czasie, kiedy przeprowadzano doświadczenia, nie można było otrzymać płuczki z tego otworu, z którego pobrano urobek. Zgoła nie oczekiwany skutek wywarł dodatek do płynu pewnego iltu naturalnego, w ilości 4% wag., który powodował chwytnie przewodu, wywołując naprężenia styczne od  $0,21$  do  $35 \text{ kg/cm}^2$ .

Łączenie rurki mufami wybitnie wpłynęło na podatność jej pod względem chwytności oraz tworzenia się naprężeń stycznych. Pojedyncza mufa nakręcona na spód rurki i pograżona wraz z nią 75 cm w piasku rzeczonym, nie przesiewanym, po 5 min. działania bręczka powiększała ciągnięcie potrzebne do oswobodzenia z 11,3 na 44 kg.

Słusznie zauważono, że powyższe badania nie zgłębiły całkowicie problemu i że pozostaje jeszcze włożyć dużo pracy w doświadczenia z tego zakresu.

Przejdziemy obecnie do rozpatrzenia rzeczywistych wypadków w otworach oraz postępowania w celu uwolnienia przewodu i rur wiertniczych z przychwycenia.

#### Chwytnie przewodu bułami skalnymi

Trudno przypuścić, ażeby buły skalne były odpowiadające za chwytnie przewodu wiertniczego. W tym bowiem przypadku musiałyby być bardzo ciężkie, a zatem posiadać średnice wynoszące parę dziesiątków centymetrów. Ale tego rodzaju buła nie może wpaść do otworu mierzącego 10 lub 12 cali. Również trudno sobie wyobrazić, w jaki sposób taka buła może ulec wyważeniu ze swego gniazda do tego stopnia, ażeby miała możliwość wysunięcia się 10 do 12 cali podczas wiercenia otworu.

Znany był jeden lub dwa wypadki chwytności przewodu bezpośrednio pod powierzchnią terenu, nigdy jednak nie spotkano się z chwytnością przewodu przez buły skalne. Nie wyklucza to jednak możliwości istnienia takich terenów, w których może się to zdarzyć. W otworach, w których przychwycenia przytrafiły się tuż pod powierzchnią terenu, przewód oswobadzano „wyrabianiem“. W tych przypadkach okazało się niezbędne zapuszczenie drugiej kolumny rur okładzinowych, w celu zabezpieczenia otworu przed obsypywaniem się grubego żwiru.

Oczywiście drobniejsze otoczaki lub żwir mogą wpaść do otworu i zaklinować się powyżej obciążników lub narzędzia wierzącego. W tych przypadkach przewód daje się łatwo oswobodzić na skutek wyrabiania i kruszenia żwiru.

#### Chwytnie przewodu piaskiem lub urobkiem

Wymienione materiały są niewątpliwie w większości przypadków przyczyną przychwycenia. Zasypany mogą się tworzyć w dwojaki sposób — w następstwie osadzania, podczas którego zasyp rośnie ku górze, albo podczas utrzymywania obiegu, kiedy powąta rośnie ku dołowi, w sposób opisany w jednym z poprzednich ustępów. Środkiem zapobiegawczym jest utrzymywanie płuczki o odpowiednich własnościach oraz stosowne natężenie obiegu. Przy odpowiednich wartościach wiskozji jak i natężenia obiegu, płuczka będzie wynosiła urobek oraz zapobiegała przed gromadzeniem go w rozszerzonych poprzecznych przekrojach otworu, nie dopuszczając do tworzenia się powały. Doświadczenia przeprowadzone na modelu wykazują również, że materiały koloidalne, jak np. akważel, tworzą na cząstkach skalnych powłoki, zapobiegające zbijaniu się ich oraz zaciskaniu dokoła przewodu. Celowo zbudowany powierzchniowy system obiegowy albo zastosowanie sita wibracyjnego skutecznie przyczyniają się do redukcji ilości piasku i urobku w otworze.

Głównym sposobem zabezpieczającym przeciw przychwyceniu przewodu urobkiem lub zasypem jest podciąganie świdra ponad dno otworu, zanim obieg zostanie wyłączony. Ciężka płuczka przy dużej wiskozji, oraz utrzymywanie stale wypełnionego otworu płuczka podczas wydobywania przewodu — ażeby nie obniżyć ciśnienia wywieranych na ściany otworu — są jednym z najbardziej skutecznych sposobów, których należy przestrzegać. Zwiększenie natężenia obiegu w granicach racjonalnych przyczyni się do szybkiego wynoszenia urobku oraz zapobiegania jego opadaniu. Do otworu, który obsypuje się, zaleca się nie zapuszczać rozszerzaczy oraz obciążników — poza niezbędnymi.

Jeśli już dojdzie do chwytności przewodu wbrew wszelkim zachowanym środkom ostrożności, wyśiłki zmierzające ku jego oswobodzeniu winno kierować się w sposób następujący:

Skoro obieg płuczki jeszcze się otrzymuje, pierwszą czynnością winno być puszczenie na przemian z zatrzymywaniem obiegu, za każdym takim cyklem spuszczać ciśnienie z węża, przy napiętym przewodzie. Jeśli to nie skutkuje, należy zastosować wywołanie drgań za pomocą uderzenia wodnego. W tym celu dławi się ssanie pomp. Oczywiście ważne jest stałe utrzymywanie przewodu w stanie napiętym podczas tych drgań, ponieważ — jak wykazano — drgania przy nie napiętym przewodzie powodują tylko coraz silniejsze zaciskanie przewodu.

Jeśli i to nie pomaga, następnym z kolei krokiem jest stosowanie „wanny olejowej“ lub obieg olejem. Ogólnie podkreślona została duża wartość „wanny olejowej“, chociaż ujawniła się przy tym pewna rozbieżność zdań odnośnie właściwego sposobu jej przeprowadzenia. Wydaje się, iż podane poniżej opisy określają najlepsze sposoby:

I. Jeśli obieg jest utrzymany, włożyć należy odmierzoną ilość oleju, zazwyczaj 4000 do 8000 kg

i na nią płuczkę łożową tak, ażeby olej wypełnił przestrzeń naokoło świdra, pozostawiając nadmiar oleju wewnątrz przewodu. Następnie należy naciągnąć przewód. Jeśli w racjonalnym okresie czasu nie uwolni się on z przychwycenia, przy pomocy kilku skoków pompowych wtłoczyć trzeba świeżą porcję oleju w sąsiedztwo świdra. Następnie otwiera się zawór odpustowy celem zassania z powrotem oleju przez otwory świdra do przewodu oraz dalej utrzymuje się przewód w stanie napiętym. Jeśli i te zabiegi nie prowadzą w racjonalnym okresie czasu do uwolnienia chwyconego przewodu, wtenczas stosuje się obieg olejem — o ile jest to możliwe do przeprowadzenia.

II. Skoro przewód zaczyna być chwytywany wzgl. daje się z trudnością podciągać i jeśli świder nie znajduje się na spodzie, należy go zepchnąć na dół, po czym wirować nim, płukając. Kiedy przewód jest chwycony w łupkach, najskuteczniejszym środkiem jest „wanna olejowa”. Wykonuje się to, wtłaczając do przewodu 4800 do 6400 kg oleju, a z tej ilości połowę w przestrzeń, w której przypuszczalnie został przewód chwycony — zazwyczaj przy świdrze. Co 15 minut wytłacza się z przewodu około 160 litrów oleju. Przewód utrzymuje się stale w stanie napiętym, poddając go napięciu jeszcze przed rozpoczęciem tłoczenia oleju. Zwyczajnie przewód staje się wolny po upływie kilku godzin. Czasem z konieczności uciekamy się do obiegu olejem, chociaż wedle możliwości powinno się tego unikać ze względu na szkodliwe jego oddziaływanie na ściany otworu. W przypadku przychwycenia przewodu piaskiem z utrzymanym obiegiem, najskuteczniejszym sposobem uwolnienia przewodu okazało się płukanie płuczką, w postaci roztworu wodnego 1 do 1½% akważelu. Również „wanna olejowa” często pomaga do uwolnienia przewodu chwyconego piaskiem. Atoli z powodu szkodliwych następstw „wanny olejowej” tak na ściany otworu jak i na płuczkę łożową, należy jej w tym wypadku unikać.

Nie ma wątpliwości co do tego, iż powodzenie, przypisywane obiegowi oleju stosowanemu w przeszłości, w istocie rzeczy zawdzięczano zatrzymywaniu i uruchamianiu pomp, czynnościom obecnie podczas stosowania „wanny olejowej” wykonywanym. Również winno się pamiętać, że nie należy uciekać się do „wanny olejowej” wzgl. obiegu olejem pierwiej, aniżeli nie poprawi się własności płuczki łożowej, nie wypróbuje wznawiania na przemian z zatrzymywaniem obiegu i za każdym cyklem spuszczenia ciśnienia z węża, oraz skutków działania uderzenia wodnego.

Podczas doświadczeń wykonywanych na modelu zauważono, iż bańka powietrza przedostawszy się przypadkiem do systemu obiegowego, skutecznie przyczyniała się do rozpadu powały, a zarazem i oswobodzenia przewodu. Z tego został wysnuty wniosek, że gdzie dysponuje się gazem o wysokim ciśnieniu, czasami można wtłoczyć gaz wraz z płuczką do przewodu i wskutek zwiększonych prędkości w ten sposób oswobodzić przewód. Jeżeli przytoczone metody zawiodą — jak omówiono w całym niniejszym ustępie — nie

pozostaje prawdopodobnie nic innego, jak otwór przepłukać i wyciąć przewód w odcinkach.

W przypadku utraty obiegu należy napiąć przewód oraz wywoływać w nim drgania za pomocą uderzeń stęporem albo uderzeniem wodnym. Nawet kiedy obieg uległ przerwaniu, znaczne drgania można wywołać w przewodzie, puszczając w ruch i zamykając pompy, przy jednoczesnym zamykaniu oraz otwieraniu wentyla odpustowego.

### Chwytywanie wskutek zasypów

Czasem ściany otworu obsypują się, powodując przychwycenie przewodu. Środki zapobiegawcze i ratunkowe nie różnią się od tych, jakie stosuje się w wypadkach przychwycenia piaskiem lub urobkiem, a które zostały poprzednio omówione.

### Zaciągnięcie się przewodu we wrębie skalnym

Jest to wypadek, który pojawia się coraz częściej i zdarza się szczególnie w głębokich otworach, wierconych w średnio miękkich pokładach, w których osł otworu doznała odchylenia od pionu powyżej 4°. Kiedy bowiem osł otworu odchyłona jest od pionu oraz podczas dalszego pogłębiania z powrotem schodzi się z pionem, w otworze powstaje wybrzuszenie, które musi przyjąć na siebie rolę łożyska w stosunku do przewodu. Po osiągnięciu takiej głębokości, przy której naciągnięty przewód opiera się o powstałe wybrzuszenie, wirowanie przewodu pospołu z obiegiem powoduje w wybrzuszeniu drażnienie wrębu, jeśli oczywiście charakter skały na to zezwala. Tworzenie się wrębu skalnego niewątpliwie jest potęgowane zdzierającym działaniem zworników podczas zapuszczania i wydobywania przewodu. Tego rodzaju działanie z pewnością nie zachodzi w przypadku zworników posiadających wspólną zewnętrzną średnicę z przewodem, lecz brak jest dowodu na to, czy jednak tworzenie się wrębu skalnego nie zachodzi także w obecności tego właśnie rodzaju przewodu.

Ażeby nie dopuścić do tworzenia się wrębów skalnych, należy unikać większego skrzywienia osi otworu niż 1°. Jeśli zdołał się już utworzyć wrębu skalny, celem jego zlikwidowania zapuszcza się rozszerzacz wmontowany między obciążnikami do miejsca, w którym on występuje i rozwierca się go na pełną średnicę otworu.

Skoro przewód zostaje przychwycony wskutek wcięcia się we wrębie skalnym dolnej części zespołu przewodu (obciążniki wraz z narzędziem wierzącym) i nie daje się zepchnąć ku dołowi, wtenczas stępor przedstawia odpowiednie narzędzie do zbiccia przewodu z zaciągniętego położenia.

Oczywiście, że wraz ze zbicciem przewodu, tym samym wypadek nie zostaje zlikwidowany i że podczas prób wydobywania przewodu z otworu przewód ponownie zaciągnie się we wrębie. Szybkie wirowanie, równocześnie z podciąganiem przewodu, o ile jeszcze dolna część posiada do pewnego stopnia ekscentryczne rozmieszczenie mas, prowadzi czasem do wyrzucenia przewodu z wrębu, umożliwiając wyprowadzenie przewodu z otworu.

W pewnych przypadkach okazuje się korzystne postawić przewód na spodzie i popuścić go w celu



wywołania ugięcia jednego lub kilka dolnych żerdzi przewodu. Szybkie wirowanie podczas podciągania może doprowadzić wtedy do wysunięcia przewodu z wrębu skalnego. Jeżeli to wszystko zawiedzie, do zwykłej procedury należy zbijanie przewodu, wycięcie przewodu w odległości kilku żerdzi powyżej spodu otworu, zapuszczenie rozszerzacza oraz rozwiercenie wrębu, wreszcie wyinstrumentowanie części przewodu pozostawionych w otworze.

#### Przechwycenie na skutek obrania się łem

Przewód, czasami i rury okładzinowe, zostaje chwycony podczas wyciągania z otworu w następstwie oblepienia się czyli „obrania” się obciążników i narzędzia wierzącego łem. Wypadek tego rodzaju spowodowany jest nieodpowiednimi własnościami płuczki iłowej.

Podczas zapuszczania rur wielokrotnie napotyka się na taki punkt w otworze, poniżej którego nie można opuścić rur nawet w przypadku, kiedy otwór rozszerzono do średnicy, która powinna gwarantować dostateczny luz. Nie ma tutaj mowy o innym zmniejszaniu się średnicy otworu, jak tylko powstałej na skutek osadzenia się wyprawy iłowej, obrastającej ściany otworu w grubszej mierze, aniżeli się normalnie przewidyuje. Owe wypadki przechwycenia rur zawsze się zdarzają w otworach, w których stosowano płuczkę iłową o niskiej zawartości substancji koloidalnych, przed postawieniem rur.

To samo dotyczy wypadków przechwycenia

świdra, nie dającego się wydobyć z otworu, którym właśnie otwór wiercono. W tym przypadku wyprawa iłowa powyżej świdra grubieje tak długo, aż filtracja płynnej fazy w pokład dozna zahamowania. I jeśli pokład jest wsiąkliwy, względnie płuczka obfituje w niekoloidalne ciała stałe, światło otworu do tego stopnia się zacieśnia, że brak jest luzu dla podciąganego świdra. Wprawdzie gruba wyprawa iłowa obsuwa się względnie bywa zdzierana przez świder lub wirujący przewód, atoli z powrotem narasta do swej pierwotnej grubości tak długo, jak długo ten sam rodzaj płuczki jest używany.

Środkiem zaradczym w tym wypadku jest polepszenie własności płuczki iłowej oraz zwiększenie natężenia obiegu. Co należy rozumieć pod odpowiednią płuczką, jest to pojęcie zmienne, zależnie od warunków geologicznych, w których się wierce, lecz ogólnie biorąc, płuczka o wiskozie 15 centipoisów i zawartości 2% wag. substancji koloidalnej przedstawia wcale stosowne medium obiegowe. Po zakończeniu wiercenia, przed wydobyciem świdra, należy płukać otwór dopóty, aż dolny zespół przewodu zostanie oczyszczony i swobodny. Jeśli podczas wydobywania ukazują się oznaki chwywania, należy podjąć płukanie i prowadzić je tak długo, aż chwywanie zostanie zwalczone. Środkiem ratunkowym jest również poprawienie własności płuczki iłowej, jeśli obieg daje się utrzymać. Jeżeli to nie skutkuje, należy uciec się do obiegu olejem.

#### Literatura

- 1) J. T. Hayward: Cause and Effect of Frozen Drill Pipe and Casing, Oil Weekly, 7. VI. 1937.
- 2) Baroid Sales Co. „Drilling Mud Handbook”, 1931.

Dr Inż. Stanisław Rachwał

Krosn. Kopalnictwo Naftowe

## Wytwarzanie się emulsji ropnych

Ciąg dalszy

### IV. Głębokie odwierty w pompowaniu

Przy odtłaczaniu ropy pompami tłokowymi, istnieje wiele czynników, przyczyniających się do emulgowania. Zapobieżenie temu zależne jest w dużej mierze od efektywności pompowania. Wysoki objętościowy współczynnik sprawności — oto jeden z główniejszych czynników skutecznej i ekonomicznej eksploatacji pompowanych głębokich odwiertów. Niżej wyliczone czynniki, rozpatrywane w dalszym ciągu oddzielnie, posiadają nie tylko duże znaczenie dla skutecznego pompowania, ale bezpośrednio wpływają na wytwarzanie się emulsji:

1. Wymiary stosowanych zaworów pomp wgłębnych.
2. Obecność gazu w pompie.
3. Zanurzenie pompy.
4. Ustawienie tłoka w stosunku do cylindra.
5. Ilość skoków na minutę i długość skoku tłoka.
6. Skuteczność (efekt) pracy pomp.

### 1. Stosowanie zaworów pomp wgłębnych o zwiększonych wymiarach

W głębokich otworach wiertniczych wytwarzają się często emulsje w następstwie zwiększonej szybkości przepływu cieczy przez zwężone otwory zaworów. Stosowane zawory zwyczajnego typu wytwarzają większy opór przy podnoszeniu się cieczy ku górze. Poza tym, ponieważ gaz łatwiej przechodzi przez zawory niż ciecz, przy małej powierzchni przekroju przepływowego stosowanego zaworu, mogą wytwarzać się „poduszki gazowe”, obniżające skuteczność działania pompy.

W obecnym czasie stosuje się przeważnie zawory stopowe (ssące) o zwiększonych wymiarach przepływowego przekroju, dla danego wymiaru tłoka. Osiąga się przez to zmniejszenie szybkości przepływu przechodzącej przez zawór cieczy, usuwa się w tym miejscu emulgowanie ropy i podwyższa objętościowy współczynnik sprawności pompy. Szczególnie pożądane jest wykorzystanie tego rodzaju zaworów w takich odwiertach, w których

słup płynu w zapuszczonych rurach posiada ogółem tylko parę metrów, a czasami zaledwie kilka cali.

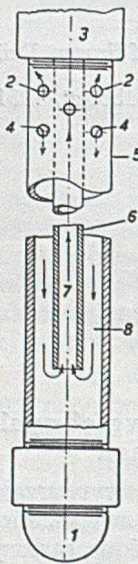
Otwory dla przepływu płynu w zaworach stopowych wykonuje się obecnie o takich wymiarach, które dawniej uważało się za nieosiągalne. Niedawno weszły w użycie zawory tarczowe ze swobodnym opadaniem i przyjęły się obecnie we wszystkich ustalonych wielkościach. Okazały się one lepsze od zaworów kulowych.

## 2. Odprowadzenie gazu z pompy

Obniżenie objętościowego współczynnika sprawności pod wpływem wytwarzania się gazowych poduszek odbija się nadzwyczaj szkodliwie na pracy pomp w odwiertach, gdzie gaz dostaje się do pomp. Gaz wymieszany z ropą przyczynia się do wytwarzania emulsji. Wyciskając ropę z pompy, staje się on bardzo często przyczyną tak zwanego „zagazowania” pompy; polega ono na tym, że cylinder zostaje tylko częściowo wypełniony cieczą. W następstwie tego tłok, przy swym biegu w dół, jak gdyby „tłuki” ropę, wywołuje w niej wirowe ruchy, a jeżeli w otworze wiertniczym znajduje się woda, to nieuchronnie wytwarza się emulsja. Jeżeli do pompy przenikną znacznie większe ilości gazu wymieszanego z ropą, to w rezultacie otrzyma się elastyczną mieszaninę. Przy biegu tłoka ku górze, w przestrzeni między zaworem tłoczącym

w tłoku a zaworem ssącym, gaz będzie się rozszerzał, przy czym, w wyniku wzrastającej szybkości przechodzenia sprężystej mieszaniny przez zwężone kanały w pompie i zaworach, nastąpi emulgowanie. Należy więc usuwać możliwości przenikania gazu w system pompy. Prawidłowe stosowanie dobrze skonstruowanego w pompie wstępnej gazowego oddzielacza (rurki gazowej) zapobiega zwykle skutecznie przedostawaniu się do cylindra pompy gazu wolnego oraz gazu wydzielającego się z roztworu ropy.

Przedstawiony na rys. 4 oddzie-



1—zasklepka, 2—wypływ gazu, 3—dolny kielich pompy, 4—dopływ ropy i gazu, 5—rurka wewnętrzna o średn. 2½", 6—rurka wewnętrzna o średn. 1", 7—dopływ ropy do pompy, 8—kanal, przez który ciecz porusza się ku dółowi.

Rys. 4. Oddzielacz gazu od ropy w pompie wstępnej

lacz gazu, opisany w pracy Robinsona o ekonomii eksploatacji pompami wstępnymi, jest jednym w obecnym czasie z najbardziej rozpowszechnionych.

Omawiając konstrukcję i pracę separatora, Robinson pisze co następuje: „ropa i gaz, wchodząc do separatora, posuwają się z początku ku dółowi do pierścieniowej przestrzeni między rurkami, zewnętrzną a wewnętrzną. Szybkość tego ruchu nie może przekraczać tej szybkości, z którą gazowe banieczki podnoszą się z ropy. Doświadczeniami przeprowadzonymi na uniwersytecie w Wisconsin ustalono, że ta szybkość dla wody równa jest w przybliżeniu 150 mm/sek. Przepustowa zdolność separatora jest proporcjonalna do powierzchni poprzecznego przekroju pierścieniowej przestrzeni,

a zatem im większy jest przekrój tym większa będzie ilość ropy przepływającej w dół w jednostce czasu, przy danej szybkości. Długość przestrzeni pierścieniowej nie powinna być duża. Ogólna długość separatora wynosi zwykle około 6,4 m lub mniej. W jednym długo już eksploatowanym otworze wiertniczym za granicą poziom płynu znajdował się nadzwyczaj nisko, tak że okazało się konieczne umieszczenie pompy, o ile możliwości, blisko dna. Separator przy takim usytuowaniu pompy posiadał ogólną długość tylko 0,75 m i pracował zupełnie zadawalająco. Celem obniżenia szybkości wpływu strugi płynu a tym samym obniżenia ilości gazu dostającego się do separatora, jak również celem swobodnego wypływu z oddzielacza wydzielającego się gazu, należy o ile możliwości nawiercić więcej otworów w górnej części zewnętrznego płaszcza separatora. Nie duża długość, a większy przekrój wewnętrznej rurki, zapobiegają obniżeniu ciśnienia w oddzielonej już od gazu ropie i w przedostawaniu się do pompy gazu rozpuszczonego w ropie”.

Celem skutecznego oddzielenia gazu od ropy, separator powinien być pograżony do takiej głębokości, aby otwory dopływowe dla ropy nigdy nie pograżały się za wiele poniżej normalnego, dynamicznego poziomu. Separator nie będzie działał należycie, jeżeli zostanie umieszczony znacznie głębiej niż poziom płynu, dlatego że w tym wypadku ropa i rozpuszczony w niej gaz będą wpływały do niego pod ciśnieniem hydrostatycznym. Gaz będzie się w takim wypadku wydzielal w samej pompie w chwili biegu tłoka ku górze lub w górnej części rur pompowych, wywołując w tej przestrzeni ruch wirowy.

Poza tym skuteczne działanie gazowych separatorów zależy w dużej mierze od utrzymania niskiego ciśnienia w rurach wiertniczych. Gaz powinien być z przestrzeni pierścieniowej, między rurkami pompowymi a wiertniczymi, systematycznie usuwany. Dlatego też separatory gazowe mogą być zainstalowane tylko w odwiertach z mniej lub więcej ustalonym dynamicznym poziomem, w których przeciwnie przy pomocy podtrzymania ciśnienia u wylotu otworu wiertniczego, przy niewielkim lub jego zupełnym braku.

Pewne ilości emulsji mogą się wreszcie wytwarzać w następstwie powstawania wirów, wywołanych gazem w czasie przechodzenia płynu przez otwory w gazowym separatorze i ruchu gazu, przebijającego się przez ciecz w pompie i rurach pompowych.

## 3. Głębokość zanurzenia pompy

Głębokość zanurzenia pompy w otworze wiertniczym może wpływać na ilość wytwarzającej się emulsji. Ponieważ ropa, gaz i woda nie zawsze dostają się do otworu w jednej i tej samej głębokości, to przy zapuszczaniu pomp do różnych głębokości, utrzymuje się często rozmaite ilości zemulgowanej ropy. Do oznaczenia należytej głębokości zapuszczenia pompy, potrzebny jest cały szereg starannych badań. W niektórych odwiertach można osiągnąć obniżenie skłonności do emulgo-

wania przez wysokie usytuowanie pompy, zabezpieczające utrzymanie wysokiego słupa płynu w odwiercie. Wysoki słup płynu wywiera na dopływający do otworu płyn dostatecznie wysokie przeciwciśnienie dla zapobieżenia nadmiernemu dopływowi gazu. Czasami zanikanie emulsji w odwiertach, przy zmianach dynamicznego poziomu, można przypisać bezpośredniemu obniżeniu ilości wody, dostającej się razem z ropą do odwiertu, w następstwie zwiększenia przeciwciśnienia na wodonośny horyzont. Nierzadkie są wypadki, kiedy stosunek wody i ropy, przy zwiększeniu przeciwciśnienia, nie zmieni się; w tym wypadku zmniejszenie się emulgowania należy bez wątpliwości przypisać obniżeniu się dopływu gazu. Pograżenie pompy powinno być jednak obliczone, aby wypadki zupełnego „wypompowania” do suchości nie miały zupełnie miejsca, czyli aby płyn nie został wypompowany z odwiertu szybciej niż do niego dopływał, a to dla uniknięcia zasysania przez pompę powietrza względnie gazu.

Kontynuowanie pompowania, po zapoczątkowanym obniżeniu poziomu płynu w otworze, odbija się bezzwłocznie na objętościowym współczynniku sprawności pompy, oraz wywołuje wstrząsanie (bełtanie) ropy i wody, a zatem stwarza warunki emulgowania, przy każdym biegu tłoka. Z tego wynika jasno, że przy pracy pompy należy wszystkimi sposobami unikać obniżenia dynamicznego poziomu w otworze wiertniczym, aby nie dopuścić przenikania gazu do pompy. Można to również osiągnąć przez skracanie godzin pracy pompy, obniżenie ilości skoków tłoka pompy w minucie, zastosowanie pompy mniejszych rozmiarów i — o ile to się okaże możliwe — przez zwiększenie pograżenia pompy. Jeżeli spadek przepływu odtłaczanego płynu następuje wskutek osadzania się parafiny na powierzchni roponośnego piaskowca, to zaleca się przede wszystkim przeprowadzenie czyszczenia odwiertów.

Duże znaczenie posiada również usytuowanie pompy poniżej warstwy piany, która wytwarza się często w odwiertach, w górnej części słupa ropy. Spienianie się ropy rzadko ma miejsce na spodzie odwiertu.

W niektórych złożach, przy nachylonym położeniu warstw, ropa gromadzi się na powierzchni wody, w dolnej części roponośnej warstwy. W tych wypadkach ilość wody dopływającej do odwiertu zależy w dużej mierze od szybkości, przy której odbywa się pompowanie ropy. Niewiele wody dostaje się zwykle w wypadkach niewielkiego wydobywania, jeżeli poziom płynu w otworze utrzymuje się umiarkowanie wysoki, a pompa znajduje się nad stropem roponośnej warstwy. Przy przyspieszonym tempie pompowania wytwarzają się dość często stożki irygacyjne, przeszkadzające przenikaniu ropy do otworu. W wypadku pojawienia się zawadniającego stożka, można obniżyć dopływ wody do odwiertu przez utrzymanie przeciwciśnienia na warstwę roponośną.

Ograniczenie lub zupełne wstrzymanie wypływu gazu przez zarurowaną przestrzeń może wywołać emulgowanie, ponieważ gromadzący się gaz wychodzić będzie z odwiertu przez system pompo-

wy innymi drogami. W takich wypadkach nawet skuteczny gazowy oddzielacz może się okazać bezsilny. W jednym z otworów wiertniczych, pracującym na okresowym lificie, regulowało się wydobywanie mechanizmem, pracującym pod wpływem gazu wychodzącego z odwiertu. Produkcję gazu uchodzącego z pierścieniowej przestrzeni regulowało się w taki sposób, że ciśnienie gazu przy wylocie odwiertu było równe 14 at. Przy dalszym ograniczeniu wypływu gazu z rur wiertniczych i podwyższeniu ciśnienia do 24—28 at. zaczęła się bezzwłocznie wytwarzać emulsja.

Jeżeli więc zajdzie potrzeba stosowania przeciwciśnienia w otworach pompowanych w złożach, w których w następstwie podwyższenia ciśnienia pojawia się emulsja, to w takich wypadkach winny być pompy wysoko usytuowane, a w otworze wiertniczym należy utrzymać wysoki poziom płynu.

Skrupulatne przeprowadzenie doświadczeń z ustawieniem pomp w różnych głębokościach, przy dokładnym obliczeniu wydobywania i starannej obserwacji wytwarzania się emulsji, przyczynia się w znacznym stopniu zarówno do potania eksploatacji jak i obróbki ropy.

#### 4. Położenie tłoka

W celu zapobieżenia częściowemu tylko oddzieleniu się ropy od niezwiązanego z ropą gazu i obniżenia szkodliwego oddziaływania na pracę pompy gazu rozpuszczonego w ropie, szkodliwa przestrzeń w pompie winna być doprowadzona do minimum. Może to być osiągnięte przez odpowiednie umieszczenie zaworu tłoczącego u dołu tłoka pompy wglębnej i przez takie uregulowanie długości żerdzi, przy której tłok zbliża się, jak tylko to możliwe, najbliższej ku zaworowi ssącemu pompy. Tłok przy swym biegu w dół winien prawie stykać się z zaworem ssącym. Takie usytuowanie tłoka obniża działanie gazu i zapobiega zbyt szkodliwemu rozbełtywaniu się ropy i jej emulgowaniu.

Znaczenie prawidłowego położenia tłoka w odniesieniu do cylindra pompy, gwarantującego maksymalny efekt pracy i zapobieżenie zjawisku emulgowania, w żadnym wypadku nie powinno być nie doceniane. Właściwemu usytuowaniu tłoków w ogólności, a w głębokich otworach w szczególności, należy poświęcić szczególniejszą uwagę.

#### 5. Ilość skoków w jednostce czasu i długość skoku tłoka

W odwiertach eksploatowanych przy pomocy pomp wglębnych, szybkość ruchu pomp jest bezpośrednio i ściśle związana z emulgowaniem. W odwiertach, produkujących wodę, woda i ropa pod wpływem szybkiego ruchu pompy energicznie bełtają się, w następstwie czego wytwarzają się dogodne warunki do tworzenia się emulsji. Przy nadmiernie szybkiej pracy pompy cylinder nie wypełnia się całkowicie płynem przy biegu tłoka do góry, wskutek czego objętościowy współczynnik sprawności zostaje znacznie obniżony. Przy biegu w dół tłok, nie napotykając początkowo oporu, „tłucze” płyn, bełta i miesza go, przyczyniając się do emulgowania. Poza tym, pod wpływem silnych zmian nateżenia w żerdziach, dokonują one po-

przeczynnych wibracji, a uderzając o ścianki rur pompowych, wytwarzają również warunki sprzyjające emulgowaniu.

Dążność do zwiększenia wydajności pracy pomp tłokowych i do potaniaenia procesu pompowania zmusza do obniżenia skoków tłoka na minutę. Obserwacje wykazują, że dzięki temu zabiegowi nie tylko zwiększa się objętościowy współczynnik sprawności tłokowych pomp, ale równocześnie obniża się znacznie skłonność mieszaniny ropy i wody do emulgowania. Wprowadzenie wolnobieżnych pomp wgłębnych na starych kopalniach za granicą dało nowy dowód tego, że przy małej szybkości pompowania może być uzyskany wyższy objętościowy współczynnik sprawności, większa ekonomia energii w wydatkach eksploatacyjnych oraz zwiększenie okresu zdolności roboczej urządzenia. Obniżenie roboczej szybkości pomp z 20—24 do 5 i mniej skoków na minutę, doprowadza niekiedy do silnego obniżenia się procesu emulgowania, a nawet do jego zupełnego zanikania. Długi skok tłoka i odpowiednie obniżenie szybkości ruchu żerdzi pompowych obniża bełtanie i mieszanie się wody i ropy, zarówno w cylindrach pompowych jak również i w ruchach pompowych. Oczywiście niekiedy przy obniżeniu liczby skoków tłoka w odwiertach produkujących emulsje, obniżyć się może w tym stosunku także i wydobywanie, co nie wszędzie jest dopuszczalne.

Zrównoważenie żurawia pompowego wpływa pośrednio na obniżenie emulgowania w otworach wiertniczych, produkujących większe ilości emulsji. Przy równomiernym ruchu żerdzi maleją drgania powodujące „smaganie” żerdzi po ścianach rur pompowych, a tym samym obniżenie emulsacji.

#### 6. Skuteczność działania pomp wgłębnych

Jeżeli ropa i woda posiadają skłonność do emulgowania, to wytwarza się często emulsja nawet w normalnych warunkach pracy pompy. Jednakowoż największa ilość wypadków, powodujących wytwarzanie się emulsji ropnych i związanych z tym zjawiskiem zwiększonych wydatków na deemulsację, przypada na defekty, spowodowane z użytkowaniem się części składowych pomp. Najczęstszą przyczyną pojawienia się emulsji w pompowanych odwiertach okazuje się przeciekanie płynu przez przetarte tłoki, zużyte tuleje zaworów stopowych i tłoczących, względnie jakiegokolwiek inne nieszczelności pompy lub rur pompowych, przez które struga ropa i woda może się przedostawać pod wpływem nacisku wytworzonego w pompie i rurach pompowych. Nawet przy odpowiednim usytuowaniu zaworów i tłoka emulsja może się wytworzyć wskutek niedostatecznie szczelnego osadzenia zaworu stopowego w jego gnieździe.

W ogólności emulgowanie pojawia się intensywniej w głębokich odwiertach niż w płytkich, a to pod wpływem większego ciśnienia hydrostatycznego, wywieranego na górną powierzchnię tłoka, zmuszającego płyn do przeciekania z dużą szybkością przez nieszczelności zaworów i szczelin, w następstwie zużycia się tłoków i wentyli. Przy większej różnicy ciśnienia w rurach pompowych i pierścieniowej przestrzeni poza ich obrębem,

pewien procent wycieku jest nieunikniony; lecz przy uszkodzeniu tłoków pompowych wyciek powoduje już poważniejsze straty w wydobywaniu — prócz tego wzmacnia on przemieszanie się wody z ropą, przyczyniając się do emulgowania.

Przecieki przez zawory pompowe spotyka się częściej niż przecieki przez tłoki. Przy pojawieniu się emulsji w głęboko pompowanym odwiercie należy zatem przede wszystkim przypuścić istnienie zużycia wzgl. innych defektów w zaworze lub w jego gnieździe. Zawory pompowe są bowiem szczególnie narażone na działanie silnych pchnięć i wstrząsów przy każdym skoku tłoka. Przy opadaniu kulki i jej uderzeniu o siodło następuje często jej „podskakiwanie”, będące bezpośrednią przyczyną zużycia kulki i siodła. Poza tym istnieją jeszcze inne czynniki, wpływające na efekt pracy zaworów i na wytwarzanie się emulsji, jak na przykład korodujące działanie niektórych wód wgłębnych i obecność w ropie piasku. W razie nieobecności w odwiercie piasku i korozyjnych wód, ilość emulsji w wydobywanej ropie zwiększa się z upływem czasu, w następstwie powolnego, normalnego zużycia części pompowych.

Wycieki w rurach pompowych, zachodzące przeważnie w wypadku obecności w odwiertach wód korozyjnych, mogą być również przyczyną emulgowania. Przy wyciekach z rur pompowych w odwiercie, produkującym razem z ropą wodę, ciśnienie słupa płynu, wytworzone w rurach pompowych, zmusza płyn do przeciekania z większą szybkością przez nieszczelności w kierunku pierścieniowej przestrzeni między rurami wiertniczymi a pompowymi, powodując emulgowanie.

Jeżeli po stwierdzeniu i usunięciu wszystkich tych możliwych przyczyn wytwarzania się emulsji, będzie się ona jeszcze stale pojawiała, to należy zbadać na szczelność przy pomocy wody kolumny rur pompowych w otworze wiertniczym, lub też wydobyć je na zewnątrz i zbadać każdy odcinek z osobna przy użyciu pary. Należy przy tym mieć na uwadze, że czasami szczelina w rurach pompowych może być odkryta dopiero wtedy, kiedy są one narażone bardziej na rozciąganie w otworze wiertniczym, i ukrywa się tak, że jej wyśledzenie jest bardzo trudne.

Nagle pojawienie się emulsji w odwiercie prawie nieomyślnie wskazuje na to, że pewna część pompy wymaga wymiany. Dlatego też jednym z najgłówniejszych obowiązków manipulantu produkcyjnego staje się staranna obserwacja stanu i jakości wydobywania. Manipulant pompy powinien mieć zawsze pod ręką centryfugę i aparat do oznaczania zawartości emulsji w ropie jak również intensywności emulgowania. Umożliwi mu to określenie terminu przeprowadzenia koniecznego podziemnego remontu i wymiany części składowych pompy.

W ogólności instalacje pompowe wgłębne nie będą mogły z reguły pracować bez zarzutu w ciągu nieokreślenia długiego czasu, a zatem tam, gdzie ropa jest skłonna do emulgowania, pracujący w tej dziedzinie napotykać się będą stale z problemem emulgowania. Jednakowoż przy dokładnej i ścisłej obserwacji zawsze można oznaczyć przyczynę pojawienia się emulsji i w odpowiednim

czasie zastosować zabiegi w kierunku, jeżeli nie zupełnego jej usunięcia, to w każdym wypadku obniżenia jej wytwarzania się. Utrzymanie całego wglębnego urządzenia pompowego w stanie pełnej sprawności jest w tym wypadku i z tego powodu konieczne, że pod wpływem jednego odwiertu, produkującego ropę zemulgowaną, wydobyte rOPY całej kopalni będzie zagrożone zanieczyszczeniem, wymagającym kosztownej obróbki niekiedy bardzo dużej ilości ropy. Należy rozważyć stosunek kosztów podziemnego remontu do kosztów obróbki

ropy, w celu usunięcia z niej emulsji i na podstawie tej analizy dokonać tego lub innego wyboru. Koszt remontu może bowiem czasami przewyższać ekonomię, którą można uzyskać w wydatkach na oczyszczenie ropy. Jednakowoż jeżeli te ostatnie wydatki wzrastają znacznie ze zwiększeniem się ilości emulsji w wydobytej ropie, to nieracjonalne byłoby odkładanie podziemnego remontu do czasu, kiedy wydobyte szybko się obniży w następstwie uszkodzenia pomp.

*Dokończenie nastąpi*

*Mgr Inż. Kazimierz Kachlik*  
*Zjednoczone Rafinerie Nafty*

## Problem smarowania

Problem smarowania maszyn — a specjalnie silników spalinowych — nabral szczególne znaczenia w ostatnich 20 latach. Problem ten jest należycie doceniany za granicą, gdzie całe laboratoria wyposażone w nowoczesne urządzenia stoją do dyspozycji fachowców dla badań nad poprawą własności olejów i smarów. Od badań tych zależy często postęp w rozwiązywaniu problemów konstrukcyjnych zachodzących w technice.

Przed wprowadzeniem szybkoobrotowych silników, przed stosowaniem wysokich ciśnień w technice, oraz przed modernizacją całych gałęzi przemysłowych, produkty otrzymane z ropy w postaci destylatów i reduktów olejowych — lekko rafinowane kwasem siarkowym — wystarczały w zupełności do utrzymania w dobrym stanie w czasie pracy urządzeń mechanicznych, jak również do ich konserwacji.

Technika jednak postępuje stale naprzód. Konstruktorzy pracują nad zwiększaniem sprawności silników i urządzeń mechanicznych. Zastosowano wyższy stosunek sprężania w silnikach i okazało się, że nie tylko należy poprawić własności paliwa przez wprowadzenie paliw wysokooktanowych, lecz również należy poprawić własności olejów smarowych.

W Polsce, pomimo bardzo poważnego zwiększenia się naszego przemysłu oraz rozwoju motoryzacji, mało posiadamy personelu zdającego sobie sprawę, na czym smarowanie polega, czego wymagać należy przy zakupie smarów, gdyż sprawa ta jest niedoceniana należycie. W rezultacie powstają liczne reklamacje na produkty dobre, lecz źle zastosowane.

Wprowadzone w ostatnim dziesięcioleciu za granicą na wielką skalę inhibitory do olejów smarowych do nas nie dotarły. Dlatego też sprowadzone produkty, nie odpowiadając naszym normom, mogą być dyskwalifikowane, pomimo lepszych własności.

Niniejszy artykuł porusza podstawowe wiadomości z dziedziny własności olejów oraz smarowania. W tym celu omówione zostały: ciężar właściwy, temperatura krzepnięcia, temperatura zapłonu, liczba Conradsona, wiskoza, indeks wiskozowy

smarność olejów oraz inhibitory poprawiające własności olejów.

### Ciężar właściwy

Ciężar właściwy dla produktów naftowych jest przyjmowany prawie w każdym kraju inaczej, a często zastępowany jest określeniem gęstości. Najczęściej przyjmowany jest ciężar właściwy względny, podający stosunek ciężaru danego oleju do ciężaru równej objętości wody, w temperaturze 15 C. Jest więc wielkością bezwymiarową, liczbowo zbliżoną do gęstości oleju, która podaje masę jednostki objętości w określonych warunkach, np. g/cm<sup>3</sup> w danej temperaturze.

Pomiarów ciężaru właściwego dokonuje się areometrami lub piknometrami, przy czym w wypadku oznaczania w temperaturze powyżej lub poniżej 15 C, przelicza się otrzymane wyniki, w zależności od współczynnika rozszerzalności oleju, na ciężar właściwy przy 15 C.

Ciężar właściwy, względnie gęstość oleju, nie posiada określonego stosunku do wiskozy lub innych własności oleju. Pomimo tego w taryfach kolejowych istnieje dotychczas podział stawek w zależności od ciężaru właściwego, ustalony w czasach, gdy nie było selektywnej rafinacji.

Obecnie można tylko powiedzieć orientacyjnie, że z dwu olejów posiadających jednakową wiskozę w danej temperaturze, lepszy indeks wiskozowy będzie posiadał olej posiadający niższy ciężar właściwy.

### Temperatura krzepnięcia

Temperatura krzepnięcia jest temperaturą, w której próbka oleju, schładzana w umownych warunkach, zestala się. Temperatura krzepnięcia jest bardzo ważną własnością, zwłaszcza dla olejów silnikowych, ponieważ olej musi być płynny, aby mógł dopłynąć do części ruchomych silnika w chwili uruchamiania. Najlepszy olej doprowadzi silnik do ruiny, jeżeli nie dopłynie na czas do części trących — o czym przekonali się hitlerowcy, będąc w zimie w ZSRR, gdzie silniki zacierają się bardzo szybko z powodu wysokiej temperatury krzepnięcia olejów.

Temperatura krzepnięcia olejów zależy od za-

wartości wyższych węglowodorów parafinowych w oleju, które krystalizując powodują zestalenie się oleju. Z tych względów ceniono bardzo oleje z rop bezparafinowych, posiadające niskie temperatury krzepnięcia. Pokazało się jednak, że oleje z rop parafinowych posiadają lepsze indeksy wiskozowe (mniejsza zawartość węglowodorów nftenowych i aromatycznych) oraz niższe liczby Conradsona. Dodać należy, że odparafinowanie olejów zawierających małe ilości parafiny jest kosztowne.

Dlatego też, zamiast usuwać małe ilości parafiny z oleju, opracowano cały szereg substancji, które dodane w małej ilości do oleju obniżają wydatnie temperaturę krzepnięcia. Substancje te (inhibitory obniżające temperaturę krzepnięcia) były pierwszymi inhibitorami stosowanymi do poprawy własności olejów silnikowych. Jednymi z pierwszych inhibitorów stosowanych w przemyśle na wielką skalę były Paraflow, Santopour i Akryloidy.

Inhibitory te są substancjami stałymi lub cieczami o bardzo wysokiej wiskozie, rozcieńczane zwykle olejem mineralnym celem łatwiejszej manipulacji. Dodaje się je w ilości około 0,5%, otrzymując obniżenie temperatury krzepnięcia do 30 C. Dodawanie w większych ilościach (zwłaszcza Paraflow) powodować może zwiększenie liczby Conradsona i zwiększone wydzielanie się nagarów w silniku.

Inhibitory obniżające temperaturę krzepnięcia działają najlepiej na częściowo odparafinowane i rafinowane oleje, zawierające łatwo krystalizującą parafinę. Dodatek inhibitora do destylatów pochodzących z rop bezparafinowych może nawet czasem podnieść temperaturę krzepnięcia, gdyż inhibitor będąc ciałem stałym, krystalizuje w oleju.

Działanie inhibitorów obniżających temperaturę krzepnięcia tłumaczymy wpływem inhibitora na kształt kryształów parafiny, które zamiast w postaci długich igieł, krystalizują w postaci drobnych kryształów o budowie zwartej, na skutek prawdopodobnie otaczania drobnych kryształków inhibitorem przeszkadzającym narastaniu kryształów. Kryształy takie łatwo unoszą się w oleju, tworząc zawiesinę, bez powstawania struktury wiążącej całą masę oleju.

Zaobserwowano, że niektóre inhibitory działają dopiero po dodaniu pewnego minimum, inne wykazują minima lub maksima przy obniżaniu temperatury krzepnięcia, czasem dodatek małej ilości parafiny i inhibitora obniża wydajniej temperaturę krzepnięcia, aniżeli dodatek samego inhibitora.

Oleje, posiadające inhibitory obniżające temperaturę krzepnięcia, wykazują po magazynowaniu w temperaturze zbliżonej do swej temperatury krzepnięcia podwyższenie temperatury krzepnięcia. Zjawisko to nazywa się „rewersją” i występuje najjaskrawiej przy nagłej zmianie stosunkowo wysokiej temperatury magazynowania na niską. Zjawisko to jednak jest mało znaczące, gdyż występuje tylko przy magazynowaniu, a nie w czasie pracy oleju w silniku.

Z inhibitorów obniżających temperaturę krzepnięcia olejów wymienić można: mydła glinowe kwasów parafinowych, stearynian glinu, cyny lub

tytanu, polisiarczki sodu, amonu lub wodoru z chlorowanym petrolatum, mydła cynkowe lub magnezowe kwasów parafinowych, chloro- i dwuchloro-pentan, etery, chlorowane węglowodory, ketony, olefiny, substancje organiczne poddane wyładowaniom elektrycznym o wysokim napięciu, fenantren, kauczuk, olej soja, tłuszcz z wełny owczej, acetylowane żywice, kwasy parafinowe, antracen i chlorek amylu, benzen i parafina, chlorowana parafina i kwas naftenowy, kwasy tłuszczowe i chlorek glinu, naftalen i chlorowana parafina, fenol i chlorowana parafina, kauczuk i chlorek glinu, ekstrakty z rafinacji rozpuszczalnikowej.

### Temperatura zapłonu

Temperatura zapłonu podaje temperaturę, przy której mały płomyk lub iskra może spowodować zapalenie się par węglowodorów nad płynnym olejem. Oznaczenie to jest ważne ze względów bezpiecznego magazynowania oraz używania olejów, jak również wskazujące ewentualne zanieczyszczenia lekkimi produktami (benzyną, naftą) oleju.

Dla olejów smarowych przyjęto w Europie oznaczać temperaturę zapłonu w tygielku porcelanowym Marcussona.

Wysoka temperatura zapłonu wymagana jest szczególnie przy olejach cylindrowych do pary przegrzanej. Dla olejów silnikowych wymagane zbyt wysokiej temperatury zapłonu nie jest konieczne, gdyż olej przy pracy w silniku szybko rozcieńcza się paliwem, przy czym następuje znaczny spadek temperatury zapłonu.

### Liczba Conradsona

Liczba Conradsona podaje procent wagowy pozostałości koksowej otrzymanej przez oddestylowanie oleju z tygielka, połączone z rozkładem termicznym próbki oleju, bez dostępu powietrza, w określonych warunkach i aparaturze.

Liczba Conradsona służy do porównywania skłonności do wydzielania nagaru w czasie pracy w silnikach spalinowych. Ilość nagaru, wydzielonego na denku tłoka w czasie pracy silnika, jest proporcjonalna do liczby Conradsona — o ile dodatkowe czynniki nie wpływają równocześnie na zwiększenie wydzielania się nagaru, co bardzo często zachodzi w praktyce.

### Wiskoza

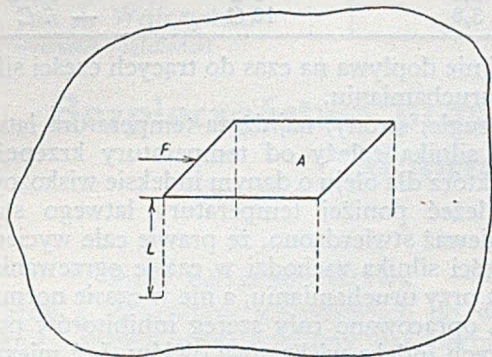
Wiskoza<sup>1)</sup> jest bardzo ważną cechą olejów smarowych, wskazującą, czy olej posiada w odpowiednim stopniu potrzebną konsystencję, aby sprostać zadaniu smarowania części trących mechanizmów, pracujących w danej temperaturze. Wiskoza nie mówi nic o zachowaniu się oleju w zależności od zmian temperatury.

Jednostką wiskozy absolutnej w układzie c.g.s. jest 1 poise, wyprowadzony ze wzoru:

$$F = \frac{\mu \cdot s \cdot A}{L} \quad \text{z czego} \quad \mu = \frac{F \cdot L}{s \cdot A}$$

<sup>1)</sup> Określenie „lepkość” jest bardzo niefortunną próbą spolszczenia nazwy przyjętej przez wszystkie języki i występującej w światowej literaturze fachowej (przyp. autora).

gdzie:  $F$  — jest siłą styczną do powierzchni oleju „A”, potrzebną do przewyciężenia oporu stawianego przez wiskozę oleju, celem przesunięcia powierzchni oleju „A” z szybkością „s” o 1 cm, w stosunku do warstwy oleju odległej od powierzchni „A” o „L” cm (rys. 1),  
 $\mu$  — jest wiskożą absolutną oleju.



Rys. 1

Przy założeniu, że:  $F = 1$  dyna,  $L = 1$  cm,  $A = 1$  cm<sup>2</sup>,  $s =$  cm/sekundę

$$\mu = \frac{\text{gram}}{\text{cm} \cdot \text{sekunda}} = 1 \text{ poise}$$

W praktyce stosuje się jednostkę sto razy mniejszą — 1 centipoise.

Wiskozę kinematyczną wyprowadza się z wiskozy absolutnej według wzoru:

$$\begin{aligned} & \text{Wiskoza kinematyczna w temp. } t \text{ } C = \\ & \quad \text{(w stokesach)} \\ & = \frac{\text{wiskoza absolutna w temp. } t \text{ } C \text{ (w poisach)}}{\text{gęstość oleju w temperaturze } t \text{ } C} \end{aligned}$$

Jak wynika ze wzoru, oleje posiadające taką samą wiskozę kinematyczną (z pomiarów na wiskozymetrach Englera, Saybolta, Redwooda lub innych), będą miały różne wiskozy absolutne, gdyż w grę wchodzi jeszcze gęstość olejów w danej temperaturze.

Ponieważ przemysł wymaga szybkich metod porównywania olejów, wprowadzono cały szereg wiskozymetrów do pomiaru wiskozy. W Europie stosuje się najczęściej wiskozymetr Englera, przy czym oznaczenia wiskozy dla olejów lekkich dokonuje się w temperaturze 20 C, dla olejów ciężkich w temperaturach 50, 100 i 150 C. Oznaczenia dokonuje się przez oznaczenie czasu wypływu 200 cm<sup>3</sup> oleju w określonych warunkach i podzielenie otrzymanej ilości sekund przez wartość wodną wiskozymetru, to jest ilość sekund potrzebnych na wypływ 200 cm<sup>3</sup> wody w temperaturze 20 C w danym wiskozymetrze (w granicach 50—52 sekund). Otrzymany iloraz podaje ilość stopni Englera, które — jak widać z opisu — są jednostkami stosunkowo dużymi. Opis wiskozymetru Englera oraz metoda oznaczania podane są w Polskich Normach.

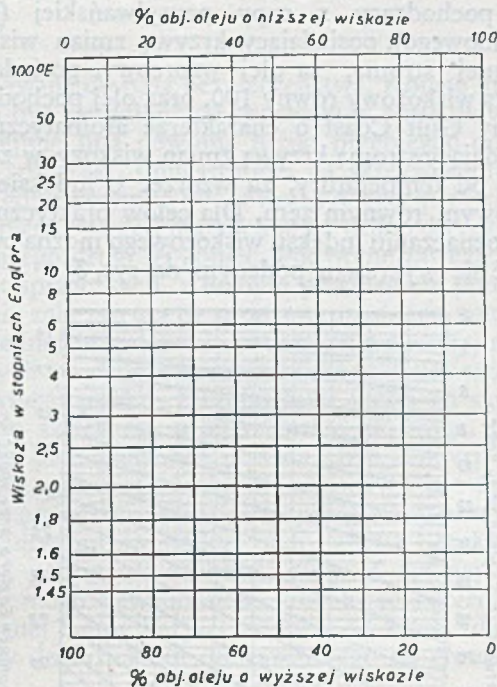
Wiskozę kinematyczną można oznaczać wprost w wiskozymetrach Ubbelohde, Fitz-Simons, lub w zmodyfikowanym wiskozymetrze Ostwalda.

Przy stosowaniu olejów smarowych, pamiętać należy, że wiskoza wzrasta do 15% przy wzroście ciśnienia do 70 atmosfer, a w stosunku 3—8-krotnym

przy ciśnieniach do 700 atmosfer. Przy ciśnieniach około 4000 atmosfer przeważna ilość olejów ze-stała się.

Wiskoza oleju maleje ze wzrostem temperatury i to w różnym stopniu, w zależności od obecnych w oleju węglowodorów (patrz rozdział: indeks wiskozowy).

Mieszanie olejów o różnych wiskozach daje w wyniku olej o wiskozie innej, aniżeli wynikałoby to z matematycznego obliczenia. Celem obliczenia przybliżonej ilości dwu różnych olejów o znanych wiskozach w danej temperaturze, pochodzących z tego samego typu ropy, w celu otrzymania mieszaniny o pożądanej wiskozie, można posługiwać się wykresem podanym na rys. 2.



Rys. 2

Stosunek procentowy mieszanin otrzymuje się w punkcie przecięcia prostej łączącej wiskozy olejów składowych z poziomą odpowiadającą wiskozie mieszaniny olejów, jaką chce się otrzymać. Ilość oleju o niższej wiskozie należy odczytać na górnej skali, natomiast procent oleju o wyższej wiskozie odczytuje się na dolnej skali.

Przy mieszaniu oleju o wyższej wiskozie, pochodzącego z ropy typu parafinowego, z olejem o niższej wiskozie, pochodzącym z ropy typu naftenowego, otrzymuje się mieszaninę o wiskozie nieco wyższej, aniżeli wynikałoby to z wykresu.

Przy mieszaniu oleju o wiskozie wyższej, pochodzącego z ropy typu naftenowego, z olejem o niższej wiskozie z ropy typu parafinowego, mieszanina olejów ma wiskozę niższą od odczytanej na wykresie.

W praktyce często słyszy się określenia — olej cięższy, olej gęściejszy, olej tłustciejszy, olej bez tłuszczu, które mają odnosić się do wiskozy oleju — i najczęściej są zupełnie fałszywe.

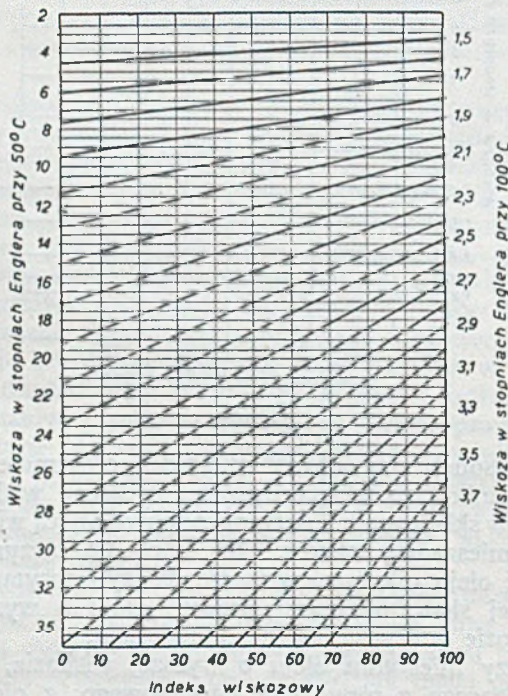
### Indeks wiskozowy

Wiadomo, że w miarę podnoszenia temperatury wiskoza olejów maleje. Stwierdzono, że węglowo-

dory szeregu parafinowego o wzorze ogólnym  $C_nH_{2n+2}$  posiadają najmniejszy spadek wiskozy w miarę podnoszenia temperatury. Spadek wiskozy węglowodorów naftenowych o wzorze ogólnym  $C_nH_{2n}$  (cyklo-parafiny) jest szybszy, natomiast spadek wiskozy węglowodorów szeregu aromatycznego o wzorze ogólnym  $C_nH_{2n-6}$  w miarę podnoszenia temperatury zaznacza się najwięcej.

Ponieważ oleje smarowe składają się ze wszystkich grup węglowodorów, przeto spadek wiskozy danego oleju w zależności od temperatury zależy od grupy węglowodorów, znajdujących się w przewodzie w danym oleju.

Aby umożliwić porównywanie zmian wiskozowych olejów w zależności od temperatury, przyjęto olej pochodzący z ropy pensylwańskiej (typu parafinowego), posiadający krzywą zmian wiskozy najmniej stromą, za olej wzorcowy, posiadający indeks wiskozowy równy 100, oraz olej pochodzący z ropy Gulf Coast o charakterze aromatycznym, posiadający stromą krzywą zmian wiskozy w zależności od temperatury, za wzorzec o indeksie wiskozowym równym zero. Dla celów praktycznych, przy oznaczaniu indeksu wiskozowego można posługiwać się wykresem podanym na rys. 3.



Rys. 3

Przy rafinacji olejów smarowych rozpuszczalnikami, otrzymać można obecnie oleje o indeksie wiskozowym powyżej 100 — a więc lepsze od olejów z rop pensylwańskich. Podobnie otrzymuje się oleje o bardzo wysokich indeksach wiskozowych na drodze syntetycznej.

Ekstrakty uzyskiwane z rafinacji rozpuszczalnikowej posiadają ujemne indeksy wiskozowe.

Od indeksu wiskozowego, wiskozy i temperatury krzepnięcia, zależy najniższa temperatura łatwego startu silnika, jak to podaje tabela 1.

Poniżej temperatur, podanych w tabeli 1, wiskozja oleju o danym indeksie wiskozowym jest tak duża,

Tabela 1

Wiskozja oleju $E_{100}$	Najniższa temperatura łatwego startu silnika dla olejów o indeksie wiskozowym	
	0	100
1,7	— 3 C	— 23,0 C
1,85	+0,5 C	— 19,0 C
2,1	5 C	— 13,0 C
2,4	8 C	— 9,5 C
3,8	10 C	— 7 C

że olej nie dopływa na czas do trących części silnika przy uruchamianiu.

Z drugiej strony, najniższa temperatura łatwego startu silnika zależy od temperatury krzepnięcia oleju, która dla oleju o danym indeksie wiskozowym musi leżeć poniżej temperatury łatwego startu.

Ponieważ stwierdzono, że prawie całe wycieranie się części silnika zachodzi w czasie ogrzewania się silnika przy uruchamianiu, a nie w czasie normalnej pracy, opracowano cały szereg inhibitorów poprawiających indeks wiskozowy olejów. Już mieszanie dwu olejów — o niskiej wiskozie oraz wysokiej — daje w rezultacie olej o wyższym indeksie wiskozowym aniżeli wypada z obliczenia. Najlepsze wyniki otrzymuje się przez stosowanie jak największej różnicy w wiskozach olejów użytych do mieszania. Czasem mieszanka może wykazywać lepszy indeks wiskozowy, aniżeli którykolwiek z użytych komponentów.

Inhibitory do poprawiania indeksu wiskozowego olejów smarowych są wysoko molekularnymi mieszaninami związków organicznych o bardzo wysokich indeksach wiskozowych.

Evans i Young<sup>1)</sup> tłumaczą działanie inhibitorów, poprawiających indeks wiskozowy, przez występowanie inhibitora w dwu fazach, z których jedna jest molekularnie rozpuszczonym inhibitorem w oleju mineralnym, a druga mechanicznie rozproszonym w pierwszej fazie. Najlepsze wyniki osiąga się przez występowanie pierwszej fazy, przy czym rozpuszczalność inhibitora w oleju odgrywa bardzo ważną rolę.

Rozpuszczalność inhibitora w oleju zależy od temperatury, dlatego dobry inhibitor powinien dobrze rozpuszczać się w oleju w niskich temperaturach, gdyż pozwala to na wprowadzenie większych ilości inhibitora. Nie można jednak stosować olejów o bardzo niskich wiskozach, gdyż olej taki może w pracy oddestylować chociażby częściowo, a pozostały inhibitor o dużej wiskozie może spowodować zaburzenia w pracy silnika.

Dobry inhibitor powinien mieć wysoką temperaturę zapłonu, oraz wysoką temperaturę wrzenia, możliwie niską wiskozę, być trwałym w pracy, nie działać korodująco na metale — jednak podobno żaden z inhibitorów nie spełnia wszystkich wyżej podanych warunków.

Do inhibitorów tej grupy należą — Paratone, Santodex, Akryloidy, Vitex i inne. Znany jest cały szereg patentów, obejmujących szeroki wachlarz substancji poprawiających indeks wiskozowy olejów. Wśród nich figurują etery i tioetery selenu i telluru, kauczuk, chlorowany etylen, kwasy tłuszczowe,

<sup>1)</sup> Ind. Eng. Chem. 39—1947.



izobutylen, parafina, petrolatum, poliestry, olej rzepakowy, styren, butylen i dwuolefiny, chlorowana parafina i wapień lub sól, izobuten i chloropren, izobutylen i olej chiński, olefiny i dwuolefiny.

Wymaganie wysokiego indeksu viskozowego dla olejów pracujących w warunkach, gdzie wahania

temperatury są stosunkowo nieduże, jest niecelowe, na przykład dla olejów turbinowych, gdzie olej doprowadzony do temperatury pracy w stosunkowo krótkim czasie, pracuje przez długi okres w temperaturze dość jednostajnej.

*Dokończenie nastąpi*

Lek. Jan Z. Walczyński

*Uniwersytet Jagielloński*

## Bezpieczeństwo pracy przy czynnościach wewnątrz zbiorników naftowych

*Dokończenie*

### Pasy bezpieczeństwa

Każdy z robotników wchodzących do wnętrza zbiornika winien mieć nałożony pas bezpieczeństwa. Pas taki powinien posiadać specjalną budowę, zapewniającą pewne i niezawodne jego działanie. Materiał, z jakiego jest on sporządzony, musi być odpowiednio mocny, odporny na wyciąganie, niewrażliwy na przemoczenie i chemiczne działanie par naftowych. Pasy parciane odpowiadają na ogół tym celom, o ile są odpowiednio gęsto tkane z mocnego sznurka. Pas powinien mieć taką budowę, aby nie mógł się sam rozpiąć lub zesunąć ku górze albo ku dołowi. Wśród pasów bezpieczeństwa rozmaitej konstrukcji najpewniejsze są pasy ze skrzyżowanymi na piersiach i plecach szelkami i pętlami obejmującymi uda. Należy zwrócić uwagę na dokładne połączenie ze sobą wszystkich części pasa oraz zeszytycie razem szelek w miejscach ich skrzyżowania. Zapięcie na sprzączki szelek, części obejmujących uda i pasa głównego, otaczającego biodra, umożliwia szczelne dopasowanie całości do ciała każdego robotnika.

Wszelkie sprzączki i klamry muszą być zrobione z metali, które uderzając o siebie względnie o ściany zbiornika nie wywołują powstania iskry, lub też części metalowe należy osłonić, obszywając je skórą lub tkaniną. Do każdego pasa winny być doczepione z przodu i z tyłu odpowiednio mocne i odporne na wyciąganie i szarpanie liny ratownicze. Poleca się użycie nie zwyczajnych sznurów, lecz lin plecionych sposobem wysokogórskim. Zastosowanie dwu lin zamiast jednej ma znaczenie ze względu na bezpieczeństwo w razie urwania się jednej liny oraz ze względu na możliwość łatwiejszego wyciągnięcia człowieka. Przyczepienie jednej tylko liny z tyłu do pasa, jak się to ogólnie praktykuje, lub obwiązanie pracującego w pasie taką liną powoduje to, że w razie jego zaśląbnienia pociąganiem liny ratowniczej wlece się go plecami do góry po dnie zbiornika; odpada to natomiast przy użyciu dwu lin, wtedy bowiem przy ich naprężeniu pociąga się zatrutego po dnie bokiem w pozycji leżącej z nieco uniesioną górną częścią tułowia. Również dźwignięcie ratowanego przez właz głową do góry jest znacznie łatwiejsze przy użyciu dwu lin niż jednej.

Liny ratownicze powinny być podwójnie przy-

mocowane do pasa bezpieczeństwa. Koniec liny winien być zawieszony do sprzączki w pasie głównym, następnie lina powinna luźno przebiegać do drugiej sprzączki, umieszczonej na skrzyżowaniu szelek, gdzie powinna być również dobrze przywiązana i dopiero stamtąd ma odchodzić wolno do ręki trzymającego drugi jej koniec. Podwójne zawieszenie na dwu sprzączkach, z luźnym przebiegiem pomiędzy nimi, zabezpiecza w razie ewentualnego wyrwania się jednej ze sprzączek, przy czym z powyżej rozważonych względów korzystniejsze jest umieszczenie głównego punktu zaczepu linki wyżej na skrzyżowaniu szelek niż niżej na pasie głównym.

Do pasa głównego powinna być z lewej strony przyczepiona sprzączka dla umocowania rury aparatu oddechowego w ten sposób, aby umożliwić pracującemu swobodne ruchy głową bez konieczności pociągania za całość rury. Z drugiej strony pasa można ewentualnie umocować baterię elektrycznej lampy bezpieczeństwa, od której idą przewody do reflektora umieszczonego na głowie.

### Odzież i obuwie ochronne

Ponieważ produkty naftowe i ich domieszki wywołują ostre zapalenia skóry oraz wywołać mogą wskutek przenikania ich par przez skórę również tą drogą ogólne zatrucie ustroju, niezbędne jest użycie odpowiednich zabezpieczeń w postaci specjalnej odzieży ochronnej. Praca we wnętrzu zbiorników w zwykłej odzieży robotniczej, podobnie jak używanie przemoczonego produktami naftowymi ubrania roboczego, jest stanowczo niedopuszczalne.

Ubranie ochronne, najlepiej w formie kombinezonu, powinno mieć krój niekrępujący ruchy, materiał zaś musi być odporny na przenikanie benzyny w stanie płynnym, np. podgumowany jednostronnie brezent. Ze względu na konieczność ochrony skóry również przed parami węglowodorowymi, ubranie to winno być odpowiednio szczelnie zapięte, aby tą drogą przedostawało się jak najmniej szkodliwych gazów do powłok ciała. Ubranie takie powinno być najlepiej sporządzone całkowicie bez żadnych zapięć i ściągane w okolicy szyi sznurkiem. Część ta powinna być tak szeroka, ażeby umożliwiała swobodne wdzwiewanie od dołu całości ubrania. Rękawy i nogawki spodni powinny być ciasno ściągane lub zapięte i wpuszczane pod rękawice

i do butów. Kombinezon musi mieć kaptur wkładany na maskę aparatu chroniącego drogi oddechowe, ściągany w okolicy twarzy tak, by najmniejsza nawet powierzchnia nie osłoniętego ciała nie stykała się bezpośrednio z atmosferą trującą. Na kapturze należy umieścić zapięcie dla przymocowania lampy oświetlającej. Ubranie tego systemu posiada najprostszą budowę, a ze względu na brak wszelkich zapięć na guziki czy zamki błyskawiczne, ogranicza znacznie dostawanie się pod nie par produktów naftowych.

Ochroną rąk są nieprzepuszczalne rękawice ze szczelnymi, ściąganyymi mankietami. Dobrym materiałem jest gumowana spodem tkanina brezentowa, podszyta skórą na dłoniach i kciukach. Rękawice brezentowe lub niciane można ewentualnie ubrać na zupełnie nieprzepuszczalne, grube, gumowe, techniczne rękawice. Samego użycia rękawic gumowych nie poleca się ze względu na ślizganie się ich po gładkich, zwilżonych powierzchniach. Ręce przed wdzianiem rękawic należy natłuścić.

Stopy chroni się nieprzepuszczalnymi butami z wyższą cholewką ze spinaczem, obejmującą szczelnie wpuszczone do wewnątrz nogawki od spodni. Mogą one być zrobione bądź to wprost z materiału nieprzepuszczalnego, bądź też ze skóry podszytej tymże materiałem. Podeszwy i obcasy nie mogą mieć podków, ani wystających gwoździ żelaznych, które by mogły wywołać iskrę przy uderzeniu o metalowe dno zbiornika, lecz mogą być one sporządzone z grubej skóry lub drewna. Nie należy używać natomiast podeszew gumowych, które ślizgają się na mokrych, gładkich powierzchniach.

### Rola personelu sanitarnego

Najważniejszym zadaniem służby zdrowia będzie wybór odpowiedniej ilości robotników, potrzebnych do wykonywania prac w środku zbiorników z uwzględnieniem pewnej nadwyżki jako rezerwy. Przy wyborze należy się kierować nie tylko stanem zdrowia, ale również wiekiem, inteligencją, uleganiem nałogom, jak alkoholizm itp.

Robotnicy potrzebni do tego celu powinni cechować się dobrze rozwiniętym systemem mięśniowym i dobrym ogólnie stanem zdrowia. Schorzeniami dyskwalifikującymi pracownika do tej czynności będą wszelkie schorzenia serca i naczyń krwionośnych, choroby gruczołów dokrewnych, choroby narządów oddechowych przede wszystkim gruźlica, ułomności fizyczne i kalectwa oraz choroby względnie wady psychiczne, jednym słowem wszelkie schorzenia, których istnienie może być czynnikiem usposabiającym do zwiększenia niebezpieczeństwa wypadku przy pracy. Szczególną uwagę należy poświęcić nie tylko schorzeniom organicznym ośrodkowego i obwodowego układu nerwowego, ale również zbytnej wrażliwości i labilności całego tego systemu, a zwłaszcza wagotonii, co może być, jak widzieliśmy, również czynnikiem niekorzystnym.

Prócz badań lekarskich przy wyborze kandydatów należy każdorazowo skontrolować stan zdrowia robotników bezpośrednio przed przystąpieniem do wykonywania czynności wewnątrz zbiorników, celem uchwycenia ewentualnie nowopowstałych scho-

rzeń czy chwilowego zaburzenia zdrowia, mogącego mieć wpływ szkodliwy na robotnika ze względu na rodzaj jego pracy.

Niezbędna jest również obecność personelu sanitarnego w czasie samych prac dla udzielenia natychmiastowej rady czy pomocy w razie ewentualnego zatrucia. Lekarz, czy pielęgniarka fabryczna, powinni wygłaszać okresowe pogadanki dla robotników, uświadamiające przyczyny zatruc i podające sposoby ich zwalczania.

### Szkolenie i uświadamianie

Robotnicy, którzy ze względu na dobry stan swego zdrowia mogą być zatrudnieni przy tego rodzaju pracach, winni przejść odpowiednio dokładne przeszkolenie fachowe. Ze względu na to, że nieświadomość niebezpieczeństw jest głównym powodem zaniedbywania lub lekceważenia środków ochronnych, uważamy, że przeszkolenie takie winno obejmować prócz wskazówek technicznych i metodycznych również stronę higieniczno-profilaktyczną oraz podstawy chemiczne i toksykologiczne dla wyjaśnienia robotnikom całości często niezrozumianego przez nich zagadnienia. Konieczna jest tu, jak już wspomniano, ścisła współpraca czynnika sanitarnego i technicznego. Prócz przeszkolenia, jakie powinni otrzymać wszyscy wybrani do tych zajęć pracownicy, należy przeprowadzić tak z nimi jak również z innymi robotnikami okresowe pogadanki na ten temat, a przed każdym wykonaniem czyszczenia, czy remontu zbiornika, odbyć z całą grupą krótką odprawę przypominającą. Ważną rolę będą miały tu także plakaty i napisy uświadamiające; umieszczone na widocznych miejscach w stołówkach, świetlicach i innych licznie uczęszczanych pomieszczeniach.

### Ratownictwo

W razie już powstałego zatrucia, pierwszą czynnością ratujących będzie wydobycie zatrutego ze zbiornika i umieszczenie go w czystej atmosferze. Jeśli dzień jest gorący, należy chorego umieścić w cieniu na otwartej przestrzeni w przewiewnym miejscu, oswobodzić go natychmiast z powalanej benzyną odzieży, rozpiąć kołnierz, popuścić pas i — jeśli trzeba — zastosować sztuczne oddychanie, ewentualnie z tlenem. W razie chłodu należy poszkodowanego po rozebraniu nakryć kocami i obłożyć flaszkami z gorącą wodą. Stosuje się również ciepłe kąpiele i klizmy. Gdy zatruty wymiotuje należy obrócić mu głowę w ten sposób, aby wymiociny nie dostawały się do dróg oddechowych, co mogłoby wywołać zachłyśnięcie. Również z tych samych powodów poleca się dużą ostrożność w podawaniu płynów osobom nieprzytomnym, podając je zatrutym w pozycji półsiedzącej lub siedzącej.

Ze środków leczniczych podawać będziemy w formie zastrzyków leki, pobudzające ośrodek oddechowy i układ krążenia, jak lobelina, kardiazol, koramina, kamfora itp. Stosuje się również upusty krwi z wlewaniem dożylnie roztworów soli fizjologicznej lub cukru gronowego. Wykonywanie sztucznego oddychania należy prowadzić nieraz bardzo długo, aż wystąpią samodzielne ruchy oddechowe. Ostre

# Własności fizyczne lekkich węglowodorów oraz

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
L. p.	N a z w a	Wzór empiryczny	Ciężar drobinowy	Skład w % ciężar.		Gęstość w stanie gazowym (powietrze = 1)	Ciężar właściwy gazu	Objętość 1 mola	Ciężar właściwy cieczy 15,5°C, 760 mm		Ciepło właściwe gazu 15,5°C, 760 mm			Ciepło właściwe cieczy +15,5°C	Daty krytycz.	
				% Węgiel	% Wodór				d $\frac{15,5}{4}$	stopnie	Cp	Cv	Cp/Cv		Ciśnienie	Temperatura
							Kg/Nm <sup>3</sup>	Nm <sup>3</sup> /Kmol			Kal/kg°C	Kal/kg°C	K	Kal/kg°C	ata	°C
1	Metan . . . . .	CH <sub>4</sub>	16,042	74,866	25,134	0,5549	0,7173	22,364	0,4269	—	0,5258	0,4019	1,308	—	45,83	—82,39
2	Etan . . . . .	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	30,068	79,886	20,114	1,0463	1,3526	22,230	—163,1°C	—	0,4092	0,3431	1,193	0,78	48,28	+32,27
3	Propan . . . . .	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	44,094	81,712	18,288	1,5465	1,9993	22,055	—100°C	147,2	0,3875	0,3424	1,132	0,534	42,08	+96,83
4	n-Butan . . . . .	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	58,120	82,657	17,343	2,0707	2,6770	21,711	0,5838*	110,6	0,3971	0,3629	1,094	—41,6°C	37,52	152
5	Izobutan . . . . .	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	58,120	82,657	17,343	2,0667	2,6718	21,753	0,5625*	119,8	0,3865	0,3523	1,097	0,548	36,09	134
6	n-Pentan . . . . .	C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	72,146	83,235	16,765	2,6102	3,3744	21,380	0,6306	92,7	0,3974	0,3699	1,075	—17,7°C	33,03	197,22
7	Izopentan . . . . .	C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	72,146	83,235	16,765	2,6027	3,3647	21,442	0,6242	95,0	0,3880	0,3605	1,076	—10°C	32,82	187,77
8	2, 2-Dwumetylopropan . . . . .	C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	72,146	83,235	16,765	[2,4907]	[3,220]	[22,40]	0,5974*	105,1	0,3910	0,3635	1,076	—	33,03	184
9	n-Heksan . . . . .	C <sub>6</sub> H <sub>14</sub>	86,172	83,624	16,376	3,1712	[4,0997]	21,191	0,6634	81,6	0,3984	0,3753	1,062	0,532	29,55	234,77
10	2, 2-Dwumetylobutan . . . . .	C <sub>6</sub> H <sub>14</sub>	86,172	83,624	16,376	[2,9749]	[3,8458]	[22,40]	0,6533	84,9	0,385	0,362	1,064	0,495	30,03	216,88
11	2, 3-Dwumetylobutan . . . . .	C <sub>6</sub> H <sub>14</sub>	86,172	83,624	16,376	[2,9749]	[3,8458]	[22,40]	0,6657	80,8	0,395	0,372	1,062	0,504	30,71	227
12	2-Metylopentan . . . . .	C <sub>6</sub> H <sub>14</sub>	86,172	83,624	16,376	[2,9749]	[3,8458]	[22,40]	0,6572	85,5	0,400	0,377	1,061	0,543	—	228
13	3-Metylopentan . . . . .	C <sub>6</sub> H <sub>14</sub>	86,172	83,624	16,376	[2,9749]	[3,8458]	[22,40]	0,6683	80,0	0,400	0,377	1,061	0,511	31,94	227
14	n-Heptan . . . . .	C <sub>7</sub> H <sub>16</sub>	100,198	83,904	16,096	3,7500	4,848	20,668	0,6874	74,1	0,3992	0,3794	1,052	0,511	27,03	267
15	2, 2, 3-Trójmetylobutan . . . . .	C <sub>7</sub> H <sub>16</sub>	100,198	83,904	16,096	[3,4591]	[4,4719]	[22,40]	0,6938	72,2	0,399	0,379	1,053	0,491	29,75	258,27
16	n-Oktan . . . . .	C <sub>8</sub> H <sub>18</sub>	114,224	84,116	15,884	4,3377	5,6077	20,369	0,7062	68,7	0,3998	0,3824	1,046	0,519	25,20	296
17	2, 2, 3-Trójmetylopentan . . . . .	C <sub>8</sub> H <sub>18</sub>	114,224	84,116	15,884	[3,9434]	[5,0980]	[22,40]	0,7196	64,9	0,390	0,373	1,046	—	—	285
18	2, 2, 4-Trójmetylopentan . . . . .	C <sub>8</sub> H <sub>18</sub>	114,224	84,116	15,884	[3,9434]	[5,0980]	[22,40]	0,6956	71,7	0,390	0,373	1,046	0,483	25,40	271,11
19	2, 3, 3-Trójmetylopentan . . . . .	C <sub>8</sub> H <sub>18</sub>	114,224	84,116	15,884	[3,9434]	[5,0980]	[22,40]	0,7297	62,2	0,390	0,373	1,046	—	—	290,22
20	2, 3, 4-Trójmetylopentan . . . . .	C <sub>8</sub> H <sub>18</sub>	114,224	84,116	15,884	[3,9434]	[5,0980]	[22,40]	0,7226	64,1	0,380	0,363	1,047	0,506	—	287,5
21	n-Nonan . . . . .	C <sub>9</sub> H <sub>20</sub>	128,250	84,281	15,719	4,9589	6,4108	20,005	0,7211	64,5	0,400	0,385	1,040	0,517	22,81	322,77
22	n-Dekan . . . . .	C <sub>10</sub> H <sub>22</sub>	142,276	84,414	15,586	5,5994	7,2389	19,655	0,7333	61,3	0,401	0,387	1,036	0,517	21,24	346,27
23	Etylen . . . . .	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	28,052	85,627	14,373	0,9769	1,2629	22,212	0,566	—	0,561	0,290	1,245	—	51,0	9,72
24	Propylen . . . . .	C <sub>3</sub> H <sub>6</sub>	42,078	85,627	14,373	1,4762	1,9084	22,049	—102°C	159,7	0,361	0,314	1,150	0,512	45,49	91,39
25	1-Butylen . . . . .	C <sub>4</sub> H <sub>8</sub>	56,104	85,627	14,373	1,9992	2,5845	21,708	0,6005*	103,9	0,368	0,333	1,105	—62,8°C	42,15	144
26	cis-2-Butylen . . . . .	C <sub>4</sub> H <sub>8</sub>	56,104	85,627	14,373	2,0066	2,5941	21,627	0,6266*	94,1	0,332	0,297	1,118	—	—	155
27	trans-2-Butylen . . . . .	C <sub>4</sub> H <sub>8</sub>	56,104	85,627	14,373	2,0066	2,5941	21,627	0,6094*	100,5	0,362	0,327	1,107	0,535	—	155
28	Izobutylen . . . . .	C <sub>4</sub> H <sub>8</sub>	56,104	85,627	14,373	1,9996	2,5850	21,702	0,5996	104,3	0,372	0,337	1,039	—	39,50	144,72
29	1-Amylen . . . . .	C <sub>5</sub> H <sub>10</sub>	70,130	85,627	14,373	2,4937	3,2238	21,754	0,6455	87,5	0,380	0,352	1,08	0,282	40,52	201,22
30	cis-2-Amylen . . . . .	C <sub>5</sub> H <sub>10</sub>	70,130	85,627	14,373	[2,4211]	[3,130]	[22,40]	0,6603	82,6	0,348	0,320	1,088	—	—	—
31	trans-2-Amylen . . . . .	C <sub>5</sub> H <sub>10</sub>	70,130	85,627	14,373	[2,4211]	[3,130]	[22,40]	0,6526	85,1	0,372	0,344	1,081	—	—	—

# niektórych innych gazów i związków chemicznych

18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37
Ciężar własc.	Temperatura wrzenia 760 mm °C	Ciepło parowania w temp. wrzenia 760 mm Kal/kg	Temperatura topnie- nia 760 mm °C	Ciepło topnienia 760 mm Kal/kg	Lepkość gazu 20 C		Lepkość cieczy 20 C, absolutna g cm <sup>-1</sup> s <sup>-1</sup>	Granice eksplo- zywności w % obj. w mieszaninie z powietrzem		Najniższa temperatu- ra samozapłonu z po- wietrzem °C	Wartość opałowa 25 C						Temperatura spalania °C	Ilość powietrza do całkowitego spalania 1 kg gazu Kg	Liczba oktanowa
					Absolutna centi- poise g cm <sup>-1</sup> s <sup>-1</sup> · 10 <sup>2</sup>	Kinematyczna m <sup>2</sup> s <sup>-1</sup> · 10 <sup>6</sup>		dolna %	górna %		1 kg gazu		1 kg cieczy		1 Nm <sup>3</sup> gazu				
											górna Kal/kg	dolna Kal/kg	górna Kal/kg	dolna Kal/kg	górna Kal/Nm <sup>3</sup>	dolna Kal/Nm <sup>3</sup>			
0,162	-161,49	121,88	-182,47	14,01	0,01035	14,43	—	5,00	15,00	645	13 264	11 954	—	—	9 514	8 574	2050	17,20	110
0,21	-88,65	116,87	-185,22	22,74	0,00855	6,32	—	3,22	12,45	534	12 399	11 351	—	—	16 770	15 352	2110	16,055	104
0,232	-42,07	101,79	-187,61	19,12	0,00752	3,76	—	2,37	9,50	514	12 034	11 080	11 947	10 994	24 415	22 152	2140	15,712	100
0,232	-0,5	92,11	-138,32	19,18	0,00841	3,14	—	1,86	8,41	489	11 838	10 934	11 750	10 845	31 690	29 270	2180	15,42	92
0,232	-11,72	87,57	-159,60	18,68	—	—	—	1,80	8,44	—	11 810	10 905	11 728	10 824	31 554	29 136	2170	15,42	99
0,232	+36,07	85,40	-129,75	27,85	—	—	0,0024	1,40	7,80	476	11 715	10 841	11 625	10 755	39 530	36 581	—	15,29	61,9
—	27,85	80,99	-159,82	17,07	—	—	—	1,32	—	—	11 689	10 815	11 607	10 732	39 329	36 388	—	15,29	90,3
—	9,5	75,39	-16,61	10,78	—	—	—	—	—	—	11 651	10 786	11 577	10 703	[37 516]	[34 731]	—	15,29	—
0,234	68,74	80,50	-95,32	36,14	—	—	0,0033	1,25	6,90	338	11 635	10 780	11 548	10 694	47 700	43 842	—	15,21	26,0
—	49,74	73,77	-99,72	1,61	—	—	—	—	—	—	11 585	10 730	11 507	10 654	[44 553]	[41 265]	—	15,21	93,4
—	57,99	76,54	-128,41	1,28	—	—	—	—	—	—	11 606	10 752	11 525	10 671	[44 634]	[41 349]	—	15,21	94,3
—	60,27	76,90	-153,67	17,40	—	—	—	—	—	—	11 616	10 762	11 532	10 679	[44 672]	[41 388]	—	15,21	73,5
—	63,28	78,43	-117,77	—	—	—	—	—	—	—	11 634	10 769	11 560	10 685	[44 741]	[41 415]	—	15,21	74,3
0,236	98,42	76,46	-90,59	33,53	—	—	—	1,00	6,00	430	11,578	10 739	14 491	10 651	56 129	52 062	—	15,143	0
—	80,87	69,28	-24,96	5,22	—	—	—	—	—	—	11 537	10 698	11 461	10 622	[51 592]	[47 840]	—	15,143	+0,07
0,233	125,66	73,19	-56,80	43,20	—	—	0,0054	0,95	—	—	11 535	10 706	11 448	10 620	64 684	60 036	—	15,094	—
—	109,84	67,33	-112,27	—	—	—	—	—	—	—	11 501	10 682	11 433	10 605	[58 632]	[54 457]	—	15,094	99,9
—	99,24	64,88	-107,36	19,29	—	—	—	—	—	—	11 502	10 674	11 429	10 600	[58 637]	[54 416]	—	15,094	100
—	114,76	68,11	-100,7	—	—	—	—	—	—	—	11 518	10 690	11 440	10 612	[58 718]	[54 497]	—	15,094	99,4
—	113,46	68,38	-109,21	—	—	—	—	—	—	—	11 516	10 687	11 437	10 609	[58 708]	[54 482]	—	15,094	95,9
—	150,8	69,86	-53,6	41,15	—	—	—	0,83	—	—	11 502	10 682	11 415	10 595	73 737	68 480	—	15,052	—
0,230	174,0	66,72	-29,67	48,37	—	—	—	0,67	—	—	11 474	10 662	11 388	10 576	83 059	77 181	—	15,026	—
0,216	-103,71	115,40	-169,15	28,52	0,00933	7,39	—	2,75	28,60	540	12 023	11 273	—	—	15 184	14 237	2300	14,751	81
—	-47,7	104,70	-185,25	17,07	0,00765	4,00	—	2,00	11,10	455	11 693	10 944	11 613	10 863	22 405	20 885	—	14,751	85
—	-6,26	93,38	-185,35	16,40	—	—	—	1,70	9,00	445	11 583	10 833	11 494	10 745	29 936	27 998	—	14,751	80
—	+3,72	99,48	-138,91	31,19	—	—	—	—	—	—	11 553	10 804	11 460	10 709	29 970	28 027	—	14,751	—
—	+0,88	96,95	-105,55	41,59	—	—	—	—	—	—	11 535	10 785	11 442	10 692	29 923	27 977	—	14,751	—
—	-6,9	94,23	-140,35	25,30	—	—	—	—	—	—	11 518	10 768	11 432	10 683	29 770	27 835	—	14,751	87
—	+29,97	82,29	-165,27	16,84	—	—	—	1,60	—	—	11 507	10 757	11 421	10 671	37 096	34 678	—	14,751	77,1
—	37,11	—	—	—	—	—	—	—	—	—	11 485	10 736	—	—	[35 948]	[33 603]	—	14,751	—
—	36,36	—	—	—	—	—	—	—	—	—	11 469	10 720	—	—	[35 898]	[33 553]	—	14,751	—

32	2-Metylo-1-Butylen	C <sub>5</sub> H <sub>10</sub>	70,130	85,627	14,373	[2,4211]	[3,130]	[22,40]	0,6550	84,5	—	—	—	—	—	—	—
33	3-Metylo-1-Butylen	C <sub>5</sub> H <sub>10</sub>	70,130	85,627	14,373	[2,4211]	[3,130]	[22,40]	0,6319	92,2	0,598	0,370	1,176	—	23,91	191,39	
34	2-Metylo-2-Butylen	C <sub>5</sub> H <sub>10</sub>	70,130	85,627	14,373	[2,4211]	[3,130]	[22,40]	0,6669	80,5	—	—	—	0,508	25,34	191,61	
35	1-Heksylen	C <sub>6</sub> H <sub>12</sub>	84,156	85,627	14,373	[2,9054]	[3,7561]	[22,40]	0,6774	77,2	0,360	0,336	1,071	0,493	—	245,5	
36	1-Heptylen	C <sub>7</sub> H <sub>14</sub>	98,182	85,627	14,373	[3,3896]	[4,3820]	[22,40]	0,7006	70,3	—	—	—	0,511	—	—	
37	1-Oktylen	C <sub>8</sub> H <sub>16</sub>	112,208	85,627	14,373	[3,8738]	[5,0080]	[22,40]	0,7197	64,9	—	—	—	0,486	—	304,77	
38	1-Nonylen	C <sub>9</sub> H <sub>18</sub>	126,234	85,627	14,373	[4,5580]	[5,6340]	[22,40]	0,7345	61,0	—	—	—	—	—	—	
39	1-Decylen	C <sub>10</sub> H <sub>20</sub>	140,260	85,627	14,373	[4,8423]	[6,2601]	[22,40]	0,7473	57,7	—	—	—	—	—	—	
40	Benzen	C <sub>6</sub> H <sub>6</sub>	78,108	92,257	7,745	2,7774	3,5906	21,754	0,8857	28,5	0,2404	—	—	0,4076	47,67	288,5	
41	Toluen	C <sub>7</sub> H <sub>8</sub>	92,134	91,248	8,752	3,3079	4,2764	21,545	0,8710	30,8	0,2599	—	—	0,4014	41,61	320,61	
42	0-Ksylen	C <sub>8</sub> H <sub>10</sub>	106,160	90,505	9,495	3,8482	4,9749	21,338	0,8838	28,4	0,295	—	—	0,416	36,90	358,27	
43	m-Ksylen	C <sub>8</sub> H <sub>10</sub>	106,160	90,505	9,495	3,8482	4,9749	21,338	0,8679	31,4	0,282	—	—	0,405	35,82	345,61	
44	p-Ksylen	C <sub>8</sub> H <sub>10</sub>	106,160	90,505	9,495	3,8482	4,9749	21,338	0,8648	32,0	0,278	—	—	0,406	35,07	344,11	
45	Acetylen	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	26,036	92,257	7,745	0,9057	1,1709	22,23	0,615	—	0,3966	0,320	1,239	—	62,04	39,72	
										-80°C							
46	Cyklopentan	C <sub>5</sub> H <sub>10</sub>	70,130	85,627	14,373	[2,4211]	[3,130]	[22,40]	0,7497	57,0	—	—	—	0,452	50,59	242	
47	Metylocyklopentan	C <sub>6</sub> H <sub>12</sub>	84,156	85,627	14,373	3,0216	3,9063	21,544	0,7527	56,5	—	—	—	0,440	—	—	
48	Cykloheksan	C <sub>6</sub> H <sub>12</sub>	84,156	85,627	14,373	2,9228	3,7786	22,272	0,7826	49,1	—	—	—	—	40,45	281,11	
49	Aceton	C <sub>3</sub> H <sub>6</sub> O	58,078	62,037	10,413	[2,0050]	[2,5920]	[22,40]	0,7952	46,3	0,310	—	1,57	0,513	47,06	235	
50	Eter etylowy	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> O	74,120	64,813	13,599	[2,5588]	[3,3080]	[22,40]	0,7183	65,3	0,344	—	—	0,525	42,42	193,88	
51	Fenol	C <sub>6</sub> H <sub>5</sub> OH	94,108	76,571	6,426	[3,2489]	[4,2001]	[22,40]	1,071	—	—	—	—	0,5	—	—	
										+25°C							
52	Alkohol metylowy	CH <sub>3</sub> OH	32,042	57,482	12,583	1,1282	1,4585	21,970	0,7955	—	0,270	0,446	1,203	0,572	78,79	240	
										+43,3°C							
53	Alkohol etylowy	C <sub>2</sub> H <sub>5</sub> OH	46,068	52,140	13,128	1,6222	2,0971	21,970	0,7952	—	0,307	0,368	1,13	0,553	63,12	243	
54	Węgiel	C	12,01	100	0	—	—	—	—	—	0,1648	—	—	—	—	—	
55	Wodór	H <sub>2</sub>	2,016	0	100	0,06952	0,08987	22,43	0,071	—	3,408	2,42	1,41	—	12,80	-239,88	
										-252,72°C							
56	Tlen	O <sub>2</sub>	32,00	0	0	1,1055	1,4292	22,39	1,140	—	0,2188	0,156	1,401	—	49,71	-118,77	
										-182,97°C							
57	Azot	N <sub>2</sub>	28,016	—	—	0,9675	1,2507	22,40	0,808	—	0,2482	0,177	1,404	—	33,50	-147,11	
										-195,77°C							
58	Tlenek węgla	CO	28,010	42,877	—	0,9681	1,2515	22,381	0,801	—	0,2484	0,177	1,404	—	35,00	-139	
										-191,5°C							
59	Dwutlenek węgla	CO <sub>2</sub>	44,010	27,289	—	1,5282	1,9756	22,276	0,96	—	0,1991	0,153	1,30	—	73,07	+31,11	
										-5,8°C							
60	Siarkowodór	H <sub>2</sub> S	34,075	—	5,916	1,1893	1,5375	22,162	0,964	—	0,254	0,192	1,32	—	88,44	+100,38	
										-60,1°C							
61	Dwutlenek siarki	SO <sub>2</sub>	64,060	—	—	2,2354	2,8899	22,166	1,460	—	0,147	0,118	1,24	—	77,76	+157,22	
										-10°C							
62	Woda	H <sub>2</sub> O	18,016	—	11,190	0,6279	0,8117	22,195	1,000	10,0	0,4446	0,332	1,335	1,000	218,33	+374,11	
										+4°C							
63	Powietrze	—	28,966	—	—	1,000	1,2928	22,40	0,856	—	0,241	0,171	1,410	—	37,25	-140,72	
										-194,27°C							

Uwagi dotyczące odnośnych rubryk: a) rubr. 7, 8, 9 — wartości objęte nawiasami [ ] nie są zmierzone, lecz obliczone jak dla gazu doskonałego.

b) rubr. 10 — wartości z gwiazdką \* zmierzone pod ciśnieniem pary nasyconej.

Dodatkowo podaje się ciężar właściwy cieczy:

metan 0,3242 g/cm<sup>3</sup> przy -107°C

etan 0,546 „ przy -88°C

CO<sub>2</sub> 0,805 „ przy +17,2°C, 1,56 w stanie stałym (suchy lód).



uszkodzenia skóry, wywołane działaniem ciał zawartych w ropie naftowej, lecz się jak inne stany zapalne skóry odpowiednimi środkami dermatologicznymi o działaniu przeciwpalnym.

#### Praktyczna organizacja pracy

Wszelkie prace, przy których konieczne jest przebywanie robotników wewnątrz zbiorników, powinny być przed ich wykonaniem dokładnie zaplanowane. Planowanie to powinno być pisemne i musi objąć wszystkie elementy ważne przy powyższych pracach, a więc skład chemiczny paliwa, które wypełniało zbiornik, opróżnienie zbiornika i oczyszczenie go z par węglowodorowych, porę czyszczenia lub remontu, rodzaj prac, jakie mają być wewnątrz wykonane, dobór ludzi do tych prac, dobór dyżurnych i ratowników pozostających na zewnątrz zbiornika, przygotowanie środków ochrony osobniczej i kontrola ich sprawności, przygotowanie środków ratowniczych itd. Zaplanowanie czyszczenia powinno być wykonane w porozumieniu z personelem sanitarnym zakładu pracy, np. lekarzem fabrycznym lub rafineryjnym.

Do samego czyszczenia, zwłaszcza okresowego, jak np. corocznego, winno dobierać się ciepłą porę roku, a w ogóle dni ciepłe i wietrzne dla zwiększenia lotności par trujących i łatwiejszego ich usuwania. W czasie prac przygotowawczych, polegających na manipulacjach przy zbiorniku, zawierającym pełne stężenie par węglowodorowych, należy przestrzec robotników przed nachylaniem się do wnętrza włączów i wdychiwaniem gazów z rur i przewodów, co również odnosi się do prac związanych z pobieraniem prób, mierzeniem poziomu cieczy w zbiorniku, nalewaniem i rozlewaniem płynnych produktów, gdyż już te czynności wywołać mogą zatrucie. Jeżeli to możliwe, wszelkie prace należy wykonywać od zewnątrz, a wewnątrz zbiorników przeprowadzać jedynie te ograniczone czynności, które na zewnątrz absolutnie nie mogą być dokonane. Ze względu na to, że w zamkniętych pomieszczeniach więcej par benzynowych gromadzi się bliżej podłogi, robotnicy nie powinni bez istotnej potrzeby siadać na dnie zbiornika i pochylać się ku dołowi.

Jeżeli chodzi o personel zatrudniony przy tych pracach, to należałoby dobierać stale tych samych ludzi, ze względu na nabyte przez nich doświadczenie i przyzwyczajenie do warunków tych czynności. Z punktu widzenia lekarskiego bezpieczeństwa pracy uważamy za niezbędną przy tego rodzaju pracach obecność następujących 7 ludzi:

- a) 2 robotników do pracy na zmianę we wnętrzu zbiornika,
- b) 2 dyżurnych przy linkach ratowniczych,
- c) dyżurny przy rurze oddechowej,
- d) dyżurny sanitariusz,
- e) kierownik techniczny.

Ludzie ci powinni być obecni przez cały czas czyszczenia. Stan zdrowia robotników pracujących we wnętrzu zbiornika powinien być każdorazowo sprawdzony przez lekarza fabrycznego przed rozpoczęciem pracy.

Po wykonaniu czynności przygotowawczych, polegających na wyparciu gazów z wnętrza zbiornika

i skontrołowaniu jego atmosfery oraz sprawdzeniu sprawności działania potrzebnych przyrządów, jak maski, ubranie ochronne, pasy bezpieczeństwa itd., można przystąpić do właściwych prac. Prace te poprzedza krótka odprawa, odbyta z całą ekipą, przez kierownika technicznego, po czym pierwszy z robotników ubrany w pełny ekwipunek ochronny wchodzi do wnętrza, podczas gdy drugi również w odzieniu zabezpieczającym i pasie ratowniczym jedynie bez maski i rękawic pozostaje w rezerwie na zewnątrz.

Obaj dyżurni linowi zajmują swe miejsca przy włączu, trzymając bez przerwy końce lin ratowniczych, założonych na pętle na przegub dłoni, dla uniemożliwienia upadku ich do wnętrza. Liny ratownicze nie powinny zwisać luźno, ale muszą być tak lekko napięte, aby trzymający je czuli na ich końcu obecność robotnika i jego ruchy, mogli dawać mu sygnały przez pociąganie lin i na odwrót odbierać je od niego oraz zauważyć natychmiast upadek robotnika, znajdującego się w środku zbiornika. Pracujący robotnik musi uważać, aby przy ruchach nie omotał się linami, tylko by one przebiegały stale od niego wprost na zewnątrz nieskrzyżowane. Co kilka minut należy dawać pociąganiem liny umówione sygnały znajdującemu się we wnętrzu, na które tamten winien odpowiadać. Będą to np. pojedyncze pociągnięcia linki, podczas gdy umówionym sygnałem niebezpieczeństwa będzie wielokrotne szarpanie za sznur. W razie takiego sygnału lub zasłabnięcia robotnika dyżurni linowi wyciągają go natychmiast na zewnątrz.

Należy przyjąć za zasadę, że we wnętrzu zbiornika może znajdować się zawsze jeden tylko człowiek, a nigdy więcej z uwagi na możliwość poplątania linek ratowniczych i przewodów oddechowych w razie potrzeby wyciągnięcia jednego z robotników w chwili jego omdlenia, nie mówiąc już o ewentualnej konieczności równoczesnego wyciągnięcia obydwu. Każdy z robotników powinien pracować we wnętrzu nie dłużej nad 15 minut, ponieważ oddychanie aparatem doprowadzającym powietrze od zewnątrz, zwłaszcza przy wysiłku fizycznym, jest dość uciążliwe. Po upływie tego czasu pierwszy robotnik wychodzi na zewnątrz i odpoczywa bez maski przez następne 15 minut, podczas gdy drugi w innej masce udaje się do wnętrza. Pozostający na zewnątrz stanowi równocześnie pewnego rodzaju rezerwę zabezpieczającą przy ewentualnej niemożności wyciągnięcia drugiego robotnika z wnętrza zbiornika.

Dyżurny przy rurze oddechowej, stojący na ziemi przy cysternie, musi trzymać bez przerwy w rękach w czystym powietrzu koniec tejże rury, aby nie wpadł on w piasek, nie przycisnął się do ziemi itp., co przerwałoby dopływ powietrza. W razie wyciągnięcia robotnika z wnętrza, trzymający rurę oddala się od zbiornika, pociągając ze sobą przewód oddechowy, dla uniknięcia poplątania względnie zawężenia się rury. W razie użycia aparatu podającego pod ciśnieniem powietrze do wnętrza hełmu, osobny robotnik musi pracować przy pompie sprężającej.

Kierownik techniczny dozoruje prawidłowego przeprowadzania prac, udziela wskazówek i poleceń,

odmierza czas pracy itd. Nie powinien on również odchodzić od miejsca pracy przez cały czas jej wykonywania.

Sanitariusz zaopatrzonego w aparat tlenowy i zestaw ratowniczy dyżuruje również bez przerwy przy zbiorniku. Do jego obowiązków należy zakładanie i zdejmowanie robotnikom aparatów zabezpieczających drogi oddechowe oraz kontrola ich sprawności. W razie zaśląbnienia któregoś z pracowników, natychmiast po wydobyciu go na zewnątrz, oswabada on go z pomocą innych z maski i odzieży ochronnej, umieszcza w odpowiednim miejscu i przystępuje bezzwłocznie do akcji ratowniczej. Również winien on dopilnować, aby robotnicy po zakończeniu pracy wzięli pełną, ciepłą kąpiel i wymyli ciało mydłem.

Po zakończeniu robót robotnicy zdejmują odzież i aparaty ochronne, które czyści się i oddaje do odpowiedniej konserwacji i przechowania. Robotnicy, którzy ukończyli pracę wewnątrz zbiorników, powinni mieć zapewniony odpowiednio długi okres czasu dla należytego wypoczynku.

### 3. Przepisy ochronne

W sprawach związanych z bezpieczeństwem w rozważanym zakresie pracy stosowano się początkowo do odpowiednich zarządzeń lokalnych i centralnych władz przemysłu naftowego, korzystając później ze zbiorowego zarządzenia o ogólnych przepisach, dotyczących bezpieczeństwa i higieny pracy z dnia 6. XI. 1946 r., ogłoszonego w Dzienniku Ustaw R.P. nr 62, poz. 344, z dnia 25. XI. 1946 r. i nr 45, poz. 240, z dnia 20. VI. 1947 r. Dnia 1. XII. 1946 r. Wyższy Urząd Górniczy w Krakowie wydał „Przepisy prawidłowego i bezpiecznego prowadzenia ruchu kopalń i zakładów naftowych i gazów ziemnych”.

Nie zamierzamy na tym miejscu przeprowadzać szczegółowej krytyki wszystkich przytoczonych powyżej przepisów, ani omawiać ich dobrych czy złych stron. Podkreślić jednak należy korzystną ewolucję tychże przepisów i rozporządzeń, które stają się, porównyując ostatnie zarządzenia z początkowymi, coraz bardziej rzeczowe i dokładniejsze. Z lekarskiego jednak punktu widzenia wydaje się, że przepisy te powinny być bardziej szczegółowe, powinny wnikać głębiej w istotę samego zagadnienia, określać obszerniej, jaśniej i dokładniej pewne sprawy celem uniknięcia niejasności i dwuznaczności. O ile bowiem „Ogólne przepisy bezpieczeństwa i higieny pracy” mogą jako zalecenia ramowe pozwolić sobie na uogólnienie, gdyż nakreślają tylko pewne wytyczne postępowania, o tyle — naszym zdaniem — nie powinno to mieć miejsca w przepisach specjalnych, jakimi są „Przepisy prawidłowego i bezpiecznego prowadzenia ruchu kopalń i zakładów naftowych i gazów ziemnych”, które mają znacznie mniejszy zakres i konkretyzują ogólne wskazówki ściśle do potrzeb własnych. Powinny one — naszym zdaniem — zostawiać mniej swobody interpretacyjnej, gdyż w razie wypadku chodzi z jednej strony o życie ludzkie, a z drugiej strony zarządzający zakładami pracy i kierownicy techniczni odpowiedzialni za bezpie-

czne prowadzenie czynności wewnątrz zbiorników narazić się mogą na pełne konsekwencje postępowania karnego, roszczenia cywilne, nie wspominając już o momentach etycznie-moralnych.

Wykroczenia tego rodzaju podpadają pod art. 230 Kodeksu Karnego w razie spowodowania śmierci lub pod art. 235, 236 lub 237 k. k. w razie spowodowania uszkodzenia ciała w zależności od jego stopnia. Dalej przewinienia te podpadają pod art. 33, 34 i 37 prawa o wykroczeniach a głównie pod art. 36 i 39 tegoż prawa, które traktują o niewłaściwym użytkowaniu urządzeń i o nieostrożnym obchodzeniu się z materiałami łatwopalnymi, co wywołać może stan niebezpieczny dla życia lub zdrowia ludzkiego. Sam poszkodowany lub jego rodzina może wnieść dalej roszczenia na drodze cywilnej z żądaniem jednorazowego odszkodowania lub stałej renty, co w razie skazania jest znacznym obciążeniem materialnym dla zasądzonego.

Z powyższego wynika dobitnie paląca potrzeba opracowania wyczerpujących i szczegółowych przepisów bezpieczeństwa tej dziedziny pracy przemysłu naftowego.

### 4. Wnioski

1. Czyszczenie zbiorników po paliwach płynnych jest ze względu na możliwość zatrucia czynnością wysoce niebezpieczną.

2. Zapobiec zatruciom może świadome i celowe użycie ustalonych środków ochronnych, przeprowadzone z całą starannością w każdym wypadku.

3. Mimo przeprowadzonych przed pracami zabiegów, usuwających ze zbiornika pary produktów naftowych, pamiętać należy, że zawsze jeszcze znajduje się w nim pewna ilość par, mogących wywołać wybuch lub zatrucie i nie należy zaniedbywać żadnych środków ostrożności.

4. Robotnicy należący do grupy pracujących wewnątrz zbiorników winni być poddani kontroli lekarskiej, która odrzuci nie nadających się do tego celu. Należy wśród nich prowadzić akcję szkoleniowo-uświadamiającą, która by ich zapoznała z groźnymi im niebezpieczeństwami.

5. Każda praca wewnątrz zbiornika powinna być przed jej rozpoczęciem szczegółowo zaplanowana przy uwzględnieniu wszelkich czynników, wpływających na bezpieczeństwo tej pracy.

6. W razie zaistnienia wypadku przy pracy w zbiornikach, będącego wynikiem niezastosowania odpowiednich środków ostrożności, pełną odpowiedzialność prawną ze wszystkimi jej następstwami ponosi kierownik zakładu pracy lub osoba, której dozór nad tymi czynnościami poruczono.

7. Obecnie obowiązujące przy czyszczeniu zbiorników przepisy są niewystarczające i należy je rozszerzyć i poprawić.

### LITERATURA

1. Awierkiew przyt. wg Letawiet (l. c.).
2. Bonsib R. S.: Safeguarding Petroleum Refineries and their Workers. Industrial Safety Survey, 19, nr 2.
3. Flury F. i Zangger H.: Lehrbuch der Toxikologie. Berlin, 1928.
4. Flury F. i Zernik F.: Schädliche Gase. Berlin, 1931.



5. Fritzmann i Maciulewicz przyt. wg Flury, Zernik (l. c.).

6. Instrukcja o przechowywaniu i posługiwaniu się płynem etylowym W-20 i etylizowaną benzyną samochodową. Wojsk. Inst. Nauk. Wyd. 1947.

7. Iwanow przyt. wg Letawiet (l. c.).

8. Kaufmann C.: Handbuch der Unfallmedizin, t. 2, Stuttgart, 1925.

9. Kilian przyt. wg Flury, Zernik (l. c.).

10. Koelsch F.: Handbuch der Berufskrankheiten. Jena, 1935, t. 1 i 2.

11. Kowalow A. E.: Elementarna technika bezpieki w naftowych promysłach. Charków-Moskwa, 1940.

12. König F. i Magnus G.: Handbuch der gesamten Unfallheilkunde. Stuttgart, 1932, t. 1.

13. Lehmann-Hess przyt. wg Flury, Zernik (l. c.).

14. Letawiet A. A. i in.: Kurs higieny truda. Moskwa, 1946.

15. Lewin L.: Gifte und Vergiftungen. Berlin, 1929 r.

16. Ogólne przepisy bezpieczeństwa i higieny pracy. Warszawa, 1947.

17. Przepisy prawidłowego i bezpiecznego prowadzenia ruchu kopalń i zakładów naftowych i gazów ziemnych. Kraków, 1946.

18. Reuter F., Lieb H. i Weyrich G.: Gifte und Vergiftungen in der gerichtlichen Medizin. Berlin-Wien, 1938.

19. Schilling-Siengalewicz S.: Toksykologia. Poznań, 1947.

20. Speransow N. N.: Goriuczeje i smazocznyje masła. Moskwa, 1947.

Mgr Inż. Bronisław Fleszar

Instytut Naftowy

## Stanowisko Europy w światowym przemyśle naftowym

Dokończenie

### Francja

Niewielkie wydobywanie ropy we Francji (tabl. 10) ma miejsce w trzech okręgach, w Alzacji (Pechelbronn) oraz w depart. Herault (Gabian) i Haute Garonne (St. Marcet).

W Pechelbronn, gdzie stosuje się od bardzo dawnych czasów odbudowę górniczą w eksploatacji ropy, jeszcze w r. 1498 znana była kopana studzienka naftowa, a w r. 1765 było już wybitych

#### Wydobywanie ropy na poszczególnych polach naftowych we Francji

1939—1948

w tonach

Tabl. 10

Rok	Pechelbronn	Gabian	St. Marcet	Razem
1939	69 559	421	—	69 980
1940	51 000	418	—	51 418
1941	59 108	367	—	59 475
1942	65 998	342	—	66 340
1943	67 317	280	520	68 117
1944	58 724	232	940	59 896
1945	26 715	163	740	27 618
1946	32 443	142	131	32 716
1947	48 241	151	728	49 120
1948	48 955	—	1 738	50 693
Odpocz.	2 712 876	26 415	6 438	2 745 729

blisko 500 mb. chodników podziemnych. Od r. 1785 wydobywanie wzrosło tutaj przez pogłębienie szybów z 25 do 50 m. Nowoczesne metody górnicze zastosowano w Pechelbronn w r. 1916, w którym wydobywanie ropy z odbudowy górniczej wynosiło 41,6% a w r. 1943 — 35,9%, pozostałe ilości wydobywano za pomocą odwiertów. W r. 1939 długość chodników podziemnych wynosiła ok. 300 km. Zniszczony w czasie wojny przemysł naftowy w Pechelbronn został w r. 1946 całkowicie odbudowany.

Odkryta w r. 1924 ropa naftowa w Gabian nie posiada prawie żadnego znaczenia, natomiast więcej interesujące są struktury geologiczne na przedgórzu Pirenejów, w basenie Akwitańskim. Wiercenia rozpoczęto tutaj w r. 1937, a w r. 1939 nawiercono znaczne pole gazowe w St. Marcet, gdzie wydobywa się również nieznaczne ilości

ropy. W roku 1948 znaleziono w tym zagłębiu naftę także na strukturze Garlin. Obecność wielu struktur w tym zagłębiu (Aurignac, Plagne, Richou, Puymaurin, Audignon, Bastennes, Garlin, St. Marcet, Antin i inne), o budowie sprzyjającej akumulacji ropy i gazów (diapiry), daje duże szanse na odkrycie tutaj większych złóż ropy.

Z końcem r. 1948 było we Francji w eksploatacji ropy 667 odwiertów (697 w r. 1947 i 616 w r. 1946), w tym 656 w Pechelbronn, 2 w St. Marcet i 9 w Gabian. Ropa znajduje się w dolomitach jury (St. Marcet), dolnego triasu (Gabian) i w piaskowcach oligocenskich (Pechelbronn). Głębokość horyzontów ropnych wynosi w Pechelbronn 30—900 m (oligocen-mezozoikum), 1500—1800 m w St. Marcet i 135 m w Gabian.

Znacznie poważniejsze znaczenie w obecnych warunkach ma dla przemysłu naftowego Francji wydobywanie gazu ziemnego w St. Marcet, zapoczątkowane w r. 1942. Wydobywanie to stale wzrasta (tabl. 11), a przez wybudowanie nowoczesnej

#### Wydobywanie gazu ziemnego w południowej Francji

1942—1948

Tabl. 11

Rok	Tys. m <sup>3</sup>	Rok	Tys. m <sup>3</sup>
1942	9 000	1946	109 900
1943	46 300	1947	147 200
1944	65 500	1948	175 500
1945	85 000	Od początku	638 400

gazolinarni w Bousens, o zdolności przerobczej 1 200 000 m<sup>3</sup> gazu dziennie przy 60 atm. ciśnienia, produkuje się z gazu znaczne ilości mieszanki gazolinowej, którą poddaje się następnie stabilizacji. W r. 1947 wytwórczość gazoliny stabilizowanej wynosiła 9346 ton, a propanu i butanu 1140 ton. Gazy z St. Marcet zawierają 93% metanu, 3,6% etanu, 1,9% propanu, 1% butanu oraz 0,5% pentanu i wyższych węglowodorów.

Gaz odgazolinowany używany jest do celów przemysłowych, miejskich i do napędu pojazdów mechanicznych. Do jego transportu wybudowany został gazociąg do Tuluzji i następnie do Bordeaux.

Dowiercono we Francji w 1948 r. ogółem 65 otwory, w tym 14 ropnych (13 w Pechelbronn), 1 gazowy i 48 suchych. W roku 1947 dowiercono 54 otwory, identyczną ilość w r. 1946, a 17 w r. 1945. Poważny procent dowierceń należy do wierceń poszukiwawczych — w r. 1948 — 43 (3 ropne, 40 suchych), w r. 1947 — 7 (1 ropny i 6 suchych), a w r. 1946 — 9 odwiertów suchych. Uwiercone metry wynoszą: w r. 1948 — 71582 m (w tym 51283 w otworach poszukiwawczych), w r. 1947 — 44056 m (17839 m poszuk.), w r. 1946 — 58238 m (12149 m poszuk.).

Działalność poszukiwawcza ogniskuje się — poza rejonem alzackim — w rejonie akwitańskim i langwedockim na południu Francji.

Najgłębszy otwór we Francji, został odwiercony w Puymaurin, o głębokości 4044 m. Z końcem roku 1948 było czynnych we Francji 15 żurawi rotacyjnych.

Przed wojną było czynnych we Francji 15 rafinerij ropy o zdolności przerobczej 8,1 miliona ton. W czasie wojny zostały one w przeważającej części zniszczone, tak że w r. 1945 zdolność przerobcza rafinerij francuskich wynosiła zaledwie 1,8 mil. ton. Z końcem 1948 r. istniejących 14 rafinerij posiadało zdolność przerobczą 20 tys. ton dziennie i 7,2 tys. ton dz. na urządzeniach krakingowych.

### Niemcy

Odkryte dotychczas złoża naftowe w Niemczech znajdują się głównie w północno-zachodniej części kraju, zgrupowane w 3 prowincjach naftowych — Szlezwig-Holsztyn-Hamburg, Hannover i Emsland. Poza tym nieznaczne wydobywanie ropy istnieje w Badenii (ok. 500 ton mies.) i w Bawarii (Tegernsee) — 1 tonę miesięcznie.

Najstarsze pola naftowe znajdują się w rejonie Hannoveru, gdzie w Nienhagen i Wietze wydobywano nieznaczne ilości ropy jeszcze w r. 1870, mimo że wydobywanie ropy o przemysłowym znaczeniu datuje się tu dopiero od r. 1880. Pionierski otwór we Wietze wiercony był w r. 1858. Złoża ropy w Hannoverze są obecnie przeważnie bliskie wyczerpania.

Z końcem 1938 r. było w Niemczech półn.-zachodnich 14 pól naftowych w eksploatacji ropy i jedno pole gazowe, a w Badenii 2 małe pola. Do końca roku 1948 liczba pól naftowych w Niemczech wzrosła do cyfry 32, z czego 29 w północno-zachodnich okręgach, 2 pola w Badenii i jedno w Bawarii. Ponadto pole Bentheim, odkryte w r. 1938 blisko granicy holenderskiej, eksploatuje wyłącznie gaz z dolomitów cechsztynu, z głęb. 1600—1700 m. Wydobywanie gazu na tym polu spada jednakże od roku 1946. Podczas gdy wydobywanie w r. 1946 wynosiło 106 mil. m<sup>3</sup>, w r. 1947 już tylko niespełna 72 mil. m<sup>3</sup>, a w roku 1948 — niewiele ponad 60 mil. m<sup>3</sup> (tabl. 12).

W ostatnim 10-leciu do ważniejszych wydarzeń należało odkrycie w r. 1942 ropy w okręgu Emsland, przy czym najwydajniejsze pola znajdują się koło granicy holenderskiej (Lingen — 1942, Georgsdorf i Emlichheim — 1944 i Adorf — 1946). Pola w tym okręgu wydały w r. 1948 — 26% wy-

### Wydobycie gazu ziemnego w Niemczech 1947—1948

Tabl. 12

	1947	1948
	t y s i ą c e m <sup>3</sup>	
Pole gazowe Bentheim . .	71621	60391
Pole naftowe Reitbrook . .	1973	2479
Pole naftowe Steimbke . .	1197	1177
Pole naftowe Nienhagen . .	993	1102
Pole naftowe Wesendorf . .	549	792
Pole naftowe Heide . . .	701	741
Inne pola naftowe . . .	710	493
Razem . . .	77744	67175

dobycia ropy niemieckiej, a wydobywanie ich zwiększyło się w tym roku o 49% w stosunku do r. 1947.

Największym polem naftowym w Niemczech jest pole Nienhagen, którego maksimum wydobywania przypada dopiero na rok 1938 (358194 ton), mimo że znane jest od roku 1860.

Wydobywanie w roku 1948 tego pola wynosiło blisko 20% wydobywania ropy w Niemczech, a dotychczasowe wydobywanie wynosi prawie 4½ mil. ton ropy czyli jedną trzecią całego wydobywania Niemiec (tabl. 13). Cztery pola naftowe Niemiec — Nienhagen, Wietze, Heide i Reitbrook — wydały dotychczas 70% całego wydobywania Niemiec. Wietze maksimum wydobywania ropy posiadało w r. 1908 (110535 ton), a Reitbrook (odkryte w 1937 r.) — w r. 1940 (342935 ton).

Z początkiem wojny rozbudowane zostały pola Reitbrook (koło Hamburga) i Heide (w Holsztynie), zwłaszcza pierwsze. W wyniku tego wydobywanie ropy w Niemczech osiągnęło w r. 1940 maksymalną w swej historii cyfrę 1046 tysięcy ton. Jednakże już w następnym roku wydobywanie spadło o 10%, a dalszy jego spadek spowodowany załamaniem się Niemiec skutkiem przegranej wojny doprowadził do tego, że ilość wydobytej w r. 1945 ropy wynosiła niewiele więcej niż połowę tej ilości, jaką wydobyto w r. 1940. Obecnie wydobywanie ropy dźwiga się powoli i osiągnęło w r. 1948 poziom z r. 1939 oraz powiększyło się w stosunku do roku 1947 o 11,5% (tabl. 14).

Ciekawy rys, odnośnie rozwoju niemieckiego przemysłu naftowego, stanowi fakt, że mimo istnienia tego przemysłu od 80 lat, w ostatnim 10-leciu wydobyto prawie 54% całego dotychczasowego wydobywania ropy w Niemczech. Inny i ciekawy przyczynek do historii niemieckiego przemysłu naftowego polega na tym, że w Heide odwiercono 20 otworów pustych zanim 21-szy odkrył ropę.

Złoża ropy w okręgach Hannover i Szlezwig-Holsztyn-Hamburg związane są z występowaniem w tych rejonach wysadów solnych, których znana dotychczas liczba wynosiła ok. 250. Złoża ropne znajdują się przeważnie na skrzydłach struktur solnych, a tylko nieznaczna ich ilość (Reitbrook) znajduje się na szczycie wysadów. Wiek złóż ropnych w tych rejonach należy do górnej i środkowej jury oraz kredy (kop. Wesendorf o najgłębszych w Niemczech horyzontach ropnych — 1650 m — należy do dolnego liasu, a kop. Heide do cechsztynu i „rotliegendes“). W okręgu hannowerskim jedynie pole Steimbke eksploatuje złoża ropne wykształcone

## Wydobycie ropy na poszczególnych polach naftowych Niemiec

1944—1948

w t o n a c h

Tabl. 15

Prowincje naftowe Pola naftowe	1944	1945	1946	1947	1948	Od początku
<b>Szlezwig-Holsztyn-Hamburg</b>						
Heide . . . . .	125 817	90 596	74 364	56 114	51 311	1 223 223
Reitbrook . . . . .	35 919	34 444	34 272	34 591	38 904	1 161 161
Meckelfeld . . . . .	4 531	2 326	2 661	1 940	2 146	45 617
Sottorf . . . . .	99	—	—	—	—	—
<b>Razem . . . . .</b>	<b>166 366</b>	<b>127 366</b>	<b>111 297</b>	<b>92 645</b>	<b>92 361</b>	<b>2 430 001</b>
<b>Hannover</b>						
Nienhagen-Haenigsen . . . . .	231 473	166 911	167 462	134 503	125 896	4 460 318
Wesendorf . . . . .	34 273	51 418	45 706	44 586	50 918	233 090
Fuhrberg-Hambuehren . . . . .	60 695	33 866	51 078	42 437	48 316	379 522
Steimbke-Rodewald . . . . .	55 533	23 572	46 007	41 474	42 049	429 715
Wietze . . . . .	32 720	19 931	22 359	21 327	23 328	2 349 635
Hohenassel . . . . .	15 009	31 534	48 642	19 941	19 033	138 854
Thoeren . . . . .	22 598	16 039	19 212	17 225	17 417	130 202
Eicklingen-Wienhausen . . . . .	18 541	13 530	14 301	13 535	13 201	237 523
Hademstorf . . . . .	10 134	4 103	6 704	5 684	9 530	41 470
Oberg . . . . .	12 326	8 265	9 494	5 654	5 749	314 600
Moelme . . . . .	14 333	7 766	7 158	4 929	4 790	135 708
Etzel . . . . .	3 137	1 821	4 719	4 172	4 438	21 164
Broistedt . . . . .	2 570	1 614	2 547	2 862	4 112	27 170
Eddesse-Oelheim . . . . .	4 064	2 960	3 011	2 643	2 378	232 590
Gifhorn . . . . .	—	—	2 129	1 530	1 321	39 911
Ehra . . . . .	3 421	1 898	571	647	619	9 195
Calberlah . . . . .	—	—	557	395	452	1 716
Eilte . . . . .	—	—	—	86	247	333
Stemmerberg . . . . .	—	—	—	—	103	103
<b>Razem . . . . .</b>	<b>518 677</b>	<b>385 233</b>	<b>451 657</b>	<b>363 630</b>	<b>373 897</b>	<b>9 182 819</b>
<b>Emsland</b>						
Lingen . . . . .	19 668	16 255	40 709	37 901	48 311	168 740
Emlichheim . . . . .	3 959	5 141	24 122	51 996	65 628	151 294
Georgsdorf . . . . .	3 056	9 269	14 897	24 170	53 733	105 334
Adorf . . . . .	—	—	—	—	2 189	2 189
<b>Razem . . . . .</b>	<b>26 683</b>	<b>30 665</b>	<b>79 728</b>	<b>114 067</b>	<b>169 861</b>	<b>427 557</b>
<b>Baden</b>						
Forst-Weiher . . . . .	—	—	—	6 275	4 008	74 503
Weingarten . . . . .	—	—	—	—	2 105	35 807
<b>Razem . . . . .</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>6 275</b>	<b>6 113</b>	<b>110 310</b>
<b>Bawaria</b>						
Tegernsee . . . . .	—	—	—	—	10	10
<b>Inne (Sottorf, Volkenroda i i.) . . . . .</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>1 114 143</b>
<b>O g ó ł e m . . . . .</b>	<b>711 726</b>	<b>543 264</b>	<b>642 682</b>	<b>576 617</b>	<b>642 872</b>	<b>13 264 840</b>

w formie antyklin. Z ogólnie dotychczas wyeksploatowanej ropy w tych rejonach 94% pochodzi ze złóż związanych ze strukturami wysadów solnych.

Inny geologicznie typ stanowią złoża naftowe w Emsland, wykształcone w formy antyklinalne, wieku dolno kredowego. Złoża antyklinalne są wydajniejsze od złóż struktur związanych z wysadami solnymi.

Z końcem r. 1948 było w Niemczech 1583 odwiertów w eksploatacji ropy (w r. 1947 — 1618 odwiertów), w tym 114 samoczynnych, reszta w pompowaniu. Według podziału na prowincje naftowe,

Wydobycie ropy naftowej w Niemczech  
1939—1948

Tabl. 14

Rok	Tony	Rok	Tony	Rok	Tony
1939	642	1943	711	1947	577
1940	1046	1944	712	1948	643
1941	901	1945	543	Od pocz.	13265
1942	733	1946	643		

1171 odwiertów eksploatacyjnych znajduje się w okręgu Hannover, 175 w okręgu Szlezwig-Holsztyn-Hamburg, 124 w Emsland i 113 w Baden. Poza tym we Wietze stosuje się w eksploatacji ropy odbudowę górniczą. Głębokość horyzontów wynosi od 50 m (Calberlah) do 1350 m (Etzel).

Stwierdzone zasoby naftowe Niemiec oceniane były z końcem 1948 r. na 6435 tysięcy ton, inne źródła zwiększają tę cyfrę na 12—15 mil. ton, w tym 9—12 mil. ton w Emsland.

Dowiercono w 1948 r. 187 odwiertów (100 ropnych i 87 pustych) oraz uwiercono w nich 166844 m. W r. 1947 dowiercono otworów było 114 (63 ropne, 1 gazowy i 50 suchych), a w r. 1946 — 110 otworów. Uwiercono w nich w r. 1947 — 88683 m, a w r. 1946 — 79676 m. Najgłębszym otworem w Niemczech był wiercony w r. 1938 „Holstein 4“, doprowadzony do głęb. 3878 m.

W podanych wyżej liczbach znajduje się dowierconych w r. 1948 — 41 otworów poszukiwawczych

(1 ropny i 40 suchych), z uwierconymi w nich 52641 m, a w r. 1946 — 13 suchych otworów poszukiwawczych (48238 m). Z wierconych w latach 1930—1948 ponad 1100 otworów poszukiwawczych tylko 24 dały wyniki pozytywne.

W roku 1948 prowadzono energiczne badania geologiczne i geofizyczne w południowych Niemczech, gdzie na przedgórzu Alp i Bawarii spodziewane są większe odkrycia złóż ropy naftowej. Prowadzone były również liczne wiercenia wzdłuż rowu tektonicznego doliny Renu, jednakże widoki na odkrycie ropy w tym rejonie są słabe.

Należy na tym miejscu wspomnieć o ciekawej kopalni ropy w Volkenroda w Turynii, gdzie płytkie wiercenia w chodnikach podziemnej kopalni soli potasowych uzyskały w głęb. 60 m poniżej pokładów soli w cechszynie (głęb. od powierzchni 1050—1100 m) duże gazy i ropę (51000 ton w r. 1931). Poza tym w Turynii eksploatuje się gazy ziemne w Forstberg (3 otwory) i koło Langensalza (2 otwory) o potencjalnej wydajności 40000 względnie 10000 m<sup>3</sup> na 1 odwiert.

Przemysł rafineryjny, zniszczony bardzo silnie w czasie wojny, zwiększa obecnie stale swą zdolność i ilość przeróbki. Z końcem roku 1948 były czynne 22 rafinerie ropy (głównie koło Hamburga) o zdolności przerobczej 5600 ton dziennie i 1400 ton dziennie na 3-ch urządzeniach krakingowych. Importuje się pewną ilość ropy surowej ze Stanów Zjednoczonych, Wenezueli i Arabii Saudyjskiej.

W czasie wojny był również silnie rozwinięty syntetyczny przemysł paliw płynnych (z węgla). Podczas gdy w r. 1939 wyprodukowano tą metodą 1392 tysiące ton paliw płynnych (w tym 783 tys. ton benzyny), w roku 1944 cyfra ta wynosiła 6049 tys. ton (4125 tys. ton benzyny).

Ponadto w Wirtembergii jest w ruchu przemysł wytwórczy oleju łupkowego (z łupków bitumicznych). W r. 1947 wyprodukowano 4400 ton tego oleju.

### Holandia

Badania geofizyczne w Holandii prowadzono już po pierwszej wojnie światowej. W r. 1943 została odkryta ropa na polu Schoonebeek (koło Coevorden), obok granicy niemieckiej. Odwiercono tutaj za okupacji niemieckiej 3 otwory, przy czym otwór S. 2 dawał w r. 1943 zaledwie 800 kg/dz. ciężkiej ropy. Dopiero w r. 1944 otwór nr 3 otrzymał samoczynnie 16 ton dziennie ropy. Rozwój pola datuje się jednak dopiero od chwili zakończenia wojny (tabl. 15). Wydobyte wzrastało szybko

Wydobyte ropy naftowej w Holandii  
1939—1948 Tabl. 15

Rok	Tony	Rok	Tony	Rok	Tony
1944	2000	1946	62 203	1948	495 539
1945	5851	1947	212 693	Od pocz.	778 286

i z końcem r. 1948 pole Schoonebeek było największym polem naftowym w Europie zachodniej. Wydobyte poszczególnych odwiertów waha się od 30 do 90 ton dziennie, postępując w kierunku

wschodnim. Z końcem r. 1948 wydobyte miesięczne ropy wynosiło 50 tysięcy ton.

Ropa jest ciężka, wysoko parafinowa, wieku dolno-kredowego, głębokość horyzontów ropnych wynosi 750—800 m. W r. 1947 pokazała się w ropie pierwszy raz woda okalająca. Z końcem r. 1948 było 77 odwiertów w eksploatacji ropy (w tym jeden samoczynny), z końcem 1947 r. 31, a z końcem 1946 r. — 20 odwiertów (1 samoczynny).

Dowiercono w r. 1948 — 41 otworów (40 ropnych i 1 suchy), w r. 1947 — 17 (15 ropnych i 2 suche), a w r. 1946 — 20 otworów. Uwiercono w r. 1948 — 36186 m, w r. 1947 — 17344 m.

W r. 1947 prowadzono głębokie wiercenie poszukiwawcze w Delft, w zachodniej Holandii, do głęb. 540 m, bez wyniku. Ostatnio dowiercono w Dalen (koło Schoonebeek) piaskowce roponośne w głęb. 366 m, a 3 km na zachód od Coevorden w najgłębszym otworze Holandii (2785 m) gazy ziemne o wysokim ciśnieniu w formacji permskiej. Z końcem 1948 r. było czynnych w Holandii 6 żurawi rotary.

Zasoby ropne Holandii oceniono z końcem 1948 r. na przeszło 7 mil. ton. Rafineria ropy w Pernis posiadała z końcem 1948 r. zdolność przerobczą 1000 ton dziennie i 2200 ton dz. na urządzeniu krakingowym.

### Wielka Brytania

Ślady ropy w Anglii znane były jeszcze w roku 1637. Poważniejsze prace poszukiwawcze rozpoczęto w r. 1918. W r. 1919 nawiercono w Hardstoft małą ropę (niecałą tonę dziennie), a w r. 1939 znaczniejsze wydobyte uzyskano w Eakring-Dake's Wood. W tym samym roku odkryto w Formby płytką ropę w triasie (kaiper) w głęb. 25—100 m. W r. 1941 odkryto nowe pole Kelham Hills, a w r. 1945 Caunton — oba w sąsiedztwie pola Eakring. W Szkocji istnieje niewielkie pole naftowe Dalkeith (dolny karbon).

Ropa pola Eakring i sąsiednich pól pochodzi z górnego karbonu o strukturze złóż formy płaskich kopuł. Głębokość horyzontów ropnych (z wyjątkiem pola Formby) wynosi 520—800 m.

Wydobyte ropy z braku nowych odkryć ciągle spada i w r. 1948 wynosiło zaledwie 38,6% maksymalnego wydobywania w r. 1945 (tabl. 16). Ilość odwiertów eksploatacyjnych wynosiła z końcem 1948 r. — 242 (2 samoczynne), w r. 1947 — 244, w r. 1946 — 33.

Dowiercono ogółem w r. 1947 — 12 otworów, w tym 5 ropnych i 7 suchych. W r. 1946 dowiercono 11 otworów, w tym 4 ropne i 7 suchych. Z końcem r. 1948 znajdowało się w ruchu 9 żurawi rotary.

Działalność poszukiwawcza jest stosunkowo duża. W Eskale (Yorkshire) dowiercono w głęb. 1537 m duże złożę gazu ziemnego w warstwach permskich, dotychczas nie eksploatowane. W r. 1948 ukończono 8 odwiertów poszukiwawczych przy 6522 uwierconych metrach. W r. 1947 dowiercono 2 otwory (878 m), a w r. 1946 — 6 otworów (6725 m). W żadnym z tych odwiertów nie otrzymano pozytywnych rezultatów. Największą głębokość uzyskał odwiert Formby 1, zastanowiony

Wydobycie ropy na poszczególnych polach naftowych w Wielkiej Brytanii  
1939—1948  
w t o n a c h

Tabl. 16

Rok	Hardstoft	Formby	Nocton	Eakring-Du- ke's Wood	Caunton	Kelham Hills	Dalkeith (Szkocja)	Razem
1939	214	679	—	2252	—	—	187	3332
1940	282	1552	—	14855	—	—	184	16873
1941	190	1084	—	28025	—	693	177	30169
1942	193	1082	—	59443	—	20580	174	81472
1943	137	951	22	80632	2028	28940	163	112923
1944	169	831	22	66663	5711	21274	158	94728
1945	50	568	—	50654	4678	15592	164	71706
1946	—	383	—	38441	4288	12275	166	55553
1947	—	364	—	33962	2695	10243	176	47440
1948	—	296	—	32749	1617	8760	162	43584
Od pocz.	1235	7790	44	407726	21017	118357	2391	558560

w r. 1948 w głęb. 2341 m. Wiercenia poszukiwawcze prowadzi się głównie w południowej, a w mniejszej mierze w środkowej Anglii.

Przemysł rafineryjny posiadał z końcem 1948 r. 16 czynnych rafinerij o zdolności przerobczej 20700 ton dz. i 2400 ton dz. na urządzeniach krakingowych. Żywe zainteresowanie budzi w tym przemyśle wytwórczość chemikaliów z nafty.

W Szkocji jest silnie rozwinięty przemysł przeróbki łupków bitumicznych.

### Inne kraje Europy

Poza wyżej opisanymi, żaden z pozostałych krajów europejskich nie posiada wydobywania ropy naftowej w skali przemysłowej. W niektórych z nich prowadzi się jednakże poszukiwania za naftą, a otrzymane rezultaty pozwalają przypuszczać, że istnieje możliwość odkrycia wydajnych złóż ropnych.

W Bułgarii prowadzono poszukiwania w rejonie Varna-Provadia, gdzie uzyskano objawy gazowe (Cotel, Preslav, Carnobat), następnie w półn.-zachodniej i południowo-zachodniej Bułgarii (ślady ropy w Tracji).

W Grecji znane są występowania nafty na wyspie Zante. W r. 1927 wznowiono poszukiwania na tej wyspie, a w r. 1935 w okolicy Keri (najgłębszy otwór 80 m).

W Szwajcarii istnieją duże możliwości występowania złóż gazowych. Znane są występowania gazu w dolinie Renu i w Langensee (podwodne źródło gazowe). Również liczne wiercenia poszukiwawcze stwierdziły ślady ropy i gazu.

Energiczne poszukiwania prowadzono w Danii, która została dokładnie zbadana pod względem geologicznym. Stwierdzono wierceniami (Vinding,

Gassum, Vejrum, Suldrup) istnienie wysadów solnych, jednakże złóż naftowych nie napotkano. Odwiercono dotychczas w poszukiwaniach ok. 17000 m. Dwa żurawie rotary były w ruchu z końcem 1948 r. Dania posiada 3 małe rafinerie nafty łącznej zdolności przerobczej 85 ton dziennie.

W latach 1945—1947 wiercono w Szwecji dwa otwory, w tym jeden w Hoellvicken, w pobliżu Malmö, miał ślady ropy, jednak bez przemysłowego znaczenia (głęb. 2000 m). Istnieje w Szwecji silnie rozwinięta wytwórczość oleju z przeróbki łupków bitumicznych (ponad 40 tysięcy ton oleju w r. 1948). Trzy rafinerie nafty posiadają zdolność przerobczą 3760 ton dz. i 400 ton dziennie na krakingu. W budowie jest rafineria w Skarvik koło Göteborga.

W Hiszpanii z końcem roku 1948 były czynne 3 żurawie wiertnicze. W roku 1947 wiercono otwór w zagłęb. Ebro, a wiercenie w Zamanzas (koło Burgos) nawierciło ślady ropy w dolnej kredzie i w liasie. W ubiegłym roku ukończono wiercenie w Oliana (prow. Lerida), bez rezultatu. W r. 1948 wiercono również w Chiclana koło Kadyksu. Istniejąca koło Barcelony rafineria nafty posiada zdolność przerobczą ok. 100 ton dz., a rafineria na wyspach Kanaryjskich 1350 ton dz. i 700 ton dz. na krakingu.

W Portugalii rozpoczęto wiercenie poszukiwawcze w r. 1948 na półn. zachód od Lizbony. Jedna rafineria nafty miała z końcem 1948 roku zdolność przerobczą ok. 1000 ton dz.

W Belgii było z końcem 1948 r. 6 rafinerij nafty o łącznej zdolności ok. 1600 ton dz., w Irlandii — 1 rafineria (90 ton dz.) a w Trieście 2 rafinerie nafty o łącznej zdolności przerobczej ok. 1700 ton dziennie.

### Ciśnienie, temperatura i zawartość gazu w złożu ropnym

(wg artykułu Dr A. Mayer-Gürra, *Oel und Kohle*, nr VII, 1944)

Ropa w porowatej przestrzeni skał znajduje się pod ciśnieniem i po dowieńczeniu wydostaje się na powierzchnię albo za pomocą własnej energii albo też przez zastosowanie środków technicznych. Podczas trwania eksploatacji zmieniają się nie tylko granice pola, ale też i fizyczne własności ropy, przede wszystkim zaś energia, doprowadzająca ropę

z pokładu roponośnego do otworu wiertniczego. Dla racjonalnej eksploatacji złoża należy zatem poznać warunki, w jakich ropa w złożu się znajduje, oraz zbadać wpływ tych warunków na ropę i złożo.

Ropa w złożu znajduje się zawsze pod pewnym ciśnieniem i pod działaniem wyższej temperatury i ponadto

zawiera ona przeważnie pewne ilości gazu w stanie wolnym lub rozpuszczonym. Wpływa to na jej fizyczne własności i powoduje, że ruch ropy w złożu odbywa się według innych praw niż na powierzchni.

### 1. Ciśnienie złożowe

Jest to ciśnienie pod którym gaz, ropa lub woda w jakimkolwiek punkcie złoża się znajduje. Wyrażenia w zagranicznej literaturze „rock-pressure” i „formation-pressure”, które dosłownie oznaczają ciśnienie skał leżących ponad złożem wzgl. ciśnienie boczne, bywają czasem używane jako synonim ciśnienia złożowego „reservoir-pressure”.

Ciśnienie złożowe jest tym większe, im większa jest głębokość zalegania złoża, jest zatem w zasadzie funkcją głębokości. Jest ono w wielu wypadkach prawie równe ciśnieniu hydrostatycznemu. Dla przeciwności, celem opanowania np. erupcji, wystarcza zasadniczo ciśnienie hydrostatyczne płuczki, posiadającej gęstość większą od ropy. Od tej zasady odbiega jednak tyle wypadków, że należy ją bardzo ostrożnie stosować. Przede wszystkim nie odnosi się ona do pokładów soczewkowatych, lub gdy nadkład jest za słaby, aby złożo uszczelnić i ropa z gazem mogą się ulotnić. Jedynie gdy woda brzeżna straty te wyrównuje, ciśnienie pierwotne może być utrzymane. W przeciwnym razie może ono — niezależnie od głębokości — tak opać, że złożo staje się „martwe”.

Stopniowanie geotermiczne pola ropnego może być obliczone, nie udało się natomiast stopniować ciśnień złożowych. Ilustruje to zresztą umieszczona tabela.

Nazwa pola	Głębokość w m	Ciśnienie w atm.	Wzrost ciśnienia atm./100 m
Kokomo, Ind. . . . .	198	23,2	11,6
Harze, Mont. . . . .	288	34,6	12,05
Summit Bulter, Cy . . .	366	26,8	7,42
Woodsville, Ohio . . . .	395	19,7	5,17
Butler, Pa . . . . .	478	15,7	2,58
Newbery, Ohio . . . . .	914	30,0	3,25
Cleveland, Ohio . . . .	1371	2,6	0,19
Boldesti, Rumunia . . .	1541	18,5	12,01
Seminole, Okla . . . . .	1209	69,4	5,74

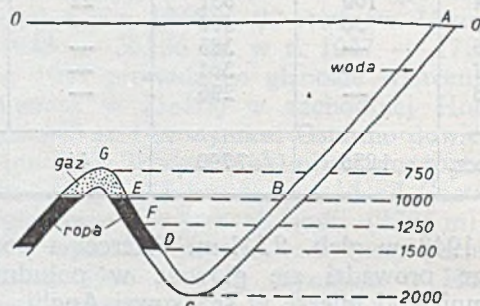
W 73 otworach w Teksas—Louisiana poczyniono cały szereg pomiarów i okazało się, że do głębokości 7000 stóp (2133 m) ciśnienia złożowe odpowiadały — z jednym wyjątkiem — ciśnieniu hydrostatycznemu 8%-owej solanki. Poniżej zaś tej głębokości ciśnienia były znacznie wyższe (do 64%), a w jednym wypadku wzrost ciśnienia na 100 m głębokości wynosił 16,92 atm. Ciśnienia te mierzono na granicy ropa-woda. Wysokie ciśnienia stwierdzono w otworach nie posiadających wody brzeżnej. W większości wypadków są to ograniczone soczewki lub pokłady bez wychodnych na powierzchnię.

Również na innych polach zaobserwowano, że w warstwach geologicznie młodszych ciśnienia złożowe są wyższe od hydrostatycznych. Ciśnienie złożowe nie jest w całym złożu równomiernie rozłożone. Gaz przenosi ciśnienie jednakowo we wszystkich kierunkach. Z powodu niskiego ciężaru gatunkowego gazu ciśnienie złożowe gazowego lub czapy gazowej jest praktycznie wszędzie jednakowe. Od granicy gaz-ropa w dół zwiększa się ciśnienie złożowe stosownie do ciężaru właściwego płynu, w najniższej zatem partii struktury panuje najwyższe ciśnienie, niezależnie od obecności wody brzeżnej i jej posuwania się. Przy pojedynczym złożu, przedstawionym na rys. 1, można podział ciśnienia łatwo obliczyć. Mamy pokład ropny, wychodzący na powierzchnię w punkcie A, tak że woda ma łatwy dostęp. Przyjmując ciężar gatunkowy wody — 1, ropy — 0,8, gazu — 0,001 i pomijając przepuszczalność, opory tarcia, siły kapilarne itd., otrzymujemy

w punkcie B	ciśnienie	100 atm.
„ C	„	200 „
„ D	„	150 „
„ F	„	125 „
„ E	„	110 „
„ G	„	109,9 „

Ilość rozpuszczonego ewentualnie w ropie gazu wpływa tylko na zmianę ciężaru gatunkowego ropy i zwiększenie ciśnienia z głębokością. Ponieważ w szeregu wypadków ciśnienie jest funkcją głębokości, przeto jako przyczynę ciśnienia złożowego uważano pierwotnie ciężar warstw nadległych. Brano analogię z górnictwem i przyjmowano, że ropa i gaz znajduje się pod tym samym ciśnieniem, co sam pokład roponośny; eksploatację zaś uważano jako formę wyciskania ropy ze złoża.

Gdy złożo jest silnie zwarte i ziarna piaskowca tak się wzajemnie zaklinowują, że mogą ciśnienia nadległych warstw utrzymać, to ciśnienie to nie przeniesie się na płyn zawarty w porach. Przeniesienie ciśnienia nastąpiłoby do-



Rys. 1

piero wtedy, gdyby piaskowce były luźne i gdyby pływały niejako w ropie. Aby zawartość złoża znajdowała się pod ciśnieniem skał nadległych, to samo złożo ropne musiałoby być ściśnięte, co jednak przy zbitych złożach ropy nie zachodzi.

Na różnych polach Ameryki badano zmiany porowatości złoża ropnego a to kredowe piaskowce Woodbine, karbońskie piaskowce Bartlesville i Strawn, oligoceńskie piaskowce Frio. Użyto ciśnień do 562 atm., wykonując badania przy temperaturze złożowej. I tak piaskowiec Woodbine został ściśnięty o zaledwie 0,75% swej objętości, zaś objętość por zmniejszyła się o 2,9%.

Przyjmując jako średni ciężar gatunkowy skał 2,3, ciśnienie nadkładu na 100 m głębokości wyniesie 23 atm. Uwzględniając normalne ciśnienia hydrostatyczne złoża, tzn. 10 atm. na 100 m głębokości, nadciśnienie skał nadległych wyniesie 13 atm./100 m.

Ciśnienie zatem 562 atm. stosowane przy powyżej wymienionych próbach odpowiadałoby ciśnieniu, panującemu na głębokości 4240 m. Oznacza to, że na polu o zwartym pokładzie ciśnienie nadkładu jest tak małe, że nie ma praktycznie wpływu na ciśnienie złożowe, energię złoża a tym samym i na obliczanie zasobów oraz na eksploatację.

Próby wykonane natomiast z luźnymi piaskami wykazały, że przy ciśnieniu 236 atm. objętość piasków zmniejszyła się o 20,8%, zaś porowatość z 42,6% na 27,5%. A zatem w złożu o słabej zwartości może ciśnienie skał nadległych i bocznych mieć wpływ na ciśnienie złożowe; nadmiernie wysokie ciśnienia w głębokich lecz geologicznie młodych złożach ropy są zatem zrozumiałe. Dla poparcia tej teorii wylicza się zapadanie terenu na niektórych polach i tak w r. 1918 zauważono zapadnięcie się terenu na polu Goose-Creek w Teksasie już w rok po rozpoczęciu eksploatacji. W roku 1926 wynosiło maksymalne obniżenie się terenu 90 cm na powierzchni 4 × 2,5 km. Pokłady ropne tego pola stanowią słabo zwarte piaski strefy Fleming miocenu. Zapad nastąpił dokładnie nad wspomnianą strefą. Przy początkowym ciśnieniu złożowym 70 atm. wynosiła ogólna ilość wyprodukowanej do r. 1926 ropy, wody, gazu jak i piasku około 15,5 milionów m<sup>3</sup>. Objętość opadniętej strefy odpowiada 20% tej wydobytej ilości. Ponieważ ma się tu do czynienia z mniej lub więcej luźnymi piaskami, których część razem z ropą została wydobyta, przeto obniżenie się terenu zostało częściowo spowodowane ciśnieniem nadkładu. Znamienne jednak w tym przykładzie jest to, że pokłady piaskowców ropnych są soczewkowate, otoczone ilami o zawartości wody do 30%. Warstwy nadległe ciśną na te ility, wypierając wodę tak długo, jak długo piaski ją przyjmują (przepuszczalność ility staje się = 0). W tym wypadku ciśnienie wody w soczewce piaskowca równe jest ciśnieniu nadkładu na pokład ility. Przy eksploatacji woda

ma możliwość przejść z iltu w zwolnione z ropy pory piaskowca, umożliwiając dalsze ściskanie iltu. Obniżenie tego terenu było zatem spowodowane ciśnieniem nadkładu na ily otaczające soczewki — lecz nie na same ropoosne piaski. W miarę eksploatacji ciśnienie w tych piaskach się zmniejszało i woda miała możliwość przyprływu. Przez to oddawanie wody ily się skurczyły, powodując opadnięcie terenu. A zatem w niektórych wypadkach ciśnienie złożowe soczewek ropnych, otoczonych iltami, może być wynikiem ciśnienia nadkładu na te ily. Dotyczy to tylko ograniczonych soczewek. Gdy natomiast piaskowiec wychodzi na powierzchnię, to woda, którą ily oddają, będzie wypływała na powierzchnię i to tak długo, jak długo ciśnienie jej będzie większe od ciśnienia hydrostatycznego w piaskowcu. Spotykane nieraz znaczne różnice ciśnień w sąsiadujących ze sobą piaskowcach mogą być zatem zrozumiane.

Opadanie terenu na polu Sour Lake w Teksasie nie zostało spowodowane ciśnieniem nadkładu, lecz wylugowaniem spągowej soli przez posuwanie się wody brzeżnej.

W otwartych złożach, łatwo przepuszczalnych, ciśnienie złożowe równa się w zasadzie ciśnieniu hydrostatycznemu; również ciśnienie wody brzeżnej równe jest ciśnieniu nadległego słupa wody. Niewielkie odchylenia spowodowane są siłami kapilarnymi itp. Gdy w złożu, jak to na rys. 1 przedstawiono, pokład ropy wychodzi na powierzchnię, gdzie woda stale bywa uzupełniana a przepuszczalność jest tak wielka, że opory przepływu i siły kapilarne nie mają znaczenia, to staje się jasne, że ciśnienie złożowe powstaje jedynie wskutek ciśnienia nadległego słupa wody.

Takie idealne warunki są jednak rzadkie (piaski Woodbine w Teksasie), znane przeważnie w geologicznie młodych złożach. Często się zdarza, że woda brzeżna jest stała, tzn. nie posuwa się w miarę eksploatacji. Powodem tego jest zmniejszenie przepuszczalności złoża przez osady — prowadzące w końcu do zupełnego zatkania kanałów przepływowych. Lecz we wszystkich prawie wypadkach — gdzie pokład wychodzi na powierzchnię — można przyjąć, że ciśnienie złożowe równe jest ciśnieniu statycznemu słupa wody, nawet gdy woda brzeżna pozostaje stała. Ciśnienie złożowe powstało w czasie gdy przepuszczalność była normalna i woda brzeżna mogła wywierać ciśnienie. Przy zmniejszaniu się przepuszczalności aż do zera ciśnienie to pozostało zachowane i niezależnione od wpływu wody brzeżnej, gdzie granica pomiędzy ropą a wodą w międzyczasie się ustabilizowała.

Wynika z tego jasno, że istnieje wiele możliwości prowadzących do stwierdzenia, że ciśnienie złożowe jest proporcjonalne do głębokości. Gdy w złożu o zachowanym ciśnieniu nadkład zostanie częściowo zerodowany, lecz pozostaje na tyle szczelny, aby ciśnienie wytrzymać, natenczas ciśnienie złożowe będzie większe od hydrostatycznego.

Z drugiej zaś strony nadkład zerodowany może być słaby, ciśnienia nie wytrzymuje, powstają wycieki ropy i gazu, ciśnienie spadnie do zera i pozostanie martwe złożo (przykład pole Qualian w Iraku).

Podobnie działa ciśnienie styczne przy tworzeniu się gór. To co poprzednio powiedziano, może mieć zastosowanie przy ciśnieniu tektonicznym, które spowodowało powstanie antyklin. Dalszą możliwością powstania wzgl. zmiany ciśnienia złożowego jest późniejsza przemiana węglowodorów w złożu i powstająca w związku z tym zmiana objętości.

Zwiększona temperatura powoduje zwiększenie objętości. Gdy jednak zwiększenie objętości jest niemożliwe, to zwiększa się ciśnienie. W złożach ropy i gazu może się temperatura zwiększyć wskutek dalszych osadów w nadkładzie, zwiększających głębokość złoża. Gdy nadkład jest równocześnie szczelny, to zwiększy się i ciśnienie. Przez nadkład np. 3000-metrowy osadów zwiększyłaby się temperatura złoża gazowego o 50 C a ciśnienie o około 20%. Odwrotnie, przez erozję zostanie ciśnienie i temperatura złoża obniżona.

Zmiana objętości por przez chemiczne osady po lub podczas koncentracji ropy i gazu może również spowodować zmiany ciśnienia.

Wynika stąd wniosek, że w otwartych złożach ciśnienie złożowe równe jest ciśnieniu statycznemu nadległego słupa wody niezależnie od tego, czy słup wody jest ruchomy lub stały. Następnie w zamkniętych złożach odgrywa wielką

rolę ciśnienie tektoniczne nadkładu na pokłady otaczające złożo. Inne czynniki są praktycznie bez znaczenia.

W ciśnieniu złożowym objawia się energia złożowa, a celem racjonalnej gospodarki złożowej jest zachowanie jej podczas eksploatacji.

## 2. Temperatura złoża

Rozchodzi się tutaj o temperaturę samego złoża a nie o pomiary temperatur wykonane dla stwierdzenia pokładów wody lub gazu. Temperatura złoża ma pewien wpływ na fizyczne właściwości ropy, a zatem na jej ruch w złożu a w następstwie i na eksploatację. Pomiar temperatury ropy wypływającej z otworu na powierzchnię nie daje danych co do temperatury złożowej, gdyż z powodu ekspansji gazu, tarcia itp. następują znaczne jej zmiany. Przy wysokim stosunku gaz-ropa, temperatura jest przeważnie niższa niż przy niskim współczynnikiem gazowym.

Pomiar wykonuje się przy zamkniętym otworze maksymalnym termometrem, przy równoczesnym pomiarze ciśnienia statycznego na spodzie otworu. Porównując temperatury różnych otworów, należy uwzględnić warunki terenowe, wysokość nad poziomem morza, klimat itd. Zwyklej temperatury w stopniach C na 100 m głębokości nazywamy gradientem temperatury, zaś stopniem geotermicznym określamy zwykłą głębokości w m na 1 C zwykłej temperatury.

Normalnie w pokładach o równej zdolności przewodzenia ciepła zwiększa się temperatura równomiernie z głębokością. Gradient temperatury zależny jest od wielu czynników, a więc od zdolności przewodzenia ciepła, od odległości od podłoża, od bliskości mas wulkanicznych itp. Wpływ pewien ma również zawartość wody i gazu.

Stopień geotermiczny poza strefami ropnymi waha się od 5,5 m (kop. węgla brunatnego Osseg w CSR) do 125 m (południowa Afryka), dla Niemiec wynosi on średnio 33, zaś dla USA 42 m.

Zwykła temperatura jest jednak bardzo rzadko równomierna, gdyż przeważnie zmieniają się pokłady, o różnej zdolności przewodzenia ciepła.

Zwłaszcza w skomplikowanych strukturach tektonicznych panują takie nierówności, że z góry musimy przyjąć, iż będziemy mieli do czynienia również i z komplikacjami temperatury złoża.

Już pierwsze pomiary wykonane w roku 1920 wykazały, że przy antyklinach zwykła temperatura z głębokością jest większa niż przy pokładach poziomych lub synklinach.

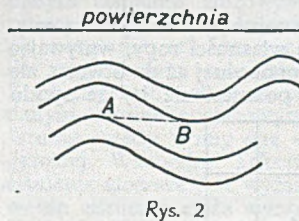
A zatem w punkcie A (rys. 2) temperatura będzie wyższa niż w punkcie B, pomimo że oba punkty mają tę samą głębokość.

Izotermie dają zatem w pewnym stopniu obraz struktury antykliny złoża ropnego. Niekiedy zgodność struktury z temperaturą jest bardzo wyraźna,

czasami występuje dopiero przy większych głębokościach. Zwykłą temperaturę nad antykliną tłumaczono tym, że pokłady z większej głębokości, a więc o wyższej temperaturze, podniesione zostały przy zachowaniu tej temperatury, zwracano jednak słuszną uwagę, że promieniowania cieplne byłyby różnice te wyrównały. Zdolność przewodzenia ciepła wzdłuż pokładu jest większa jak w poprzek, a zatem płasko ułożone pokłady są dobrą ochroną ciepła. W wielu wypadkach udowodniono, że ropa nie odgrywa tutaj roli, mimo że w pokładach jałowych antyklin nie wykonano pomiarów. Stwierdzono natomiast wpływ wody na temperaturę. W zasadzie woda ma wyższą temperaturę od ropy na tej samej głębokości, gdyż zdolność przewodzenia ciepła oraz ciepło właściwe wody jest wyższe niż ropy.

Zbliżanie się wody brzeżnej może zatem w praktyce być zauważone przez nagłą zwykłą temperaturę eksploatacyjnej ropy (w jednym skrajnym wypadku wynosiła ona 59 C). Czysta ropa posiada zwykle temperaturę o kilka stopni niższą niż ropa zawierająca wodę.

Przy słupach solnych sol — doskonały przewodnik ciepła — pochodzi z większych głębokości o wyższej temperaturze — powstają tutaj charakterystyczne izotermie. Bezpośrednio nad słupem temperatura jest najwyższa,



Rys. 2

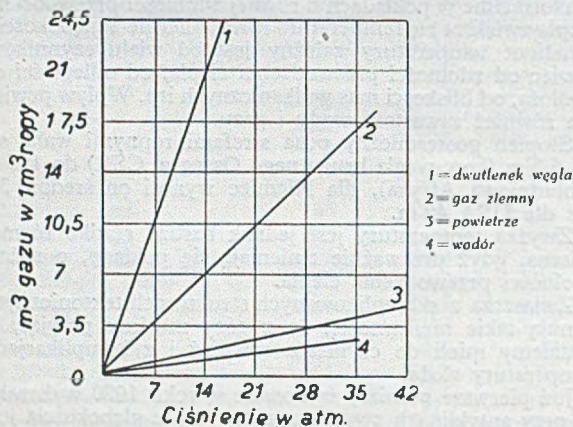
opadając w miarę oddalania się od słupa. Stosunki te są często tak wyraźne, że można by za pomocą pomiarów temperatur odkrywać złoża solne, gdyby nie było tektonicznych zaburzeń równocześnie występujących.

Na stopień geotermiczny a zatem i na temperaturę w złożu ropnym wpływa zmiennie budowa geologiczna.

Temperatura złoża wpływa na wiskozę, napięcie powierzchniowe, rozpuszczalność gazu jak i w pewnym stopniu na ciężar właściwy ropy. Zdolność rozpuszczania parafiny jest również od niej zależna. Kontrola lub dowolna zmiana temperatury złoża jest zdaje się niewykonalna. Przez silną ekspansję gazu w złożu, spowodowaną spadkiem ciśnienia, obniża się temperatura. Przy użyciu dysz na spodzie otworu wykorzystuje się temperaturę dla uniknięcia zaldzenia przy wysokim ciśnieniu gazu. Nie jest wykluczone, że w przyszłości będzie można mieć wpływ na zmianę temperatury, przynajmniej przy poziomo zalegających złożach. W Związku Radzieckim wydobywa się pozostałą w złożu ropę za pomocą wysokich temperatur, spalając gaz na spodzie otworu (również w Polsce stosowano podgrzewanie złoża dla zwiększania produkcji).

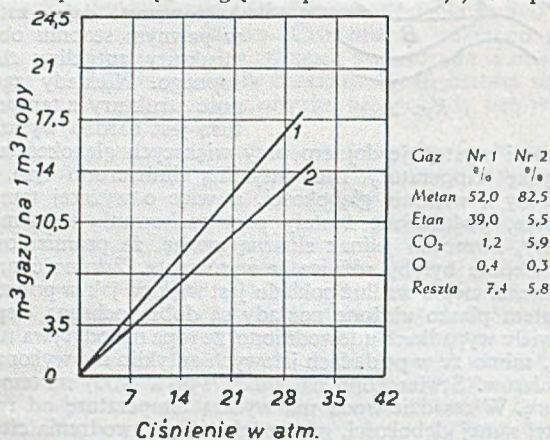
### 3. Zawartość gazu

Prawie wszystkie złoża ropne zawierają gaz. Złoża bezgazowe są na ogół rzadkie. Gaz jest rozpuszczony w ropie. Gdy złożo jest bogate w gaz, nadwyżka gazu tworzy czapę gazową lub zawarta jest w ropie w stanie wolnym



Rys. 3

w formie baniek gazowych. Gaz ten odgrywa wybitną rolę, gdyż zmienia nie tylko fizyczne własności ropy, wpływając na jej ruch poprzez pory skały roponośnej aż do otworu, ale stwarza potrzebną energię na podniesienie jej ze spodu



Rys. 4

otworu aż do powierzchni przy otworach wybuchowych. Ilość gazu rozpuszczona przy pewnej temperaturze w pewnej ilości ropy zależna jest od ciśnienia. Im większe ciśnienie, tym większa jest zdolność rozpuszczania gazu w ropie. Ilość gazu rozpuszczalnego w ropie jest zatem proporcjonalna do ciśnienia (prawo Henry'ego).

Rozpuszczalność poszczególnych gazów w ropie jest różna. Rys. 5 przedstawia rozpuszczalność różnych gazów

przy różnych ciśnieniach. Widzimy z niego np., że bezwodnik węglowy łatwiej się rozpuszcza niż gaz ziemny.

Z powodu tej tak różnej rozpuszczalności poszczególnych gazów należy przypuszczać, że i skład gazu ziemnego będzie również miał wpływ na jego rozpuszczalność. I tak gaz o wyższej zawartości węglowodorów ciężkich (etan) rozpuszcza się łatwiej niż metan.

Rys. 4 przedstawia wykres rozpuszczalności dwóch gazów w ropie — przy ciśnieniu 28 atm. rozpuszczonych jest 16 m³ gazu (1) oraz 12,5 m³ gazu (2).

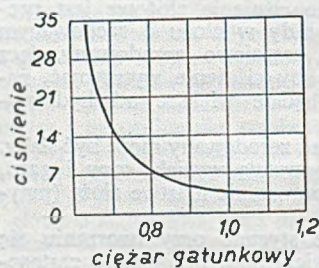
Rodzaj ropy ma również wpływ na rozpuszczalność gazu, gdyż lekka ropa rozpuszcza więcej gazu niż ciężka. Wykres przedstawiony na rys. 5 wskazuje, że ropa o c. g. 0,805 rozpuszcza przy ciśnieniu 21 atm. 12 m³ gazu, zaś ropa o c. g. 0,876 przy tym samym ciśnieniu tylko 8 m³ tego samego gazu.

W końcu pewien aczkolwiek mały wpływ ma również i temperatura. Im wyższa temperatura, tym mniejsza ilość gazu może być rozpuszczona.

Z tych różnych zdolności rozpuszczania gazu w różnych gatunkach ropy można użyć cenne wskazówki przy zastosowaniu pewnych gazów przy obiegu cyklicznym (recycling) lub przy odbudowie ciśnienia złoża (repressuring); należy jednak zwrócić uwagę na zasadniczy punkt — tak jak sól może być w wodzie aż do nasycenia tylko wtedy rozpuszczona, gdy wodę się miesza, tak samo i gaz może być rozpuszczony tylko przy stałym ruchu ropy. Próby wykazały, że nasycenie spokojnego słupa ropy gazem trwa bardzo długo. Dla nasycenia martwego, odgazowanego pola Santa Fe tylko w połowie, trzeba by:

dla 30 m słupa ropy 3300 lat  
 „ 3 m „ „ 33 „  
 „ 1,5 m „ „ 8 „  
 „ 0,3 m „ „ 4 miesiące

Dodać należy, że przy zastosowaniu systemu odbudowy ciśnienia znaczna część pojemności por została „odropiona”, powodując powstanie kanałów, co daje gazowi większą pojemność styku z ropą będącą przy eksploatacji w ruchu. A zatem przy wtłaczaniu gazu do złoża część gazu zostanie

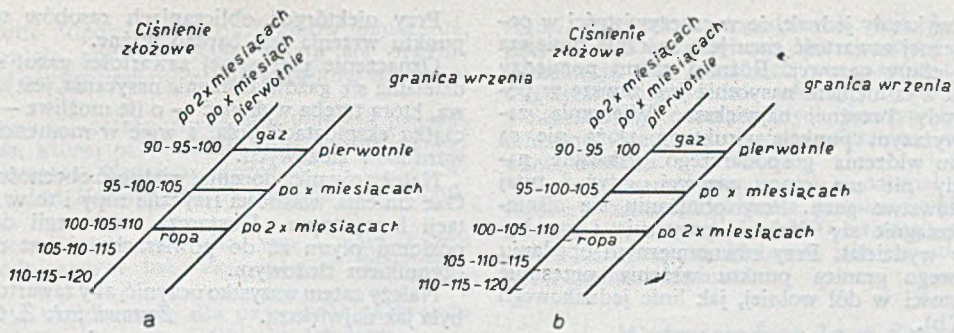


Rys. 6

w ropie rozpuszczona. Z powyższego wynika, że korzystniej jest zatrzymać rozpuszczony gaz w ropie, niż w późniejszym etapie przez wtłaczanie gazu ponownie go w ropie rozpuszczać — co udaje się tylko w małym stopniu. Wykonane w laboratoriach doświadczenia potwierdzają to w zupełności. Ponieważ, jak poprzednio wykazano, lekkie węglowodory (metan, etan) gorzej się rozpuszczają aniżeli ciężkie, przeto przy zmniejszonym ciśnieniu one pierwsze z ropy się wydzielą. Próbkę taką wykonano z ropą irańską pobraną pod ciśnieniem ze spodu otworu (rys. 6). Pierwsze wydzielone gazy przy ciśnieniu mniejszym niż początkowe (35 atm.) — to metan i etan. Przy 14 atm. wydzielają się gazy o c. g. 0,7 (powietrze = 1), zaś przy 3,5 atm. gazy o c. g. 1,0. Analizy gazu wykonane w jednym otworze po pierwszym wybuchu, a następnie po 2 1/2 latach eksploatacji przez pompowanie, wykazały to samo — początkowo, a więc przy stosunkowo wysokim ciśnieniu, wydzielają się lekkie węglowodory, następnie zaś przeważały ciężkie:

	po pierwszym wybuchu	po 2 1/2 latach
metan . . . . .	48,0%	11,0%
etan . . . . .	11,0%	8,0%
propan . . . . .	18,0%	38,0%
butan . . . . .	14,0%	30,0%
pentan i wyższe.	9,0%	13,0%





a — gdy zawartość gazu jest wszędzie jednakowa, b — gdy zawartość gazu w dolnych partiach złoża zmniejsza się.  
Rys. 7

A zatem na podstawie własności i składu wydobytego z ropą gazu wyciągnięcie wniosków co do ciśnienia panującego w złożu powinno być możliwe. I tak można by wnioskować, że przy dużej zawartości metanu ciśnienie jest jeszcze wysokie, zaś przy przewadze propanu ciśnienie musi być już mniejsze. Przez porównanie analiz gazu wydobytego z analizą gazu wydzielonego w autoklawach powinno się panujące w danej chwili w złożu ciśnienie dość dokładnie określić. Pomiar ciśnienia można by wtedy wykonywać w dłuższych odstępach czasu — dla kontroli.

Badanie próbek rop, pobranych pod wyższym ciśnieniem ze spodu otworu, wykazało, że aż do ciśnienia 40 atm. skład gazu zasadniczo się nie zmienia, dopiero poniżej tego ciśnienia zmiany są znaczne. Należy zatem słusznie oczekiwać, że przy panujących ciśnieniach i temperaturach złożowych część węglowodorów, będących w warunkach atmosferycznych w stanie gazowym, będzie się znajdowała w warunkach złożowych w stanie ciekłym, zmieniając przy wyższych temperaturach zdolność rozpuszczania ropy.

Przedstawione na rys. 3 do 6 wykresy, wykreślone na podstawie badań laboratoryjnych, różnią się tak co do swego kształtu jak i co do ilości rozpuszczonego gazu znacznie od krzywych, wykreślonych na podstawie próbek, pobranych w warunkach złożowych.

W ropie z rys. 3 znajduje się przy ciśnieniu 28 atm. około 15 m<sup>3</sup> gazu na 1 m<sup>3</sup> ropy, gdy tymczasem próbka ropy z pola wschodniego Teksasu wykazała 49 m<sup>3</sup> gazu przy tym samym ciśnieniu. Tak wielkich różnic nie można tłumaczyć różnym składem i jakością ropy i gazu.

Według prawa Henry'ego ilość gazu rozpuszczalna w pewnej ilości płynu jest proporcjonalna do ciśnienia. Według prawa Daltona zaś przy mieszaninie gazowej rozpuszcza się każdy składnik tak, jakby innych składników nie było, a więc w stosunku do odpowiedniej części ciśnienia. Okazało się jednak, że prawa te mają ważność jedynie w idealnych wypadkach, przy większej koncentracji natomiast nie mają znaczenia.

Gdy mamy np. 1 m<sup>3</sup> ropy i 100 m<sup>3</sup> gazu, zawierającego w równych częściach metan, etan, propan i butan, to przy zwykłym ciśnieniu do 40 atm. rozpuści się najłatwiej butan, najtrudniej zaś metan, tzn. że gdy przy ciśnieniu 10 atm. 30 m<sup>3</sup> gazu zostanie rozpuszczone, to ilość ta będzie się składała przeważnie z butanu i coraz bardziej zmniejszającej się ilości propanu-etanu i wreszcie metanu. Ilość zaś gazu nierozpuszczona będzie natomiast zawierała przeważnie metan. Z powodu tej selektywnej rozpuszczalności zmienia się nie tylko skład płynnej fazy ale i jej siła rozpuszczalności; poza tym zmienia się i skład gazu pozostającego oraz jego zdolność rozpuszczania się.

Ponieważ jednak ze zmianą ciśnienia skład ropy i pozostałego wolnego gazu ciągle się zmienia, przeto rozpuszczalność i ciśnienie nie mogą być funkcją prostoliniową.

I tak ropa z pola Kettleman—Hill zawierała przy ciśnieniu 7 atm. 6,5 m<sup>3</sup> gazu, zaś przy ciśnieniu 117,7 atm. nie 16,8 razy więcej, lecz tylko 22,7 m<sup>3</sup>, tj. tylko 3,5 razy więcej. Ta selektywna rozpuszczalność ważna jest do około 40 atm. ciśnienia. Przy wyższym ciśnieniu ma miejsce proporcjonalność, jak to zostanie poniżej omówione.

Należy jeszcze dodać, że przy wysokich ciśnieniach niektóre gazy, znajdujące się w warunkach atmosferycznych w formie gazowej, przechodzą w stan ciekły. Działanie tych gazów płynnych jest — jak się okazało — takie same, jak

gdyby były one w ropie rozpuszczone. Że krzywe rozpuszczalności w stosunku do ciśnienia wypadły przy próbach prostoliniowe wynika z tego, że do prób użyto ropy martwej i to dla każdego ciśnienia nowej próbki ropy i gazu. Przy tych próbach nie mogła zatem nastąpić rozpuszczalność selektywna, tzn. gaz rozpuszczony przy wysokim ciśnieniu miał ten sam skład co gaz rozpuszczony przy niskim ciśnieniu. Tak samo ropa miała przy różnych ciśnieniach ten sam niezmienny skład. Stosunki takie nie mogą być dlatego porównane ze stosunkami panującymi w złożu.

Rozpuszczalność gazu jest funkcją ciśnienia. Można by zatem przypuszczać, że złoża o najwyższym ciśnieniu posiadają największą ilość rozpuszczonych w ropie gazów, zaś złoża o małym ciśnieniu — mniejsze ich ilości. Ma to ważność tylko w pewnych wypadkach. W ropie przedstawionej na rys. 3 może być przy ciśnieniu 22 atm. rozpuszczonych 10,5 m<sup>3</sup> gazu w 1 m<sup>3</sup> ropy. Zwiększenie tej ilości przy tym samym ciśnieniu i temperaturze jest niemożliwe.

Ciśnienie potrzebne do rozpuszczenia pewnej ilości gazu w określonej ilości ropy nazywamy ciśnieniem nasycenia. Oznacza się je w ten sposób, że pobiera się próbkę ropy pod ciśnieniem ze spodu otworu i przy temperaturze równej temperaturze złoża, obniża się w komorze ekspansyjnej ciśnienie tak długo, aż ukaże się pierwsza bańka gazu (używa się też wyrażenia „ciśnienie punktu wrzenia“).

Nie wszystkie złoża zawierają takie ilości gazu, jakie przy danym ciśnieniu złożowym mogłyby być w ropie rozpuszczone. Ciśnienie złożowe jest tu zatem wyższe od ciśnienia nasycenia, tzn. że w złożu nie było nigdy tyle gazu, ile przy danym ciśnieniu mogłoby być rozpuszczone. Z drugiej strony, złożo może posiadać więcej gazu niż przy danym ciśnieniu złożowym mogłoby być rozpuszczone. Istnieje wtedy wolny gaz — przeważnie w formie czapy gazowej. Wschodni Teksas jest przykładem pola, gdzie ciśnienie złożowe jest wyższe od ciśnienia nasycenia. Pierwotne ciśnienie złoża wynosiło około 115 atm. z powodu ciśnienia hydrostatycznego wody brzeżnej z pokładów piasków Woodbine. Ropa tego pola zawiera znacznie mniej gazu, niż mogłaby przy tym ciśnieniu rozpuścić. Do rozpuszczenia całej ilości gazu wystarczyłoby w tym wypadku ciśnienie 52 atm. (ciśnienie nasycenia). Oznacza to, że ropa nie jest gazem nasyconą i że na polu tym gaz tak długo się nie wydzieli, jak długo ciśnienie nie spadnie do 52 atm.

Dopóki ciśnienie tego pola nie spadnie do 52 atm. współczynnik gazowy będzie stały.

W polu o wolnej czapie gazowej ropa na granicy ropa-gaz jest przeważnie nasycona. Ciśnienie tutaj odpowiada ciśnieniu nasycenia. Przyjmując, że z powodu sił dyfuzyjnych zawartość gazu w ropie jest od góry do dołu równa, tzn. że 1 m<sup>3</sup> ropy przy granicy gazu zawiera tę samą ilość gazu co 1 m<sup>3</sup> ropy przy granicy wody brzeżnej, to ta ostatnia nie byłaby nasycona, gdyż ciśnienie tutaj jest zawsze większe niż przy granicy gazu (rys. 1). A zatem na granicy gaz-ropa ciśnienie nasycenia równe jest ciśnieniu złożowemu, zaś przy granicy wody brzeżnej mniejsze od ciśnienia złożowego.

Gdy teraz przy eksploatacji złoża ciśnienie złożowe równomiernie opada, zmniejsza się również granica punktu wrzenia (granica nasycenia) i to w takiej samej mierze jak linie jednakowego ciśnienia (rys. 7a).

Badania rop wykazały jednak, że w rzeczywistości w pobliżu wody brzeżnej zawartość gazu jest znacznie mniejsza niż w pobliżu czapy gazowej. Różnica zatem pomiędzy ciśnieniem złoza a ciśnieniem nasycenia jest zawsze w pobliżu strefy wody brzeżnej największa. Wiercenia założone w najwyższym punkcie struktury złoza nie są zatem z punktu widzenia gospodarczego wskazane nawet wtedy, gdy nie ma czapy gazowej, gdyż i tutaj nastąpi marnotrawstwo gazu. Przy obniżaniu się ciśnienia złożowego osiągnie się ciśnienie nasycenia i gaz będzie się z ropy wydzielal. Przy równomiernym opadaniu ciśnienia złożowego granica punktu wrzenia przesunie się w rzeczywistości w dół wolniej, jak linie jednakowego ciśnienia (rys. 7b).

Przy niektórych obliczeniach zasobów to przesunięcie punktu wrzenia jest bardzo ważne.

Oznaczenie pierwotnej zawartości gazu, stosunków wydzielania się gazów, ciśnienia nasycenia, jest zasadniczą sprawą, którą trzeba wykonać — o ile możliwe — w samym początku eksploatacji pola, a więc w momencie pierwotnych warunków złożowych.

Należy również doceniać wagę obecności gazu w złożu. Gaz zmienia własności fizyczne ropy i to w sensie eksploatacji korzystnym. Dostarcza on energii do podniesienia poziomu płynu aż do powierzchni i jest najważniejszym czynnikiem złożowym.

Należy zatem wszystko uczynić, aby zawartość gazu w złożu była jak największa. Zestawił inż. Z. Onyszkiewicz

## Kronika

### Zmiany personalne

Dekretem z dn. 28. lutego 1950 r. dyrektor Finansów i Administracji CZPN Franciszek Tenerowicz został z dniem 1 marca br. odwołany ze swego stanowiska, obejmując obowiązki p. o. dyrektora adm. finansowego P. P. Centr. Zarząd Gazownictwa.

Agendy dyrekcji Finansów i Administracji prowadzi tymczasowo szef Działu Księgowości CZPN Piotr Lysiak.

### P. P. „Gaz Ziemi” w nowej formie organizacyjnej

Zarządzeniem Ministra Górnictwa i Energetyki z dn. 16 lutego 1950 r., ogłoszonym w Monitorze Polskim Nr. A—32, zostało utworzone nowe przedsiębiorstwo państwowe pod nazwą „Centralny Zarząd Gazownictwa” z siedzibą w Warszawie. Temu Centralnemu Zarządowi zostało podporządkowane PP „Gaz Ziemi” w Tarnowie, będące dotychczas jednostką organizacyjną CZPN. Nowa nazwa przedsiębiorstwa brzmi „Zakłady Gazownictwa Okręgu Tarnowskiego”. Takie same przedsiębiorstwa zostały utworzone w Warszawie, Gdańsku, Toruniu, Szczecinie, Poznaniu, Wrocławiu i Zabrzu, a ponadto w Bytomiu powołano do życia P. P. Budownictwo Urządzeń Gazowych „Gazobudowa”.

Na podstawie zarządzenia Min. Górnictwa i Energetyki przedmiotem działalności Zakładu Gazownictwa Okręgu Tarnowskiego jest:

- wytwarzanie, oczyszczanie, rozprowadzanie i sprzedaż gazu świetlnego i produktów ubocznych,
- oczyszczanie, rozprowadzanie i sprzedaż gazu koksowniczego,
- rozprowadzanie i sprzedaż gazu ziemnego,
- budowa, konserwacja i prowadzenie ruchu urządzeń służących do wytwarzania, oczyszczania, rozprowadzania i zbytu gazu i produktów ubocznych,
- wykonywanie czynności poruczonych przedsiębiorstwu przez właściwych ministrów zgodnie z ustawami.

Zwierzchni nadzór nad przedsiębiorstwem, tak jak i nad Centr. Zarządem Gazownictwa sprawuje Minister Górnictwa. Przy przedsiębiorstwie będzie powołana Rada Nadzoru Społecznego. Organem zarządzającym przedsiębiorstwem jest dyrekcja, składająca się z dyrektora i dwóch wicedyrektorów.

### Likwidacja Centralnego Zarządu Przemysłu Węglowego

Zarządzeniem Ministerstwa Górnictwa i Energetyki z dnia 20. II. 1950. zostało postawione w stan likwidacji Przedsiębiorstwo Państwowe „Centralny Zarząd Przemysłu Węglowego”. Majątek nieruchomy CZPW przejęło M. G. i E. oraz odpowiedzialnie przedsiębiorstwa państwowe, będące pod nadzorem tego ministerstwa. W związku z tym został uchylony nadzór CZPW nad

podległymi przedsiębiorstwami, które przeszły pod bezpośredni nadzór M. G. i E.

### Nafta na Kongresie Nauki Polskiej

W październiku lub listopadzie br. odbędzie się w Warszawie Kongres Nauki Polskiej. Celem kongresu jest zobrazowanie stanu nauki polskiej, powiązanie jej z życiem Polski Ludowej i pomoc w realizacji planu sześcioletniego. Według schematu organizacyjnego został utworzony szereg specjalnych sekcji. Nafta wchodzi do sekcji Nauk o Ziemi, w szczególności zaś do Podsekcji Górniczej. Przewodniczącym Sekcji Nauk o Ziemi jest rektor dr W. Goetel, zaś przewodniczącym Podsekcji Górniczej dr inż. W. Budryk. Dnia 31 marca br. w gmachu AGH na Krzemionkach odbyło się pierwsze posiedzenie tej Podsekcji, na którym z ramienia nafty wzięli udział prof. inż. Jan Czastka, dr A. Tokarski i inż. J. Wojnar. Na posiedzeniu tym omówiono szereg aktualnych spraw oraz ustalono szereg pomocniczych specjalnych referatów z każdej branży górniczej. Z dziedziny nafty ustalono następujące referaty oraz wytypowano następujących referentów: wiertnictwo prof. inż. J. Czastka, wydobywanie ropy — inż. J. Wojnar, wydobywanie i transport gazu — inż. Z. Wilk, wtórne metody — inż. H. Górka, oczyszczanie i transport ropy — dr inż. St. Rachwał, przeróbka gazu — inż. J. Girzejowski, zagadnienia energetyczne w kopalnictwie naft. — inż. W. Kobyliński, zagadnienia mechaniki naftowej — inż. J. Ostaszewski. Pomocnicze te referaty, ujęte pod kątem widzenia osiągnięć w okresie minionych 5 lat i perspektyw rozwoju na przyszłość, posłużą do opracowania referatów głównych, które będą wygłoszone na Kongresie Nauki Polskiej.

### Szkolnictwo zawodowe

Połączeniu w ramach Centralnego Urzędu Szkolenia Zawodowego szkół zawodowych, prowadzonych poprzednio przez Ministerstwo Oświaty i osobno przez b. Ministerstwo Przemysłu i Handlu, CUSZ opracował projekt nowego jednolitego ustroju szkolnictwa zawodowego.

Przy opracowaniu projektu opierano się na doświadczeniach w tej dziedzinie ZSRR oraz Czechosłowacji.

Projekt przewiduje:

- szkolenie w zakładach pracy,
- szkoły zawodowe dla młodocianych,
- szkoły zawodowe dla dorosłych.

Przemysł naftowy prowadzi dotychczas szkoły zawodowe dla młodocianych oraz szkoły dla dorosłych, które zreorganizowane na podstawie przepisów o nowym ustroju szkolnictwa zawodowego będą prowadzone nadal.

Celem oparcia nauczania na właściwych podstawach, zostały zorganizowane komisje programowe oraz komisje podręcznikowe. Zadaniem komisji programowych

jest opracowanie odpowiednich programów nauczania, natomiast komisje podręcznikowe zajmą się organizacją prac nad przygotowaniem podręczników dla szkół zawodowych.

Pomiędzy innymi została utworzona komisja programowa górnicza, której przewodniczącym został wybrany inż. Rumenstorfer Tadeusz, prezes W. U. G. w Katowicach. W skład Komisji Górniczej wchodzi 2 podkomisje:

1. podkomisja programowa dla węgla, rud i soli z przewodniczącym inż. Zechenterem Władysławem,
2. podkomisja programowa dla przemysłu naftowego z przewodniczącym inż. Walidudą Adamem.

Podkomisje rozpoczęły już swoją działalność.

### XXII Zjazd Polskiego Towarzystwa Geologicznego

Tegoroczny Zjazd PTG odbędzie się z końcem czerwca lub z początkiem lipca. Dokładniejszy termin jak również koszty zjazdu zostaną podane w terminie późniejszym, w osobnym komunikacie.

Zjazd będzie się składał z dwu części:

- 1) z wycieczki głównej w Karpaty środkowe oraz
- 2) z wycieczki pozjazdowej wzgl. przedjazdowej, mającej na celu zapoznanie uczestników z czwartorzędem Podhala.

### IV Światowa Konferencja Energetyczna

W dniu 10 lipca br. nastąpi w Londynie otwarcie IV-tej Światowej Konferencji Energetycznej. Zamknięcie konferencji nastąpi 15 lipca, po czym w ciągu najbliższego tygodnia przewidziane są wycieczki dla uczestników konferencji do różnych interesujących z punktu widzenia energetycznego miejscowości angielskich.

Cały tok prac konferencji jest podzielony na 3 działy: 1) źródła energii i ich rozwój; 2) wytwórczość paliw i 3) produkcja energii.

Do chwili obecnej zostały zgłoszone liczne referaty, interesujące przemysł naftowy. Dotyczą one problemu wytwórczości wysokooktanowych benzyn, gazu płynnego, produkcji i użytkowania gazu ziemnego, obecnego stanu techniki przeróbki ropy naftowej, przeróbki łupków bitumicznych, wytwórczości syntetycznych paliw płynnych, zużytkowania ciężkich destylatów naftowych do produkcji energii, doboru odpowiednich paliw do motorów spalinywych, obecnego rozwoju produkcji motorów Diesla i motorów gazowych itp.

### III Światowy Kongres Naftowy

W czasie od 28 maja do 6 czerwca 1951 r. odbędzie się w Hadze — Scheveningen w Holandii, III-ci Światowy Kongres Naftowy. Będzie to po wojnie pierwsze największe zebranie specjalistów naftowych całego świata.

Pierwszy kongres odbył się w Londynie w r. 1934, drugi w Paryżu w r. 1937. Kongresy zwołuje Stała Rada złożona z delegatów różnych państw.

Organizację kongresu powierzono Sekcji Naftowej Instytutu Królewskiego Holenderskich Inżynierów w Hadze, przy zapewnionej pomocy przemysłu naftowego w Holandii. Utworzony Komitet Organizacyjny III-go Światowego Kongresu Naftowego rozpoczął już swe prace.

Jako główne swoje zadanie kongres ma zwrócić baczną uwagę na obecny stan wiedzy technicznej w przemyśle naftowym i temu celowi mają być przede wszystkim poświęcone referaty zgłoszone na kongres.

Komitety narodowe w poszczególnych krajach mają zebrać referaty swych krajów zredagowane w jednym z oficjalnych języków kongresu — angielskim lub francuskim, lub jeszcze lepiej w obydwu — i przesłać je Głównemu Komitetowi Organizacyjnemu, który je podzieli na grupy i dokona wyboru odpowiednich do zreferowania na zebraniach kongresu.

Prace kongresu będą się odbywały w 10 komisjach: 1. geologii, geofizyki i geochemii, 2. wiernictwa i eksploatacji ropy naftowej, 3. fizycznej technologii nafty, 4. chemicznych metod przeróbki ropy naftowej, 5. wytwórczości chemikaliów z ropy, ich właściwości i praktycznego zastosowania, 6. pomiarów, kontroli, badań i analiz chemicznych, 7. użytkowania przetworów naftowych, 8. konstrukcji na-

zędzi, materiałów i zagadnień korozji, 9. transportu, magazynowania i dystrybucji, 10. ekonomii, statystyki i dokumentacji. Na zebraniach poszczególnych komisji będą wygłaszane odpowiednie referaty i dyskusja nad nimi.

Sekretariaty poszczególnych komisji będą dostarczały członkom kongresu skróty referatów, celem przygotowania dyskusji.

Zarówno same referaty, jak i materiał dyskusyjny oraz rezolucje zostaną ogłoszone później drukiem. Uczestnicy kongresu będą mieli możliwość zwiedzić urządzenia przemysłu naftowego w Holandii, jako też miejscowości i zabudki godne widzenia.

### Międzynarodowe Targi Poznańskie

W związku z Międzynarodowymi Targami Poznańskimi, które odbędą się w dniach od 29 kwietnia do 14 maja br., redakcja „Nafty” prosi Czytelników zwiedzających powyższe targi o nadsyłanie artykułów wzgl. reportaży, opisujących ekspozycje targowe w zakresie interesującym przemysł naftowy, ze szczególnym uwzględnieniem dorobku krajowego, radzieckiego i krajów demokracji ludowej. Artykuły winny być ilustrowane odpowiednimi zdjęciami.

Nadesłane materiały — o ile będą nadawały się do druku — zostaną zamieszczone w najbliższym numerze „Nafty” i honorowane na równi z innymi artykułami.

### Tablica własności fizycznych lekkich węglowodorów

Do bieżącego numeru naszego czasopisma załączamy tablicę własności fizycznych lekkich węglowodorów. Tablica powyższa obejmuje 48 najlżejszych węglowodorów oraz kilkanaście innych powszechnie znanych gazów i związków chemicznych, razem 63 pozycje, dla których podano 37 własności.

Tablica własności fizycznych oparta jest głównie na podobnym zestawieniu opublikowanym przez W. S. Hanna i R. Mattesona w „The Oil and Gas Journal” (11 stycznia 1947 r.), które znowu z kolei z niewielkimi zmianami opiera się na tablicach własności fizycznych API z roku 1942.

Przy opracowaniu załączonej tablicy dodano szereg własności fizycznych, których brak jest w zestawieniu z „Oil and Gas Journal”, korzystając również z tablic Landolta—Börnsteina oraz innych dostępnych źródeł. Własności podane w jednostkach amerykańskich przeliczone zostały na jednostki międzynarodowe oparte na układzie c.g.s.

Dotychczas dawał się odczuwać brak podobnego zestawienia umieszczonych w tablicy własności, przy czym niejednokrotnie znajduwane w różnych podręcznikach daty różniły się znacznie między sobą.

Powyższa tablica będzie miała duże znaczenie dla przemysłu naftowego, a specjalnie dla laboratoriów, biur projektów itp.

Wobec możliwego projektu unormowania podanych własności, redakcja prosi Czytelników o krytyczne uwagi i ewentualne propozycje zmian zarówno w układzie metodycznym jak i w podanych wartościach.

Opracowania tablicy wraz z przeliczeniami dokonał inż. Janusz Girzejowski.

### Rozszerzone Plenum Zarządu Głównego Związku Zawodowego Naftowców

W początkach marca br. odbyła się w Krośnie konferencja rozszerzonego plenum Zarządu Głównego Z. Z. N. z udziałem przedstawicieli przemysłu naftowego. Z ramienia CZPN wziął udział w konferencji naczelny dyrektor, inż. Borecki Marcin.

Zasadniczym tematem konferencji było sprecyzowanie stanowiska nowego Zarządu Głównego do zagadnień realizacji planów produkcyjnych i inwestycyjnych przemysłu naftowego oraz zagadnień człowieka, jako faktycznego realizatora wszelkich planów.

W szczegółowych referatach gen. sekretarza Sulmy Mariana i kier. ekonomicznego Szpilla Mariana, postawione zostały tezy programowe, po linji których Zarząd Główny będzie organizował swe prace, ażeby zapewnić przedterminowe wykonanie planu 6-letniego i przekraczanie planów rocznych, produkcyjnych i inwestycyjnych.

Główne założenia tych prac przedstawiają się następująco:

1. Zająć się bliżej zagadnieniem poszukiwań nowych złóż. Więcej uwagi poświęcić rozwiernianiu Karpat.
2. Złożyć produkcyjne eksploataować racjonalnie.
3. Mobilizować się w kierunku metod wtórnej eksploatacji i ożywiania złóż.
4. Wykorzystać lepiej pracujące urzędnicy.
5. Walczyć z marnotrawstwem materiałów i czasu pracy.
6. Dopilnować realizowania inwestycji, a w szczególności inwestycji socjalnych.
7. Wzmocnić akcję najszerszej pojętego współzawodnictwa i racjonalizatorstwa.
8. Wzmocnić dyscyplinę pracy wśród pracowników umysłowych i fizycznych.

W ciągu dwudniowych obrad poruszono wiele niedociągnięć na szeregu odcinków przemysłu. Dużo uwagi poświęcono i szczegółowo przedyskutowano rolę człowieka dnia dzisiejszego na odcinku jego warsztatu pracy.

Przedstawiciel przemysłu naftowego inż. Borecki M., zabierając głos w dyskusji, podkreślił wielką wagę tak ujętego programu pracy Zarządu Głównego Zw. Zaw. Naftowców dla realizacji planu 6-letniego w przemyśle naftowym. Założenia planu 6-letniego są bardzo trudne i wymagają zdecydowanej mobilizacji wszystkich elementów składających się na realizację planu. Postulaty postawione przez plenum będą realizowane przez administrację przemysłu z żelazną konsekwencją wspólnie ze Związkiem Zawodowym Naftowców. Jak najściślejsza współpraca administracji przemysłu ze ZZN pod kierunkiem PZPR może zapewnić zwalczanie wszystkich trudności na drodze do przedterminowego wykonania planów rocznych i 6-letniego.

### Komunikat

Zgodnie z zarządzeniem Depart. Techniki PKPG wszystkie artykuły zamieszczone w „Nafcie”, przekraczające rozmiarem 1 stronę druku, powinny być poprzedzone krótkim streszczeniem w języku polskim. Rozmiar streszczenia winien być uzależniony od rozmiaru artykułu oraz bogactwa poruszanych w nim tematów i zagadnień, nie powinien jednak zasadniczo przekraczać 15 wierszy maszynopisu i tylko w wyjątkowych wypadkach może być większy.

Streszczenia mają za zadanie ułatwienie czytelnikom wykorzystanie artykułu przez umożliwienie zapoznania się z jego tematyką i tezami bez konieczności studiowania go w całości oraz dla ułatwienia czynności bibliograficznych. Streszczenia winni wykonywać zasadniczo autorzy artykułów.

Streszczenia będą traktowane jako część artykułu i opłacane zgodnie ze stawkami autorskimi.

Redakcja zastrzega sobie prawo kontroli streszczenia i przeprowadzenia ewentualnych poprawek i skrótów.

### Omyłki druku z nru 1-2, 1950 „Nafty”

Str. 10, łam prawy, wiersz 4, 5 i 6 od góry, zamiast „ $Di = 380 + 18 + (12-1) 18 \sqrt{3} = 759$  mm. Warunek  $759 + 18 \leq 800$  jest spełniony, ponieważ  $757 < 800$ ” — ma być „ $Di = 380 + 25 + (12-1) 25 \sqrt{3} = 880,75 \approx 881$  mm. Ponieważ  $881 + 25 = 906$ , a  $906 > 800$ , przeto warunek  $Di + d \leq Dt$  nie jest spełniony i na ten bęben nie da się nawinąć wymagana ilość liny”.

Str. 33, łam prawy, wiersz 5 od dołu, zamiast „milionów” — ma być „miliardów”.

Str. 33, łam prawy, wiersz 3 od dołu, zamiast „milionów” — ma być „miliardów”.

## Kronika wynalazczości i usprawnień

Zestawienie wynalazczości i usprawnień za I kwartał 1950 r.

Nazwa przedsiębiorstwa	Ilość usprawnień zgłoszonych przez				Usprawnienia				Oszczędności w stosunku rocznym
	robotników	majstrów	inżynierów	Razem	zatwierdzone	w badaniu	odrzucone	kwota wypłacona premij	
Dyr. Zjedn. Raf. Naf. . . . .	22	10	8	40	30	4	6	928 880	6 059 853
Kopalnictwa Naftowe . . . . .	33	18	21	82	34	37	11	811 354	1 407 848
Centr. Warsztaty Naftowe . . . . .	18	2	9	29	17	9	3	398 050	1 669 628
Gaz Ziemny . . . . .	6	1	1	8	5	3	—	102 122	103 500
Wiercenia Poszukiwawcze . . . . .	8	5	6	19	2	16	1	46 320	676 200

Z usprawnień przynoszących poważniejsze oszczędności należy wymienić następujące:

1. Marek Józef  
Zawór do kwasu siarkowego . . . . . Kwota zaoszcz. 600 000
2. Inż. Filepowicz  
Urządzenie do sporządzania mieszanek wieloskładnikowych . . . . . 841 820
3. Knebloch Mieszysław i tow.  
Usprawnienie ruchu w gazolinarni . . . . . 171 531
4. Arendarczyk Zbigniew  
Wykorzystanie pary odlotowej . . . . . 122 200
5. Sieniawski Franciszek  
Eliminacja motorków do napędu sita wiracyjnego . . . . . 766 200
6. Stryczek Antoni  
Rekuperacja strat węglowodorów w odstożnikach refluksowych . . . . . 720 300
7. Habrat Stanisław  
Głowica gazowa dla odwiertów gazowych . . . . . 557 920
8. Przybycień Kazimierz i tow.  
Rama do rygu S. M. 4 . . . . . 200 750
9. Inż. Śliwiński Władysław i tow.  
Sposób regeneracji kwasu siarkowego . . . . . 430 000

10. Wojtasiewicz Wojciech  
Membranowy wentyl bezpieczeństwa . . . . . Kwota zaoszcz. 103 500
11. Stryczek Antoni  
Sposób ogrzewania produktów w zbiornikach magazynowych . . . . . 2 958 000
12. Przybyło Antoni  
Przekonstruowanie korony wieży wiertniczej . . . . . 225 160
13. Blechinger Józef  
Narzędzie do mechanicznego gładzenia szyjki . . . . . 332 000
14. Inż. Mitis Bronisław  
Karta analizy produkcji . . . . . 852 000  
Ruch racjonalizatorski w tym okresie ilustruje następujące zestawienie porównawcze:

Lp.	Treść	I kwartał 1950	w roku 1949	w roku 1948
1	Ilość usprawnień zgłoszonych	178	289	72
2	„ „ zatwierdzonych	88	143	45
3	„ „ w badaniu	69	104	12
4	„ „ odrzuconych	21	42	17
Suma wypłaconych premij w złotych		2 062 069	4 913 744	2 215 400

Uzyskane oszczędności w I kwartale 1950 r. wyniosły ok. 10 milionów złotych.

Charakterystyczny jest nagły wzrost usprawnień zgłoszonych w I kwart. br. w stosunku do roku ubiegłego (50%) oraz w stosunku do roku 1948 (powyżej 100%).

Jest to najlepszym sprawdzianem naszej akcji propagandowej w terenie, wyrażającej się działalnością Klubu Racjonalizatorów, publikacją w „Nafcie” oraz tematyką usprawnień.

#### Branżowa konferencja przewodniczących Komisji Usprawnień

Z końcem lutego br. odbyła się pierwsza konferencja — zainicjowana przez Naczelnego Dyrektora Z. R. N. dr Suknarowskiego — wszystkich przewodniczących Zakładowych Komisji Usprawnień, oraz przedstawicieli technicznych Klubów Racjonalizatorów z udziałem odnośnych referentów z Dyrekcji Technicznej Centralnego Zarządu i Dyrekcji Rafinerii w Krakowie.

Omówiono szereg spraw natury organizacyjnej, wytknięto błędy i niedociągnięcia niektórych komisji, oraz podjęto środki zapobiegawcze na przyszłość.

Obrazy przyczyły się w walnie do podniesienia poziomu i usprawnienia całego ruchu racjonalizatorskiego na terenie rafinerii.

Byłoby rzeczą ze wszech miar wskazaną, aby i inne nasze przedsiębiorstwa poszły za przykładem Nacz. Dyrekcji Z.R.N. i taką konferencję zainicjowały u siebie.

Jest to konieczne z uwagi na fakt, że dla postawienia tej akcji na właściwym poziomie jest jeszcze b. wiele do zrobienia. Należy z tym nie zwlekać i działać szybko, gdyż postulat przedterminowego urealnienia 6-letniego planu gospodarczego nie pozwala na żadne kunktatorstwo.

#### Branżowa narada racjonalizatorów

Dnia 15 kwietnia odbędzie się w Czechowicach narada przedstawicieli istniejących Klubów Racjonalizatorów przy współudziale przedstawicieli nauki z Politechniki w Gliwicach, prasy oraz miejscowych czynników polityczno-społecznych. Wszystkie rafinerie delegują na te narady swoich wybitniejszych racjonalizatorów.

Na program składają się referaty o charakterze popularno-naukowym i dyskusje, sprawozdania z działalności poszczególnych klubów oraz pokaz usprawnień w zastosowaniu praktycznym.

Zgłoszono następujące referaty:

1. zapobieganie stratom produktów naftowych przy magazynowaniu — ref. inż. W. Kisielew,
2. możliwości wykorzystania ciepła odpadkowego w przemyśle naftowym — ref. inż. Frankl.
3. niektóre nowoczesne metody rafinacji olejów selektywnymi rozpuszczalnikami — ref. Koropiewski.

Ta pierwsza tego rodzaju narada na terenie przemysłu naftowego wzbudzi niewątpliwie zrozumiałe zainteresowanie.

## Bibliografia naftowa

### Geologia i geofizyka

Obriadczikow S. N. prof.: Warunki termiczne powstawania ropy w przyrodzie. „Temperaturnyje usłowija obrazowanija nefti w prirode”, *Nieftianoje Choziajstwo*, nr 3—4, marzec-kwiecień 1946, s. 39, 5 str., 1 tab., 14 poz. bibl. — Pod względem składu chemicznego można ropy podzielić na dwa skrajne typy. Do pierwszego należy zaliczyć ropy powstałe przy stosunkowo niskich temperaturach — są one ubogie w węglowodory aromatyczne. Do drugiego typu zaliczyć należy ropy powstałe przy stosunkowo wysokich temperaturach — ropy te zawierają znaczną ilość węglodorów aromatycznych. Temperatura powstawania pierwszego typu mogła wynosić ok. 150C, względnie mniej — zwłaszcza w obecności katalizatorów glinokrzemowych. Jeśli ropę rozpatrujemy jako mieszaninę węglodorów w stanie równowagi, otrzymaną w wyniku przeobrażenia substancji wyjściowej, to jej skład chemiczny może wskazać temperaturę, przy której miała miejsce ta przemiana.

B. F.

### Wiertnictwo

Teplitz A. J.: Cementowanie rur i ich perforowanie. „Review of Casing Cementing and Perforating Practices”. *Oil and Gas Journal*, t. 47, nr 19, 9 wrzesień 48, s. 69, 3 str., 2 fot. — W ostatnich czasach została szeroko rozpowszechniona metoda używania centralizatora rur i skrobacza przy cementowaniu. Obecnie stosuje się metodę odsłaniania spodu otworu przy równoczesnej cyrkulacji płuczki i ruszaniu rurami. W ten sposób uwalnia się odwiert od okruszków skał, zaś bioto zeskrobuje się przy pomocy skrobaczy. Zastosowanie specjalnej głowicy rurowej umożliwia usuwanie tych utłumków, zaś pompa włączająca cement pracuje bez przerwy. Przy przeprowadzeniu cementowania we właściwy sposób, perforowanie staje się zbędne.

H. G.

Stormont D. H.: Nowa technika dowiercania otworów. „Mene Grande Develops New Completion Technique”. *Oil and Gas Journal*, t. 47, nr 20, 16 wrzesień 48, s. 99, 3 str., 3 fot., 1 rys., 1 tab. — Coraz bardziej roz-

powszechnia się stosowanie centralizatorów i skrobaczy przy dowiercaniu otworów. Skrobacze usuwają osad błotny, przez co cement może się związać ze skałą, centralizatory zaś zezwalają na utworzenie się koncentrycznego pierścienia cementowego. Poza użyciem tych narzędzi stosuje się obecnie również szablony i przyrządy do pomiarów temperatury, które zapuszczone do otworu, określają jego średnicę oraz poziom cementu poza rurami. Centralizatory umieszcza się w odstępach co 90 stóp. W artykule znajdujemy opis szczegółowych czynności, jakie winny być wykonane w okresie dowiercania otworu.

H. G.

Searcy C. R. (Lane-Wells Co.): Czynniki techniczne przy pomiarach głębokości odwiertu. „Engineering Factors in Measuring Well Depths”. *Petroleum Engineer*, t. 19, nr 13, wrzesień 1948, s. 76, 5 str., 4 rys., 3 wykr. — Warunkiem dobrego dowiercania jest dokładny pomiar głębokości otworu. Pomiaru takie skutecznia się przy pomocy przewodu wiertniczego, gdyż pomiary przy pomocy rur okładzinowych lub produkcyjnych są niewystarczające. Źródła błędów przy pomiarach głębokości odwiertów są rozmaite.

Na zakończenie autor opisuje metody, jakie stosują różne firmy przy pomiarach głębokości odwiertów.

H. G.

### Wydobywanie ropy

Kuźniecowa A. M.: Rozpuszczalność gipsu w kwasie solnym i jej znaczenie przy stosowaniu kwasowania odwiertów. „Rastworimost' gipsa w soljanoj kislotie i znaczenie jeje dla kislotnoj obrabotki skważin”, *Nieftianoje Choziajstwo*, nr 3—4, marzec-kwiecień, 1946, s. 30, 4, 2, str., 1 wykr., 4 tab., 9 poz. bibl. — Rozpuszczalność gipsu w kwasie solnym jest 100-krotnie większa od jego rozpuszczalności w roztworze chlorku wapnia, który tworzy się skutkiem działania kwasu na skałę wapienną. Wraz ze zmniejszeniem koncentracji kwasu solnego na skutek jego reakcji ze skałą węglanową roztwór będzie przesycony w stosunku do gipsu, który będzie wypadal z roztworu i może zatykać pory i kanały skały, dając w rezultacie negatywny efekt przy kwasowaniu złoża ropnego.

Autor przy badaniu rozpuszczalności gipsu w roztworach kwasu solnego, chlorku wapnia i ich mieszanin stwierdza pewne optimum koncentracji kwasu solnego, które warunkuje największą „pojemność gipsową” (koncentrację gipsu w roztworze). Maksimum rozpuszczalności  $\text{CaSO}_4$  w roztworze  $\text{HCl}$  przypada na jego koncentrację 8,5%. Koncentracja kwasu solnego w roztworze musi się jednak zmniejszać w zależności od zawartości siarczanów w traktowanej skale i w zasadzie maleje ona wraz ze wzrostem ich zawartości.

B. F.

Bazanow M. I.: Przeciekanie ropy między ścianami cylindra a tłokiem pompy węglanej. „Uteczka ropy po zazoru między ściankami cylindra i plunżerem głębokogo nasosa”, *Nieftianoje Choziajstwo*, nr 5, maj 1946, s. 31, 2, 6 str., 1 rys., 1 wykr. — W okresie pracy pompy węglanej powierzchnie cylindra i tłoka ulegają intensywnemu ścieraniu. Utworzone szczeliny są powodem przeciekania ropy między ścianami cylindra a tłokiem. Są one, pomijając inne niekorzystne czynniki, jak zawartość gazu w ropie, głębokość zanurzenia pompy, nieszczelności zaworów itp., powodem zmniejszenia sprawności wolumetrycznej pompy.

Objętość uciekającej szczelinami ropy jak i wartość wolumetrycznej sprawności pompy w razie przeciekania ropy dadzą się ująć równaniami. Wynika z nich, że dla pomp o małej średnicy, wielkość szczeliny wpływa w większym stopniu na sprawność wolumetryczną pompy, aniżeli przy pompach o średnicy większej.

B. F.

Żukow A. J.: Eksploatacja odwiertów naftowych. „Eksploatacja nieftianych skważyn, Moskwa—Leningrad, 1946, *Gostoptechizdat*, cena 36 rb. 50 kop., 652 str., 9 fot., 378 rys., 43 wykr., 58 tabl. — Fizyczne warunki wydobywania ropy i gazu zależą od fizycznych właściwości skał ropnych (porowatość i przepuszczalność), fizycznych właściwości ropy (wiskoza, napięcie powierzchniowe, skład chemiczny ropy), gazów i wód węglanych, ciśnienia złożowego i temperatury, czynników energetycznych (ciśnienie gazu, napór wody, siła ciężkości itp.). Warunki te rządzą dopływem ropy do odwiertu i określają tym samym „reżim” jego eksploatacji.

Dowiercenie złoża ropnego i jego eksploatacja wymaga odpowiednich urządzeń podziemnych i naziemnych oraz czynności mających na celu wywołanie dopływu ropy do odwiertu. Opisano różne urządzenia i ich działanie.

Sam sposób wydobywania może być różny — zależnie od warunków złożowych:

1. Eksploatacja samoczynna. Opisano rury eksploatacyjne, zamknięcie odwiertu, urządzenia do regulowania wypływu ropy, zbiorniki dla wydobytej ropy. Podano sposoby likwidowania nieopanowanej (odkrytej) eksploatacji samoczynnej odwiertu.
2. Eksploatacja kompresorowa (air- i gas-lift). Zasady działania i potrzebne urządzenia. Zasady periodycznego stosowania eksploatacji kompresorowej. Gospodarka kompresorowa (kompresory, stacje kompresorowe itp.).
3. Pompowanie głębokich odwiertów. Zasady działania węglanej pompy. Typy pomp i urządzenia podziemne i naziemne do pompowania.

Eksploatowane odwierty poddaje się badaniom odnośnie wydajności i kontroli ich technologicznych warunków pracy. Uzyskane wyniki podlegają szczegółowej analizie.

Autor opisuje metody zwiększenia wydobycia odwiertów przez kwasowanie, metody termochemiczne, torpedowanie oraz wtórne metody eksploatacji złoża naftowego metodą vacuum, przez wtłaczanie gazów do złoża, zawadnianie złoża i metodą górniczą odbudowy złóż ropnych. Opis urządzeń do oczyszczania odwiertów i przeprowadzania rekonstrukcji. Walka z zaparafinowaniem odwiertów i różne stosowane przy tym metody. Instrumentacja w eksploatowanych odwiertach, potrzebne narzędzia i tok pracy. Cementowanie odwiertów, zamknięta eksploatacja odwiertów, oczyszczanie ropy, jej transport i magazynowanie.

Kończy książkę opis organizacji pracy w procesie dobywania ropy, metody dokumentacji czynności eksploatacyjnych, technika bezpieczeństwa i ochrona przed pożarami. Książka została zatwierdzona jako podręcznik dla naftowych szkół typu Technicum w ZSRR.

B. F.

## Technologia nafty

Wajnsztejn S. M. i Dinces A. I.: Polimeryzacja izobutenu zawartego w gazach krakingowych. „Polimeryzacja izobutenu, sodierzaszczegosja w kreking-gazach”, *Nieftianoje Choziajstwo*, nr 6—7, czerwiec—lipiec 1946, s. 34, 4, 6 str., 3 wykr., 2 tabl. 9 poz. bibl. — Z izobutenu i zawierających go mieszanin lekkich węglowodorów można otrzymać przy zastosowaniu krzemianowych katalizatorów polimery wysokomolekularne. W doświadczeniach użyto jako frakcji wyjściowej gazu krakingowego o zawartości 15—17% izobutenu i chlorku glinowego  $\text{AlCl}_3$  jako katalizatora. Produkty reakcji poddawano rafinacji alkoholem etylowym. Produkty polimeryzacji wydzielano przez podgrzewanie do 100 C pod ciśnieniem 5—10 mm Hg.

B. F.

Bieńkowskij W. G.: Przyczynek do kwestii odsalania rop. „K woprosu obessoliwanija nieftiej”, *Nieftianoje Choziajstwo*, nr 6—7, czerwiec—lipiec 1946, s. 44, 2, 7 str., 1 wykr., 4 tabl. 5 poz. bibl. — Czynniki korodującymi urządzenia przerobcze — oprócz połączeń siarkowych — są produkty hydrolizy chlorków metali w wysokich temperaturach. Obecność soli w ropie powoduje woda pokładowa emulgowana w ropie, duże zatem znaczenie posiada problem rozbijania emulsji i wydzielenie z ropy chlorków; dlatego głównie w tym celu stosować należy demulgator, ogrzewanie i wirowanie. Autor wyprowadza wniosek, że odsalanie ropy polega na demulgowaniu, a całkowite wydzielenie wody z ropy gwarantuje całkowite wydalenie soli.

B. F.

Żerdiewa G. L. i Wozniesieńskaja E. W.: Stosowanie frakcji propanowo-propenowej do odasfaltowania dla otrzymania cerezyny. „Primienienie deasfaltizacji dla poluczenija cerezina”, *Nieftianoje Choziajstwo*, nr 11, listopad 1946, s. 58, 2, 5 str., 2 tabl., 3 poz. bibl. — Otrzymywanie cerezyny z wosku ziemnego i warstw parafinowych odłożonych w zbiornikach i rurach kopalnianych jest utrudnione często z powodu nadmiernej zawartości substancji asfaltowych i składników olejnych w wymieszanych surowcach. Radzieccy badacze przeprowadzili z wynikami dodatnimi szereg prób odasfaltowania przy użyciu frakcji propanowo-propenowej zamiast stosowanego dotychczas czystego propanu. Należy tylko stosować przy odasfaltowaniu odpowiednią temperaturę, zbliżoną do temperatury topliwości. Autorki podają wyniki doświadczeń nad odasfaltowaniem próbek ropy przy pomocy frakcji propano-propenowej.

B. F.

Nakładem Instytutu Naftowego w Krakowie

Kolegium Redakcyjne:

CZPN: Mgr Inż. Marcin Borecki

Instytut Naftowy: Mgr Inż. J. Wojnar, Mgr Inż. Br. Fleszar, Mgr Inż. H. Górka, Mgr Inż. A. Waliduda

Stowarzyszenie Inżynierów i Techników Przemysłu Naftowego: Dr Stefan Suknarowski

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, obj. 2 $\frac{1}{4}$  ark., papier drukowy, beźdrzewny, 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 nowodowierconych, 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 polskorozyjska, 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 produkc. pod red. Inż. H. Górki, 1946 . . . . .	800
Inż. Z. Obuchowicz: Kopalnie Nafty i Gazów Ziarnych. Roztoki—Sądkowa, 1946, (wyczerpane)	
Inż. H. Górka: Kopalnie Nafty i Gazów Ziarnych. 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. Kamiembrodzki: 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
Wytyczne budowy gazociągów dalekosiężnych, 1949 . . . . .	200



## Odbitki z miesięcznika „Nafta”

- Inż. H. Górka: Możliwości wydobywania ropy metodą górnictwem 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 górnictwa złóż ropnych, 1948
- Inż. Z. Ziolkowski: Selektywna ekstrakcja furfurolem destylatów z rop parafinowych, 1946
- Dr A. Tokarski: Zachodnia część fałdu Mrukowej oraz możliwości ropne Pielgrzymki i Folsza, 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 hydrauliki, 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 wstępnych, 1948
- Inż. R. Glaser: Analizy typowych rop polskich ze szczególnym uwzględnieniem zawartych w nich części olejowych, 1948
- Dr Inż. A. Saustowicz: Wytrzymałość skał na ścianach otworów wiertniczych, 1948
- Inż. Z. Ziolkowski: Racjonalizacja urządzeń kompresyjnych, 1948
- Dr J. Wdowiarz: Wyniki wierceń poszuk. w Folszu 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 wydobywanie ropy, 1949
- Inż. J. Michałowska: Nowe metody uszlachetniania olejów smarowych, 1949
- Inż. S. Niementowski: Nowoczesna aparatura laboratoryjna i półtechniczna dla przemysłu naftowego, 1949
- Inż. J. Ostaszewski: Pompa wstępna 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 ropoносnych, 1949
- Dr Inż. St. Rachwał: Podgrzewanie cystern kolejowych, 1949
- Mgr T. Trawiński: Przemysł naftowy w latach 1945—1949, 1949
- Inż. Z. Wyszyński: Badanie rdzeni wiertniczych, 1949
- Dr Inż. S. Pawlikowski: Działanie elektrycznych wyładowań koronowych na gaz ziemny, 1949
- Dr Inż. St. Rachwał: Obwałowanie zbiorników na ropę i produkty naftowe, 1949